

2009

---

DOCUMENT DE RÉFÉRENCE





*Dans le présent document de référence, les expressions « EDF Energies Nouvelles » ou la « Société » désignent la société EDF Energies Nouvelles SA. L'expression le « Groupe » désigne le groupe de sociétés constitué par la Société et l'ensemble de ses filiales.*

*Le présent document de référence contient des indications sur les objectifs du Groupe ainsi que des déclarations prospectives, notamment relatives à ses projets en cours. Ces indications sont parfois identifiées par l'utilisation du futur, du conditionnel et de termes tels que « croire », « s'attendre à », « pouvoir », « estimer », « avoir l'intention de », « envisager de », « anticiper », « devoir », ainsi que d'autres termes similaires. L'attention du lecteur est attirée sur le fait que la réalisation de ces objectifs et de ces déclarations prospectives dépend de circonstances ou de faits qui devraient se produire dans le futur. Ces déclarations prospectives et ces informations sur les objectifs peuvent être affectées par des risques connus et inconnus, des incertitudes et d'autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats futurs, les performances et les réalisations du Groupe soient significativement différents des objectifs formulés ou suggérés. Ces facteurs peuvent inclure les évolutions de la conjoncture économique et commerciale, de la réglementation, ainsi que les facteurs de risque exposés au Chapitre 4 du présent document de référence.*

*Les investisseurs sont invités à prendre attentivement en considération les facteurs de risques décrits au Chapitre 4 du présent document de référence avant de prendre une décision d'investissement. La réalisation de tout ou partie de ces risques est susceptible d'avoir un effet négatif sur l'activité, la situation financière, les résultats du Groupe ou sur sa capacité à réaliser ses objectifs.*

*Un changement de mode de consolidation des parcs éoliens est intervenu aux États-Unis au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2009. L'impact de ce changement est détaillé en note 3.4 des comptes consolidés relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2009, inclus au paragraphe 20.1 du présent document de référence.*

*Le présent document de référence contient des chiffres et nombres ayant fait l'objet d'arrondis. En conséquence, les montants indiqués comme étant des totaux dans les tableaux et dans les diverses sections du présent document peuvent ne pas correspondre à la somme arithmétique de ces chiffres et nombres.*

*Un glossaire définissant les principaux termes du présent document de référence figure à la fin de ce document.*



Société anonyme au capital de 124 109 465,60 euros  
Siège social : Cœur Défense – Immeuble 1 – Défense 4  
90, Esplanade du Général de Gaulle – 92933 Paris la Défense Cedex  
379 677 636 RCS Nanterre

## Document de référence 2009



*Le présent document de référence a été déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 29 mars 2010 conformément à l'article 212-13 de son Règlement général.*

*Il pourra être utilisé à l'appui d'une opération financière s'il est complété par une note d'opération visée par l'Autorité des marchés financiers.*

*Ce document a été établi par l'émetteur et engage la responsabilité de ses signataires.*

En application de l'article 28-1 du Règlement (CE) n° 809/2004 de la Commission Européenne, les informations suivantes sont incluses par référence dans le présent document de référence :

- les comptes consolidés d'EDF Energies Nouvelles relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2007 établis selon les normes comptables internationales IFRS, le rapport des commissaires aux comptes y afférent, ainsi que l'examen de la situation financière et des résultats d'EDF Energies Nouvelles pour l'exercice clos le 31 décembre 2007 figurant dans le document de référence 2007 d'EDF Energies Nouvelles enregistré par l'Autorité des marchés financiers le 18 avril 2008 sous le numéro R.08-027 (le « document de référence 2007 ») aux pages 119 à 171, 172 à 173 et 74 à 84 respectivement ; et
- les comptes consolidés d'EDF Energies Nouvelles relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2008 établis selon les normes comptables internationales IFRS, le rapport des commissaires aux comptes y afférent, ainsi que l'examen de la situation financière et des résultats d'EDF Energies Nouvelles pour l'exercice clos le 31 décembre 2008 figurant dans le document de référence 2008 d'EDF Energies Nouvelles enregistré par l'Autorité des marchés financiers le 17 avril 2009 sous le numéro R.09-020 (le « document de référence 2008 ») aux pages 132 à 188, 189 à 190 et 81 à 91 respectivement.

Des exemplaires du présent document de référence sont disponibles sans frais auprès d'EDF Energies Nouvelles, 90, Esplanade du Général de Gaulle - 92933 Paris la Défense Cedex, ainsi que sur les sites Internet d'EDF Energies Nouvelles ([www.edf-energies-nouvelles.com](http://www.edf-energies-nouvelles.com)) et de l'Autorité des marchés financiers ([www.amf-france.org](http://www.amf-france.org)).

<b>1</b>	<b>Personnes responsables du document de référence</b>	<b>5</b>	9.4	TRÉSORERIE ET RESSOURCES EN CAPITAL	94
1.1	RESPONSABLES DU DOCUMENT DE RÉFÉRENCE	5	9.5	STRUCTURE DE L'ENDETTEMENT	95
1.2	ATTESTATION DES RESPONSABLES	5	9.6	ENGAGEMENTS HORS BILAN	96
<b>2</b>	<b>Contrôleurs légaux des comptes</b>	<b>6</b>	9.7	ENGAGEMENTS CONTRACTUELS	97
2.1	COMMISSAIRES AUX COMPTES TITULAIRES	6	9.8	INFORMATIONS FINANCIÈRES RELATIVES À EDF ENERGIES NOUVELLES SA	98
2.2	COMMISSAIRES AUX COMPTES SUPPLÉANTS	6	9.9	DÉLAIS DE PAIEMENT	102
<b>3</b>	<b>Informations financières sélectionnées</b>	<b>7</b>	<b>10</b>	<b>Trésorerie et capitaux</b>	<b>103</b>
<b>4</b>	<b>Facteurs de risque</b>	<b>9</b>	10.1	INFORMATION SUR LES CAPITAUX DU GROUPE	103
4.1	RISQUES LIÉS À L'INDUSTRIE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES, NOTAMMENT LES ÉNERGIES ÉOLIENNE ET SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE	10	10.2	FLUX DE TRÉSORERIE	103
4.2	RISQUES LIÉS AUX ACTIVITÉS DU GROUPE	14	10.3	FINANCEMENT	103
4.3	RISQUES LIÉS À LA SOCIÉTÉ	19	10.4	RESTRICTIONS À L'UTILISATION DES CAPITAUX	103
4.4	RISQUES DE MARCHÉ	21	10.5	SOURCES DE FINANCEMENT ATTENDUES POUR LES INVESTISSEMENTS FUTURS	104
4.5	RISQUES JURIDIQUES	25	<b>11</b>	<b>Recherche et développement, brevets et licences</b>	<b>105</b>
4.6	ASSURANCES ET COUVERTURE DES RISQUES	26	11.1	RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT	105
<b>5</b>	<b>Informations concernant l'émetteur</b>	<b>28</b>	11.2	MARQUES, BREVETS ET LICENCES	105
5.1	HISTORIQUE ET ÉVOLUTION DE LA SOCIÉTÉ	28	<b>12</b>	<b>Information sur les tendances</b>	<b>106</b>
5.2	INVESTISSEMENTS	29	12.1	ÉVOLUTIONS DEPUIS LA CLÔTURE DE L'EXERCICE 2009	106
<b>6</b>	<b>Aperçu des activités</b>	<b>31</b>	12.2	PERSPECTIVES D'AVENIR	106
6.1	PRÉSENTATION GÉNÉRALE	32	<b>13</b>	<b>Prévisions ou estimations du bénéfice</b>	<b>107</b>
6.2	LES ATOUTS DU GROUPE	34	13.1	PRÉVISIONS OU ESTIMATIONS DE BÉNÉFICE DU GROUPE	107
6.3	STRATÉGIE	36	13.2	RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES PRÉVISIONS DE BÉNÉFICE	108
6.4	PRÉSENTATION DU MARCHÉ ET POSITION CONCURRENTIELLE	38	<b>14</b>	<b>Organes d'administration, de Direction et de surveillance et Direction générale</b>	<b>109</b>
6.5	DESCRIPTION DES PRINCIPALES ACTIVITÉS DU GROUPE	52	14.1	COMPOSITION ET FONCTIONNEMENT DES ORGANES DE DIRECTION ET DE CONTRÔLE	109
6.6	FACTEURS DE DÉPENDANCE	73	14.2	CONFLITS D'INTÉRÊTS AU NIVEAU DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE LA DIRECTION GÉNÉRALE	115
6.7	ENVIRONNEMENT LÉGISLATIF ET RÉGLEMENTAIRE	73	<b>15</b>	<b>Rémunération et avantages</b>	<b>116</b>
6.8	POLITIQUE ENVIRONNEMENTALE	76	15.1	RÉMUNÉRATION ET AVANTAGES EN NATURE	116
<b>7</b>	<b>Organigramme</b>	<b>79</b>	15.2	SOMMES PROVISIONNÉES PAR LA SOCIÉTÉ OU SES FILIALES AUX FINS DE VERSEMENT DE PENSIONS, DE RETRAITES OU D'AUTRES AVANTAGES AU PROFIT DES DIRIGEANTS	121
<b>8</b>	<b>Propriétés immobilières et équipements</b>	<b>81</b>	<b>16</b>	<b>Fonctionnement des organes d'administration et de direction</b>	<b>122</b>
8.1	PROPRIÉTÉS IMMOBILIÈRES ET ÉQUIPEMENTS DU GROUPE	81	16.1	MANDATS DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION	122
8.2	CONTRAINTES ENVIRONNEMENTALES POUVANT INFLUENCER L'UTILISATION PAR LE GROUPE DE SES IMMOBILISATIONS	83	16.2	INFORMATIONS SUR LES CONTRATS DE SERVICE LIANT DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION À LA SOCIÉTÉ	122
<b>9</b>	<b>Examen de la situation financière et du résultat</b>	<b>84</b>			
9.1	PRÉSENTATION GÉNÉRALE	85			
9.2	RÉSULTATS DES OPÉRATIONS	88			
9.3	STRUCTURE FINANCIÈRE	93			

16.3	COMITÉS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION	122
16.4	GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE	125
<b>17</b>	<b>Salariés</b>	<b>127</b>
17.1	INFORMATIONS SOCIALES	127
17.2	OPTIONS DE SOUSCRIPTION ET D'ACHAT D'ACTIONS	132
17.3	INTÉRESSEMENT DU PERSONNEL	132
17.4	COMITÉ D'ENTREPRISE – UES	132
17.5	PARTICIPATION DES MANDATAIRES SOCIAUX ET OPÉRATIONS RÉALISÉES PAR LES MEMBRES DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR LES TITRES DE LA SOCIÉTÉ	133
<b>18</b>	<b>Principaux actionnaires</b>	<b>134</b>
18.1	PRINCIPAUX ACTIONNAIRES	134
18.2	NÉGOCIATIONS SUR LE MARCHÉ EURONEXT PARIS	135
18.3	DROITS DE VOTE DES PRINCIPAUX ACTIONNAIRES	135
18.4	CONTRÔLE DE LA SOCIÉTÉ	135
18.5	ACCORDS POUVANT ENTRAÎNER UN CHANGEMENT DE CONTRÔLE	139
<b>19</b>	<b>Opérations avec des apparentés</b>	<b>140</b>
19.1	OPÉRATIONS AVEC LES APPARENTÉS	140
19.2	RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES CONVENTIONS RÉGLEMENTÉES POUR L'EXERCICE 2009	140
<b>20</b>	<b>Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de l'émetteur</b>	<b>144</b>
20.1	COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2009 EN NORMES IFRS	145
20.2	RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS EN NORMES IFRS AU 31 DÉCEMBRE 2009	214
20.3	HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES	216
20.4	POLITIQUE DE DISTRIBUTION DE DIVIDENDES	216
20.5	PROCÉDURES JUDICIAIRES ET D'ARBITRAGE	217
20.6	CHANGEMENT SIGNIFICATIF DE LA SITUATION FINANCIÈRE OU COMMERCIALE	218
<b>21</b>	<b>Informations complémentaires</b>	<b>219</b>
21.1	RENSEIGNEMENTS DE CARACTÈRE GÉNÉRAL CONCERNANT LE CAPITAL	219
21.2	ACTE CONSTITUTIF ET STATUTS	222
<b>22</b>	<b>Contrats importants</b>	<b>228</b>
<b>23</b>	<b>Informations provenant de tiers, déclarations d'experts et déclarations d'intérêt</b>	<b>230</b>
<b>24</b>	<b>Documents accessibles au public</b>	<b>231</b>
<b>25</b>	<b>Informations sur les participations</b>	<b>232</b>

## **Glossaire** **233**

### **Annexe 1** **Rapport 2009 du Président du Conseil d'administration d'EDF Energies Nouvelles sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne** **235**

INTRODUCTION	235
1 GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE	235
2 LE CONTRÔLE INTERNE D'EDF ENERGIES NOUVELLES	241
3 DYNAMIQUE D'ÉVOLUTION	253

### **Annexe 2** **Rapport des commissaires aux comptes établi en application de l'article L.225-235 du Code de commerce, sur le rapport du Président du Conseil d'administration de la société EDF Energies Nouvelles SA, pour ce qui concerne les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière pour l'exercice clos le 31 décembre 2009** **254**

### **Annexe 3** **Liste des mandats et fonctions exercés au sein du groupe EDF Energies Nouvelles par les administrateurs et les membres des organes de Direction de la Société** **256**

### **Annexe 4** **Comptes sociaux d'EDF Energies Nouvelles SA** **264**

1 BILAN	264
2 COMPTE DE RÉSULTAT	266
3 TABLEAU DE FINANCEMENT	267
4 FAITS CARACTÉRISTIQUES DE L'EXERCICE	267
5 RÈGLES ET MÉTHODES COMPTABLES	268
6 NOTES SUR LE BILAN ACTIF	272
7 NOTES SUR LE BILAN PASSIF	276
8 NOTES SUR LE COMPTE DE RÉSULTAT	279
9 TABLEAU DES FILIALES ET DES PARTICIPATIONS	284

## **Tables de concordance** **286**



# 1 Personnes responsables du document de référence

---

## 1.1 Responsables du document de référence

**Monsieur Pâris Mouratoglou**

Président du Conseil d'administration d'EDF Energies Nouvelles

**Monsieur David Corchia**

Directeur général d'EDF Energies Nouvelles

## 1.2 Attestation des responsables

Nous attestons, après avoir pris toute mesure raisonnable à cet effet, que les informations contenues dans le présent document de référence sont, à notre connaissance, conformes à la réalité et ne comportent pas d'omissions de nature à en altérer la portée.

Nous attestons, à notre connaissance, que les comptes sont établis conformément aux normes comptables applicables et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation, et le rapport de gestion contenu dans le présent document de référence présente un tableau fidèle de l'évolution des affaires, des résultats et de la situation financière de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation ainsi qu'une description des principaux risques et incertitudes auxquels elles sont confrontées.

Nous avons 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 référence ainsi qu'à la lecture d'ensemble du document de référence.

Les informations financières historiques présentées dans le présent document de référence ont fait l'objet de rapports des contrôleurs légaux, figurant à la section 20.1 et inclus par référence au Chapitre 20 dudit document. Le rapport relatif aux comptes consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2009 contient l'observation suivante :

*« Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur la note 3.4 aux états financiers consolidés qui expose un changement de méthode concernant le mode de consolidation des sociétés en partenariat aux États-Unis ».*

LE PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Pâris Mouratoglou

LE DIRECTEUR GÉNÉRAL

David Corchia

# 2

## Contrôleurs légaux des comptes

---

### 2.1 Commissaires aux comptes titulaires

**Alain Martin et Associés,**

membre de la compagnie des Commissaires aux comptes de Paris  
101, rue de Prony  
75017 Paris  
Représenté par M. Alain Martin

Nommé par décision de l'assemblée générale ordinaire en date du 27 juin 1996 et renouvelé la dernière fois par décision de l'assemblée générale ordinaire du 28 mai 2008, soit jusqu'à l'assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

**KPMG Audit**

Département de KPMG SA, membre de la compagnie des Commissaires aux comptes de Versailles  
1, cours Valmy  
92923 Paris La Défense Cedex  
Représenté par Mme Catherine Porta

Nommé par décision de l'assemblée générale ordinaire en date du 30 août 2005 et renouvelé par décision de l'assemblée générale ordinaire du 28 mai 2008, soit jusqu'à l'assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

### 2.2 Commissaires aux comptes suppléants

**Monsieur Patrick Viguié**

23, rue Cronstadt  
75015 Paris

Nommé par décision de l'assemblée générale ordinaire en date du 27 juin 1996 et renouvelé la dernière fois par décision de l'assemblée générale ordinaire du 28 mai 2008, soit jusqu'à l'assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

**M. Denis Marangé**

1, cours Valmy  
92923 Paris La Défense Cedex

Nommé par décision de l'assemblée générale ordinaire en date du 28 mai 2008, soit jusqu'à l'assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2013.



# 3

## Informations financières sélectionnées

Les tableaux ci-dessous présentent des extraits des bilans, des comptes de résultat et des tableaux de flux de trésorerie consolidés du Groupe pour les exercices clos les 31 décembre 2007, 2008 et 2009.

Les informations relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2008 sont présentées telles que publiées ainsi que retraitées du changement de mode de consolidation des parcs éoliens américains en 2009 (voir la note 3.4 des comptes consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2009 inclus au paragraphe 20.1 du présent document de référence).

### ► COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ RÉSUMÉ (NORMES IFRS)

(en millions d'euros)	Exercice clos le 31 décembre			
	2007	2008 (publié)	2008 (retraité)	2009
Chiffre d'affaires	560,5	1 006,6	1 015,4	1 173,1
Résultat opérationnel	95,5	158,6	165,5	230,1
<b>Résultat net part du Groupe</b>	<b>51,4</b>	<b>69,6</b>	<b>70,6</b>	<b>97,9</b>

### ► BILAN CONSOLIDÉ RÉSUMÉ (NORMES IFRS)

(en millions d'euros)	Exercice clos le 31 décembre			
	2007	2008 (publié)	2008 (retraité)	2009
Actifs non courants	1 515,7	2 727,4	2 817,5	4 119
Actifs courants	867,6	1 693,3	1 695,6	2 006,1
<b>TOTAL DE L'ACTIF</b>	<b>2 383,3</b>	<b>4 420,7</b>	<b>4 513,1</b>	<b>6 125,1</b>
Capitaux propres	757,3	1 491,0	1 474,1	1 572,5
Provisions non courantes	6,9	14,8	14,8	20,0
Passifs non courants	802,9	1 224,9	1 322,5	2 673,4
Passifs courants	816,2	1 689,9	1 701,7	1 859,3
<b>TOTAL DU PASSIF</b>	<b>2 383,3</b>	<b>4 420,7</b>	<b>4 513,1</b>	<b>6 125,1</b>

### ► FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS RÉSUMÉS (NORMES IFRS)

(en millions d'euros)	Exercice clos le 31 décembre			
	2007	2008 (publié)	2008 (retraité)	2009
Flux nets de trésorerie générés par l'activité	133,3	(0,3)	(13,1)	107,3
Flux nets de trésorerie liés aux opérations d'investissement	(527,0)	(1 008,0)	(1 008,0)	(1 291,1)
Flux nets de trésorerie liés aux opérations de financement	344,2	1 169,7	1 182,6	1 166,4
Total incidences *	(5,8)	(5,8)	(5,8)	3,0
Variation de trésorerie	(55,3)	155,7	155,7	(14,4)

\* Cette ligne regroupe les incidences des effets de change, des changements de présentation et des actifs destinés à être cédés.

► CHIFFRE D'AFFAIRES PAR ZONE GÉOGRAPHIQUE (NORMES IFRS)

<i>(en millions d'euros)</i>	Exercice clos le 31 décembre			<b>2009</b>
	<b>2007</b>	<b>2008 (publié)</b>	<b>2008 (retraité)</b>	
Europe	186,5	517,5	517,5	739,5
Amériques	374,0	489,1	497,9	433,5
<b>TOTAL</b>	<b>560,5</b>	<b>1 006,6</b>	<b>1 015,4</b>	<b>1 173,1</b>

► CHIFFRE D'AFFAIRES PAR ACTIVITÉ (NORMES IFRS)

<i>(en millions d'euros)</i>	Exercice clos le 31 décembre			<b>2009</b>
	<b>2007</b>	<b>2008 (publié)</b>	<b>2008 (retraité)</b>	
Production	174,6	228,5	237,3	362,1
Exploitation-Maintenance	11,0	24,0	24,0	34,2
Développement-Vente d'Actifs Structurés (DVAS)	374,9	569,1	569,1	497,6
Énergies réparties	-	185,0	185,1	279,2
<b>TOTAL</b>	<b>560,5</b>	<b>1 006,6</b>	<b>1 015,4</b>	<b>1 173,1</b>

# 4 Facteurs de risque

<b>4.1</b>	<b>Risques liés à l'industrie des énergies renouvelables, notamment les énergies éolienne et solaire photovoltaïque</b>	<b>10</b>
4.1.1	Risques liés aux conditions climatiques	10
4.1.2	Risques liés aux politiques nationales et internationales de soutien aux énergies renouvelables	10
4.1.3	Risques liés à l'acceptation par le public des projets éoliens et solaires photovoltaïques	11
4.1.4	Risques liés à la réglementation et à son évolution	11
4.1.5	Risques liés à la fiscalité et à son évolution	12
4.1.6	Risques liés à l'obtention des autorisations d'exploiter et des permis de construire	12
4.1.7	Risques liés à la disponibilité de sites d'implantation	12
4.1.8	Risques liés aux évolutions technologiques	13
4.1.9	Risques liés à l'évolution des prix de vente de l'électricité	13
4.1.10	Risques liés à la rentabilité des sites de production	13
4.1.11	Risques liés au coût de l'électricité issue des énergies renouvelables comparé au coût de l'électricité issue des autres sources d'énergie	14
<b>4.2</b>	<b>Risques liés aux activités du Groupe</b>	<b>14</b>
4.2.1	Risques liés à la dépendance vis-à-vis des fournisseurs et à la disponibilité des équipements et des matières premières	14
4.2.2	Risques liés à la fluctuation des revenus	15
4.2.3	Risques liés au raccordement aux réseaux de transport et de distribution d'électricité	15
4.2.4	Risques liés aux engagements et promesses d'achat ou de vente	15
4.2.5	Risques liés à l'activité de construction et à la mise en service de centrales électriques	16
4.2.6	Risques liés aux obligations de démantèlement des installations et des turbines en fin de contrat	16
4.2.7	Risques liés aux partenariats	16
4.2.8	Risques liés à la structure de projets conduits aux États-Unis dans le cadre de la <i>Production Tax Credit</i> et de l' <i>Investment Tax Credit</i>	17
4.2.9	Risques liés à la concurrence d'autres producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables	17
4.2.10	Risques liés aux assurances	17
4.2.11	Risques relatifs au non-paiement des clients et à la mise en œuvre de certaines stipulations contractuelles	18
4.2.12	Risques liés à la dépendance vis-à-vis des clients importants	18
4.2.13	Risques liés aux atteintes à l'environnement naturel et humain des sites exploités par le Groupe	18
4.2.14	Risques liés à l'effet des acquisitions ou investissements	19
<b>4.3</b>	<b>Risques liés à la Société</b>	<b>19</b>
4.3.1	Risques liés à la dépendance à l'égard des dirigeants et des collaborateurs-clés	19
4.3.2	Risques liés à l'actionnariat du Groupe	20
4.3.3	Risque lié à l'image du Groupe	20
4.3.4	Risque lié à l'éthique	20
<b>4.4</b>	<b>Risques de marché</b>	<b>21</b>
4.4.1	Risques de taux d'intérêt	21
4.4.2	Risques liés au taux de change	22
4.4.3	Risques de liquidité	23
<b>4.5</b>	<b>Risques juridiques</b>	<b>25</b>
<b>4.6</b>	<b>Assurances et couverture des risques</b>	<b>26</b>
4.6.1	Politique de couverture des risques	26
4.6.2	Assurances	26

## 4.1 Risques liés à l'industrie des énergies renouvelables, notamment les énergies éolienne et solaire photovoltaïque

### 4.1.1 RISQUES LIÉS AUX CONDITIONS CLIMATIQUES

Le Groupe exerce son activité dans la production d'électricité à partir des énergies renouvelables, principalement à partir de l'énergie éolienne, qui a représenté 82,4 % des ventes d'électricité du Groupe en 2009 contre 76,2 % en 2008. Cette énergie dépend étroitement des conditions climatiques, et notamment des conditions de vent. En particulier, la rentabilité d'un parc éolien dépend à la fois des conditions de vent constatées sur le parc, qui sont nécessairement aléatoires, et de la conformité de ces conditions aux hypothèses retenues dans la phase de développement du projet.

Le Groupe ne peut garantir que les conditions climatiques, notamment de vent, constatées sur ses parcs seront conformes aux hypothèses retenues dans le cadre du développement de ses projets. Néanmoins, préalablement à la construction de tout parc éolien, une campagne de mesure de vent est effectuée, notamment par la mise en place de mâts de mesure de vent sur le site d'implantation. Pour la plupart des projets d'investissement,

un cabinet d'études indépendant établit également un rapport sur le niveau de vent probable du site qui constitue le socle des hypothèses retenues par le Groupe.

Une baisse durable des conditions de vent sur l'ensemble des sites d'implantation des centrales éoliennes du Groupe, dont la probabilité d'occurrence est réduite par la diversité géographique de l'implantation des sites du Groupe, une évolution défavorable des conditions d'hydraulicité sur ses centrales hydroélectriques ou de luminosité sur ses centrales photovoltaïques, ou la survenance de catastrophes naturelles résultant de conditions climatiques exceptionnelles pourraient entraîner une réduction du volume d'électricité produit par le Groupe. De tels événements pourraient avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière ou les résultats du Groupe, ou sur sa capacité à réaliser ses objectifs.

### 4.1.2 RISQUES LIÉS AUX POLITIQUES NATIONALES ET INTERNATIONALES DE SOUTIEN AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES

Le développement des énergies renouvelables dépend en grande partie des politiques nationales et internationales de soutien à ces sources d'énergie. En particulier, l'Union Européenne, ses principaux pays membres, et les États-Unis, principaux marchés du Groupe, pratiquent depuis plusieurs années une politique de soutien actif aux énergies renouvelables, par le biais notamment d'obligations d'achat ou de quotas obligatoires d'énergie renouvelable imposés aux producteurs et/ou aux distributeurs historiques (comme EDF en France ou les grandes utilities aux États-Unis), de tarifs d'achat de l'électricité favorables, de mesures fiscales incitatives (comme aux États-Unis avec la *Production Tax Credit*, système de crédits d'impôts proportionnels à la quantité d'énergie éolienne produite et vendue dans le respect des conditions d'attribution, ou l'*Investment Tax Credit*, système de crédits d'impôts liés aux investissements dans l'énergie solaire ou éolienne) ou encore des systèmes de certificats verts ou des *Renewable Obligation Certificates* pouvant être cédés sur un marché organisé ou de gré à gré.

Bien que cette politique de soutien aux énergies renouvelables ait été constante au cours des dernières années et que l'Union

Européenne et le gouvernement américain rappellent régulièrement leur souhait de poursuivre et de renforcer cette politique, le Groupe ne peut garantir qu'elle se poursuivra, et notamment que l'électricité produite par ses futurs sites de production bénéficiera d'une obligation légale d'achat par les producteurs et/ou distributeurs historiques, de tarifs d'achat de l'électricité favorables, de mesures fiscales incitatives ou d'autres mesures de soutien à la production d'électricité à partir des énergies renouvelables, ou que ces dispositifs ne seront pas réduits à l'avenir.

Si les instances internationales (notamment l'Union Européenne) et les gouvernements nationaux abandonnaient ou diminuaient leur soutien au développement des énergies renouvelables, en considération par exemple du coût des mesures de soutien ou pour ne pas nuire au marché des autres sources d'énergie, cela pourrait avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière et les résultats du Groupe ainsi que sur sa capacité à réaliser ses objectifs.

### 4.1.3 RISQUES LIÉS À L'ACCEPTATION PAR LE PUBLIC DES PROJETS ÉOLIENS ET SOLAIRES PHOTOVOLTAÏQUES

L'énergie éolienne est actuellement la principale source de revenus du Groupe. Certaines personnes, associations ou autres groupements de personnes s'opposent à l'implantation de projets éoliens en invoquant une dégradation du paysage, des désagréments sonores, les dommages subis par les volatiles ou plus généralement une atteinte à leur environnement.

Bien que le développement d'un projet éolien nécessite généralement que soit réalisée une étude d'impact sur l'environnement et l'organisation d'une enquête publique préalablement à l'obtention des permis de construire, aucune garantie ne peut être donnée par le Groupe qu'un parc éolien en cours de développement ou en exploitation recueille un avis favorable ou soit accepté par les populations concernées. En outre, même s'il existe déjà diverses réglementations qui visent à limiter les lieux d'implantation de parcs éoliens, notamment à proximité des habitations, l'opposition des populations locales pourrait conduire à l'adoption de nouvelles réglementations plus restrictives.

La mobilisation d'une partie de la population contre l'implantation d'un parc éolien peut rendre plus difficile l'obtention de permis de construire (notamment en France et en Grèce). En France, par

exemple, certaines associations se mobilisent contre ce type de projets, notamment en exerçant des recours contre les décisions délivrant les permis de construire ; ces recours peuvent donner lieu à l'annulation du permis, voire, dans certains cas, au démantèlement du parc. Bien que ces procédures n'aboutissent que rarement, près de la moitié des permis de construire obtenus par le Groupe en France font l'objet d'un recours administratif.

Pour les projets solaires photovoltaïques, le Groupe ne rencontre pas actuellement de difficultés majeures dans leur acceptation par le public. Néanmoins, il ne peut garantir que cette situation perdurera à l'avenir, bien qu'il privilégie les implantations sur des terrains à faible valeur agricole, veille à limiter l'impact visuel de ses centrales sur le paysage et organise généralement des réunions publiques afin d'informer les riverains des futures implantations.

Une moindre acceptation par les populations locales de l'implantation de parcs éoliens ou de centrales solaires photovoltaïques, une progression du nombre de recours ou une évolution défavorable de leur issue pourraient avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière ou les résultats du Groupe ou sur sa capacité à réaliser ses objectifs.

### 4.1.4 RISQUES LIÉS À LA RÉGLEMENTATION ET À SON ÉVOLUTION

Le Groupe exerce son activité dans un environnement fortement réglementé. Le Groupe, ainsi que chacun de ses sites de production (parcs éoliens, usines hydroélectriques, centrales photovoltaïques, centrales thermiques ou de cogénération, usine biomasse), doivent se conformer à de nombreuses dispositions législatives et réglementaires, qui diffèrent selon le pays d'implantation du Groupe. En particulier, le Groupe et ses sites de production sont soumis à des réglementations internationales, nationales et locales strictes relatives à la construction de centrales (acquisition des terrains, obtention de permis de construire et autres autorisations) et à leur exploitation, notamment en matière de protection de l'environnement (réglementation paysagère, réglementation du bruit). Si le Groupe ou ses sites de production ne parvenaient pas à se conformer à l'avenir à ces dispositions, ils pourraient faire face à des retraits d'autorisations d'exploiter ou de raccordement aux réseaux locaux de transport et de distribution, ou encore être condamnés au paiement d'amendes.

La réglementation applicable aux activités de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables varie d'un pays à l'autre et est susceptible d'évolutions futures qui pourraient

être tant favorables que défavorables au Groupe. Un renforcement de la réglementation ou de sa mise en œuvre pourrait entraîner de nouvelles conditions d'exercice des activités du Groupe susceptibles d'augmenter ses dépenses d'investissement (liées par exemple à l'adaptation de ses centrales), ou ses charges d'exploitation (notamment par la mise en place de procédures ou de contrôles et de surveillance supplémentaires), ou encore constituer un frein au développement du Groupe.

De manière plus générale, le Groupe ne peut garantir que des modifications rapides et/ou importantes de la réglementation en vigueur n'interviendront pas à l'avenir, que ce soit à l'initiative des autorités compétentes, ou par suite d'une action intentée par un tiers tendant à invalider la réglementation en vigueur, ce qui pourrait avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière, les résultats du Groupe ou sur sa capacité à réaliser ses objectifs.

### 4.1.5 RISQUES LIÉS À LA FISCALITÉ ET À SON ÉVOLUTION

La production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable fait l'objet de diverses mesures d'aide ou d'incitation fiscale dans les pays dans lesquels le Groupe exerce son activité. Ainsi, à titre d'exemple, le Groupe bénéficie aux États-Unis du système fédéral des *Production Tax Credit* (système de crédit d'impôts proportionnels à la quantité d'énergie éolienne produite) et des *Investment Tax Credit* (système de crédits d'impôts liés aux investissements dans l'énergie solaire et éolienne). En outre, la plupart des pays offrent des mécanismes d'amortissement fiscal

accélééré d'une part importante des investissements réalisés dans le cadre d'un projet utilisant des énergies renouvelables. Ces mesures d'aide ou d'incitation fiscale jouent un rôle important dans la rentabilité des projets développés par le Groupe.

Aucune assurance ne peut être donnée sur le fait que ces dispositifs seront maintenus à l'avenir, ou qu'ils ne seront pas modifiés, ce qui pourrait avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière, les résultats du Groupe ou sur sa capacité à réaliser ses objectifs.

### 4.1.6 RISQUES LIÉS À L'OBTENTION DES AUTORISATIONS D'EXPLOITER ET DES PERMIS DE CONSTRUIRE

La construction d'une centrale électrique nécessite notamment l'obtention d'autorisations d'exploiter et de permis de construire. Ces formalités doivent être réalisées auprès de diverses autorités nationales et locales ; la multiplicité des administrations compétentes peut rendre longue et complexe l'obtention des autorisations et des permis correspondants. Le Groupe ne peut garantir que les autorisations d'exploiter et les permis de construire seront obtenus pour les sites de production qui sont actuellement en cours de développement.

Les procédures d'obtention des autorisations d'exploiter et des permis de construire diffèrent d'un pays à l'autre. Historiquement, en France, où le plus grand nombre d'autorisations et de permis sont nécessaires à l'exploitation d'une centrale, environ la moitié des mégawatts construits par le Groupe ont fait l'objet de recours.

En 2009, aucun permis de construire relatif à des parcs éoliens n'a été annulé par les tribunaux mais, en 2008, deux permis de construire relatifs à des parcs éoliens l'avaient été.

En outre, pour les sites de production existants, bien que le Groupe porte une grande attention à leurs conditions d'exploitation, le renouvellement ou le maintien des autorisations nécessaires pour leur exploitation pourrait être remis en cause, notamment si le Groupe ne se conformait pas aux dispositions de ces autorisations.

Le défaut d'obtention de permis de construire ou d'autorisations d'exploiter pour les sites en cours de développement, ou l'absence de renouvellement ou de maintien de tels permis et autorisations obtenus par le Groupe pour ses sites existants pourraient avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière ou les résultats du Groupe ou sur sa capacité à réaliser ses objectifs.

### 4.1.7 RISQUES LIÉS À LA DISPONIBILITÉ DE SITES D'IMPLANTATION

L'implantation des centrales électriques du Groupe doit prendre en compte diverses contraintes, notamment les contraintes topographiques, les servitudes diverses (notamment les servitudes de passage), les capacités de raccordement au réseau électrique local ou encore les contraintes environnementales diverses liées notamment à la proximité d'habitations ou de sites sensibles ou protégés en application de dispositions légales et réglementaires locales. De plus, l'implantation de parc éoliens et de centrales photovoltaïques ne peut être effectuée que dans les régions bénéficiant de conditions climatiques favorables. De ce fait, le nombre de sites disponibles pour ces implantations est nécessairement limité.

En outre, dans le cas particulier des éoliennes, la croissance du parc éolien installé tend à restreindre corrélativement le nombre de sites d'implantation disponibles et l'augmentation du nombre d'acteurs présents sur le marché de l'éolien renforce la concurrence autour de ces sites disponibles.

Si les contraintes d'implantation devaient se renforcer et/ou si le Groupe n'était pas en mesure de trouver les sites disponibles nécessaires pour le développement de son parc de centrales électriques, cela pourrait avoir un effet défavorable significatif sur son activité, sa situation financière et ses résultats ainsi que sur sa capacité à réaliser ses objectifs.

### 4.1.8 RISQUES LIÉS AUX ÉVOLUTIONS TECHNOLOGIQUES

Le marché des énergies renouvelables, notamment le marché de l'éolien et du solaire, est un marché sur lequel la technologie évolue rapidement. Les techniques de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables ne cessent de s'améliorer ; parallèlement, elles peuvent se complexifier, comme par exemple en matière d'éolien *onshore*, pour l'implantation dans des zones géographiques au relief difficile, et en matière d'éolien *offshore*, pour la maintenance des parcs. Dans le secteur du solaire photovoltaïque, le développement de nouvelles filières de production, la recherche d'alternatives aux « technologies silicium » (notamment les technologies à base de couches minces) et les objectifs de réduction des coûts de production constituent des défis pour les acteurs du secteur ; à ce titre, le Groupe ne peut garantir que les panneaux utilisant ces dernières technologies auront le

rendement et la durée de vie escomptés ou que les producteurs de panneaux auxquels le Groupe est associé seront performants et compétitifs par rapport aux autres producteurs du marché.

Afin de maintenir et d'accroître son niveau d'activité, le Groupe doit être capable de suivre et de s'adapter à ces progrès technologiques. Dans cette perspective, l'activité de recherche et développement est un facteur clé de réussite. La difficulté ou l'impossibilité pour le Groupe de faire face aux évolutions technologiques du secteur, actuelles et futures, ou à obtenir les financements nécessaires en recherche et développement pourrait avoir un effet défavorable significatif sur son activité, sa situation financière, ses résultats ou sa capacité à réaliser ses objectifs.

### 4.1.9 RISQUES LIÉS À L'ÉVOLUTION DES PRIX DE VENTE DE L'ÉLECTRICITÉ

Les revenus du Groupe générés par les ventes d'électricité produite par ses centrales dépendent notamment du niveau des prix de vente de cette électricité. Selon les pays, les prix de vente peuvent être fixés par les autorités de régulation (en totalité ou en partie) sous forme de tarifs ou résulter de prix de marché. Lorsqu'ils sont fixés sous forme de tarifs, ils donnent généralement lieu à la conclusion d'un contrat long terme. La fixation des tarifs peut donner lieu à des recours administratifs ou contentieux susceptibles de retarder leur application, voire de les annuler. En France, la Commission de Régulation de l'Énergie a rendu des avis défavorables sur les tarifs de l'électricité produite à partir d'énergie éolienne et solaire en 2006 ; ces avis sont toutefois consultatifs et n'ont pas empêché l'entrée en vigueur des arrêtés tarifaires correspondants. Par ailleurs, à la suite de la requête de plusieurs associations, l'arrêté tarifaire éolien de 2006 a été annulé par le Conseil d'État en août 2008, contraignant les autorités à prendre un nouvel arrêté en novembre 2008.

Les autorités publiques et le régulateur pourraient décider de modifier les tarifs, à qualité de service équivalente afin, par exemple, de limiter la charge pesant sur l'acheteur de l'électricité ou sur la collectivité. De telles décisions pourraient affecter certains

des sites actuels de production du Groupe (hors ceux bénéficiant d'un cadre réglementaire prévoyant la mise en place de contrats long terme de vente d'électricité) ainsi que la réalisation de certains de ses projets en cours de développement.

Certains projets dépendent des prix de marché de vente d'électricité et/ou des certificats verts, dont la diminution pourrait affecter la situation financière du Groupe, ainsi que certains de ses projets en cours de développement en en modifiant les paramètres financiers.

Même si les tarifs réglementés et les prix de marché peuvent évoluer de manière favorable pour le Groupe et si, pour ses centrales électriques en exploitation, le Groupe bénéficie d'un cadre contractuel, notamment tarifaire, fixé à long terme dans la plupart des pays où il intervient, celui-ci ne peut garantir que les tarifs réglementés et les prix de marché seront toujours fixés à un niveau qui lui permette d'améliorer ou de conserver ses marges de rentabilité et ses taux de retour sur investissements. Ceci pourrait avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière et les résultats du Groupe ainsi que sur sa capacité à réaliser ses objectifs.

### 4.1.10 RISQUES LIÉS À LA RENTABILITÉ DES SITES DE PRODUCTION

Le modèle économique des sites de production, en particulier des parcs éoliens et des centrales photovoltaïques, est fondé sur un plan de financement de longue durée (de 15 à 20 ans en moyenne) qui présente une grande sensibilité aux revenus générés, qui sont susceptibles de fluctuer notamment en fonction des conditions climatiques, de la demande d'électricité (selon la nature des contrats d'achat d'électricité – pour la plupart conclus à long terme – et des structures réglementaires locales), du niveau de tarifs (sous réserve de dispositions contractuelles particulières) ou encore des incitations fiscales, subventions ou aides octroyées par certaines autorités.

Bien que le Groupe porte une grande attention à chacun de ces éléments et s'efforce de couvrir contractuellement les risques correspondants, aucune garantie ne peut être donnée par le

Groupe quant à la fiabilité des installations, la solvabilité des clients, l'évolution du coût d'exploitation et de maintenance ou de l'évolution des charges d'emprunt et des taux d'intérêts, l'arrêt temporaire ou définitif du fonctionnement des sites de production ou tout événement qui aurait pour conséquence la diminution de la rentabilité des sites de production.

La survenance d'un tel événement aurait des conséquences sur la capacité du Groupe à faire face aux échéances des plans de financement de ses sites de production et pourrait avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière ou les résultats du Groupe ou sur sa capacité à réaliser ses objectifs.



### 4.1.11 RISQUES LIÉS AU COÛT DE L'ÉLECTRICITÉ ISSUE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES COMPARÉ AU COÛT DE L'ÉLECTRICITÉ ISSUE DES AUTRES SOURCES D'ÉNERGIE

La demande de centrales produisant de l'électricité à partir d'énergies renouvelables, et notamment d'énergie éolienne, dépend, entre autres, du coût de l'électricité produite à partir de ce type d'énergie comparé à celui de l'électricité produite à partir d'autres sources d'énergie. Le coût de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables, et notamment de l'énergie éolienne et solaire photovoltaïque, varie principalement en fonction du coût de construction, de financement et de maintenance sur le site de production concerné ainsi que des conditions climatiques. Les conditions d'accès à un approvisionnement en pétrole, charbon, gaz et autres énergies fossiles ainsi qu'en uranium sont des facteurs clés qui déterminent l'intérêt du recours aux autres énergies plutôt qu'aux énergies renouvelables. Cependant, les perspectives de développement des énergies renouvelables ne sont pas exclusivement liées à leur compétitivité économique par rapport aux autres sources d'énergie.

Les principales sources d'énergies concurrentes des énergies renouvelables sont le pétrole, le charbon, le gaz et l'énergie nucléaire. Au cours des dernières années, la compétitivité en termes de prix de l'électricité issue des énergies renouvelables a été favorisée par les niveaux record de prix atteints pour les énergies

fossiles, en particulier le pétrole et le gaz. Le Groupe ne peut néanmoins garantir que cette amélioration de la compétitivité du prix de l'électricité issue des énergies renouvelables se poursuivra à l'avenir. En outre, la hausse du prix des énergies fossiles favorise également l'énergie nucléaire, qui, par ailleurs, ne produit pas de dioxyde de carbone et qui ne dépend pas des conditions climatiques. Certains pays, qui avaient ainsi décidé de mettre fin à leur programme nucléaire pour des raisons environnementales, semblent aujourd'hui remettre en cause leurs décisions.

Une dégradation de la compétitivité de l'électricité issue des énergies renouvelables en termes de prix de production (notamment en cas de renchérissement du prix des turbines ou de ralentissement ou d'arrêt de la diminution du prix des panneaux solaires) ou la mise en œuvre de progrès technologiques concernant d'autres sources d'énergie, la découverte de nouveaux gisements importants de pétrole, gaz ou charbon ou encore une diminution des prix du pétrole, du gaz et du charbon, pourrait néanmoins provoquer un ralentissement, voire une diminution, de la demande d'énergie renouvelable, ce qui pourrait avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière et les résultats du Groupe ainsi que sur sa capacité à réaliser ses objectifs.

## 4.2 Risques liés aux activités du Groupe

### 4.2.1 RISQUES LIÉS À LA DÉPENDANCE VIS-À-VIS DES FOURNISSEURS ET À LA DISPONIBILITÉ DES ÉQUIPEMENTS ET DES MATIÈRES PREMIÈRES

Le Groupe exerce une activité de Construction et d'Exploitation-Maintenance de centrales électriques. Cette activité nécessite la livraison et le montage de nombreux équipements techniques, tels que des turbines ou des mâts pour les éoliennes, que seul un nombre limité de fournisseurs peut livrer au Groupe.

Dans le cadre de ce métier très capitalistique, les achats réalisés auprès des fournisseurs d'immobilisations du Groupe sont beaucoup plus importants que ceux réalisés auprès des fournisseurs d'exploitation. Les achats de turbines, qui représentent environ deux tiers des investissements de la Société, sont principalement réalisés auprès de quatre fournisseurs de turbines, qui assurent également la maintenance à long terme de ces turbines. Ces approvisionnements dépendent des cycles de construction des parcs, qui s'étendent au-delà d'une année calendaire. Au cours de l'exercice 2009, les achats auprès des dix premiers fournisseurs d'immobilisation et d'exploitation se sont élevés à plus de 1 206 millions d'euros pour l'ensemble du Groupe, les cinq premiers (les fournisseurs de turbines et constructeurs de parcs éoliens) représentant 83 % de ce montant, et le premier, un fournisseur de turbines, en représentant près de 26 %. En outre,

dans le cadre du développement de ses activités dans l'énergie solaire, le Groupe fait appel à un nombre limité de fournisseurs de panneaux photovoltaïques, le principal étant, à la date du présent document de référence, l'américain First Solar.

Jusqu'en 2008, les producteurs de turbines pour éoliennes et de panneaux photovoltaïques ont eu des difficultés à faire face à la demande croissante des développeurs ; bien qu'à ce jour l'offre couvre largement la demande, certains fournisseurs pourraient à l'avenir ne plus être en mesure de répondre aux demandes du Groupe en cas de forte progression de la demande ou privilégier certains autres acteurs du marché, y compris des concurrents directs du Groupe, et ce, même si le Groupe mène une politique active de sécurisation de ses approvisionnements en Europe comme aux États-Unis.

Par ailleurs, dans le cadre particulier de ses activités dans la filière biomasse et du développement de ses activités biocarburant, le Groupe ne peut donner aucune assurance quant à la disponibilité continue et suffisante de ses approvisionnements en matières premières (résidus agricoles, produits agricoles ou autres).



Toute augmentation des prix, tout retard des principaux fournisseurs du Groupe dans l'exécution de leurs engagements et toute incapacité à faire face à leurs engagements (notamment les garanties de fonctionnement octroyées et les obligations d'exploitation-maintenance), toute impossibilité de commander les composants et équipements nécessaires à la construction des centrales électriques, notamment des parcs éoliens (par exemple

en cas d'insuffisance de disponibilité auprès de fabricants ou d'abandon par les fabricants de certaines lignes de produits) et des centrales photovoltaïques, ou la non-conformité de ces composants et équipements aux attentes du Groupe pourrait nuire au calendrier de réalisation et à la rentabilité économique de ses projets, et ainsi avoir un effet défavorable significatif sur son activité, sa situation financière ou ses résultats ou sur sa capacité à réaliser ses objectifs.

## 4.2.2 RISQUES LIÉS À LA FLUCTUATION DES REVENUS

Dans la plupart des pays où le Groupe est présent, son chiffre d'affaires fluctue d'un exercice à un autre notamment en fonction des parcs éoliens et autres centrales électriques mis en service ou vendus dans le cadre de ses activités de Développement-Vente d'Actifs Structurés. En particulier, aux États-Unis, le chiffre d'affaires du Groupe peut fluctuer significativement d'une année sur l'autre, en fonction des dates de renouvellement des mesures d'incitation fiscale au développement des énergies renouvelables (*Production Tax Credit, Investment Tax Credit*). Le Groupe a réalisé en 2009 un chiffre d'affaires de 433,5 millions d'euros dans la zone Amériques, contre 497,9 millions en 2008 et 374 millions en 2007. La *Production Tax Credit* actuelle a néanmoins été renouvelée en février 2009 jusqu'au 31 décembre 2012.

Le chiffre d'affaires et le résultat du Groupe peuvent donc varier significativement d'un exercice à l'autre. Par conséquent, la comparaison par exercice ou par période des revenus du Groupe pourrait ne pas refléter l'évolution de ses activités à plus long terme et pourrait s'avérer ne pas être un indicateur pertinent de ses résultats futurs. Aucune garantie ne peut être donnée sur l'adéquation entre les prévisions et les attentes des investisseurs, et les résultats futurs du Groupe. En outre, certaines de ses charges d'exploitation, par exemple le coût du gaz pour les centrales de cogénération, et, plus généralement, les coûts liés à la recherche-développement, ne peuvent être ajustés en fonction du niveau de résultat généré par ses sites de production.

## 4.2.3 RISQUES LIÉS AU RACCORDEMENT AUX RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

L'implantation d'une centrale électrique nécessite un raccordement au réseau national de transport ou de distribution d'électricité pour acheminer et livrer l'électricité produite. En France, les centrales du Groupe sont ainsi raccordées aux réseaux de distribution d'EDF ou du Réseau de Transport d'Électricité (RTE). La possibilité ou non d'implanter un site de production à un endroit déterminé dépend donc étroitement des facultés de raccordement aux réseaux de transport et de distribution. Les sites d'implantation de centrales disponibles étant parfois situés à une certaine distance des réseaux de transport ou de distribution, le Groupe ne peut donner aucune assurance qu'il obtiendra les raccordements réseau suffisants,

dans les délais et coûts envisagés, pour l'implantation de ses futures centrales.

En outre, les réseaux de transport et de distribution pourraient subir des congestions, des incidents ou encore des interruptions de fonctionnement et les gestionnaires de ces réseaux pourraient ne pas respecter leurs obligations contractuelles de transport ou de distribution ou résilier les contrats correspondants. De tels événements pourraient avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière ou les résultats du Groupe ainsi que sur sa capacité à réaliser ses objectifs.

## 4.2.4 RISQUES LIÉS AUX ENGAGEMENTS ET PROMESSES D'ACHAT OU DE VENTE

Dans le cadre de ses opérations courantes, notamment de ses activités de Développement et de Développement-Vente d'Actifs Structurés, le Groupe est amené à prendre certains engagements à l'égard de ses clients. Ces engagements comprennent en particulier des engagements de bonne fin pris dans le cadre de la construction de parcs éoliens et de centrales photovoltaïques sous forme « clé en main ». Au 31 décembre 2009, le montant total des engagements donnés s'élevait pour le Groupe à 5,2 milliards d'euros, contre

4,4 milliards d'euros au 31 décembre 2008 (voir le paragraphe 9.6 du présent document de référence).

En outre, dans le cadre de ses opérations de croissance externe et de ses partenariats, le Groupe peut conclure des promesses d'achat ou de vente avec ses partenaires. La mise en œuvre des engagements ci-dessus pourrait avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière ou les résultats du Groupe ou sur sa capacité à réaliser ses objectifs.

## 4.2.5 RISQUES LIÉS À L'ACTIVITÉ DE CONSTRUCTION ET À LA MISE EN SERVICE DE CENTRALES ÉLECTRIQUES

Lors de la phase de construction et de mise en exploitation des centrales électriques, en particulier les centrales éoliennes et solaires ainsi que les usines de biomasse, compte tenu de la complexité des équipements et des composants, le Groupe peut être confronté à diverses contraintes telles que, par exemple, les conditions météorologiques, les difficultés de raccordement au réseau électrique, les défauts de construction, les défauts de livraison par des fournisseurs, des délais plus longs que prévus pour l'obtention des permis et autorisations, une phase de réglage longue et nécessitant des adaptations techniques, des difficultés d'exploitation des matériels par les sous-traitants, ou encore à des actions en justice initiées par des tiers. A titre d'exemple, en 2008, le Groupe a été contraint de retarder la livraison du parc de Goodnoe aux États-Unis à la suite de malfaçons dans les mâts d'éoliennes fabriqués par son sous-traitant.

Ces événements peuvent être source de retards importants dans la construction des centrales et leur mise en service ; ils peuvent également engendrer des surcoûts d'exploitation s'ils s'accompagnent de dépassements de budget, voire de pertes d'exploitation, dans la mesure où ils se prolongeraient dans le temps. En outre, le Groupe pourrait être obligé de payer des pénalités contractuelles en cas de retard de livraison des centrales. La survenance de tels retards ou surcoûts dans le cadre de la construction et de la mise en service de centrales par le Groupe pourrait donc avoir un effet défavorable significatif sur son activité, sa situation financière, ses résultats ou sa capacité à atteindre ses objectifs.

## 4.2.6 RISQUES LIÉS AUX OBLIGATIONS DE DÉMANTÈLEMENT DES INSTALLATIONS ET DES TURBINES EN FIN DE CONTRAT

Dans la plupart des pays où sont implantées ses centrales électriques, notamment éoliennes, solaires, thermiques et de cogénération, le Groupe peut être soumis à une obligation, légale et/ou contractuelle, en fin d'exploitation, de remettre en état le site d'implantation ainsi que de démanteler la centrale. Lors de chaque mise en service de centrale, d'une part, et chaque année, d'autre part, le Groupe procède pour toutes ses installations à une analyse de l'état de l'obligation de démantèlement et des coûts associés et comptabilise une provision si nécessaire.

Au 31 décembre 2009, le Groupe a constitué des provisions correspondantes à hauteur de 1,3 million d'euros. Pour ses parcs éoliens, le Groupe ne constitue à ce jour que des provisions

limitées (54,6 milliers d'euros en 2009), l'essentiel des coûts de démantèlement étant couvert par la valeur résiduelle des installations (turbines et autres pièces). Les modalités de calcul des provisions pour démantèlement sont présentées en note 3.19.1 des comptes consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2009 inclus au paragraphe 20.1 du présent document de référence.

Le Groupe ne peut donner aucune assurance sur le fait que ces coûts de démantèlement ne s'avéreront pas sensiblement plus élevés que ce qui aura été prévu et provisionné. Ceci pourrait avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière et les résultats du Groupe ainsi que sur sa capacité à réaliser ses objectifs.

## 4.2.7 RISQUES LIÉS AUX PARTENARIATS

Dans plusieurs pays, et notamment au Royaume-Uni, en Grèce, en Turquie, au Portugal et en Inde, le Groupe exerce ses activités en s'appuyant sur un partenaire local, qui assure en général des fonctions de prospection des nouveaux projets ainsi que de réalisation des projets développés, notamment en matière de relations avec les autorités locales. Ces partenariats lui permettent en particulier de bénéficier de l'appui d'équipes expérimentées et solidement implantées localement. De la même manière, dans le cadre de son entrée dans les énergies réparties, le Groupe a conclu divers partenariats avec des industriels et établissements financiers

lui permettant de proposer des offres complètes. Lorsque ces partenariats sont mis en œuvre par la création d'entités communes, le Groupe n'en exerce pas toujours le contrôle, tant sur le plan économique que sur le plan juridique.

La survenance d'un désaccord avec ses partenaires, voire la résiliation de l'un ou plusieurs de ces partenariats, priverait le Groupe d'un élément moteur pour son développement et pourrait avoir un effet défavorable significatif sur son activité, sa situation financière, ses résultats ou sa capacité à réaliser ses objectifs.

#### 4.2.8 RISQUES LIÉS À LA STRUCTURE DE PROJETS CONDUITS AUX ÉTATS-UNIS DANS LE CADRE DE LA PRODUCTION TAX CREDIT ET DE L'INVESTMENT TAX CREDIT

Aux États-Unis, le Groupe a mis en place des structures spécifiques afin d'optimiser l'incidence sur son développement des crédits d'impôts octroyés aux investissements effectués dans le secteur des énergies renouvelables (*Production Tax Credit* pour l'éolien et *Investment Tax Credit* pour le solaire et l'éolien). Sa filiale enXco ne disposant pas d'une base fiscale suffisante pour utiliser les crédits d'impôts dont elle bénéficie au titre des dispositifs susvisés, elle s'associe dans ses nouveaux projets à un ou plusieurs co-investisseurs qui prennent une participation variable dans le projet, contribuent à son financement et se rémunèrent notamment en utilisant ces crédits d'impôts.

Ces investissements, jusqu'à présent consolidés par intégration proportionnelle, sont désormais comptabilisés en intégration globale (voir note 3.4 des états financiers relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2009 inclus au Chapitre 20.1 du présent document de référence). L'adoption de structures différentes ou la modification

de leur traitement comptable, bien que neutre en terme de flux de trésorerie, pourrait avoir un effet défavorable significatif sur l'activité du Groupe, sa situation financière, ses résultats ou sa capacité à réaliser ses objectifs.

En outre, la croissance du nombre de projets éoliens et solaires aux États-Unis renforce la concurrence entre opérateurs pour attirer de tels investisseurs, dans un contexte de crise financière où le nombre de ces investisseurs et les capitaux dont ils disposent se restreignent. Dans ce cadre, le Groupe pourrait rencontrer des difficultés à trouver des investisseurs pour ses projets ou devoir leur concéder des avantages financiers plus importants, ce qui pourrait freiner le développement des projets du Groupe aux États-Unis et ainsi avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière ou les résultats du Groupe ou sa capacité à réaliser ses objectifs.

#### 4.2.9 RISQUES LIÉS À LA CONCURRENCE D'AUTRES PRODUCTEURS D'ÉLECTRICITÉ À PARTIR D'ÉNERGIES RENOUVELABLES

Le Groupe fait face à une concurrence importante qui pourrait encore s'intensifier à l'avenir. Dans le secteur des énergies renouvelables, la concurrence s'exerce essentiellement sur l'accès à des sites d'implantation disponibles, la performance des sites de production, la qualité des technologies utilisées, les prix pratiqués ainsi que l'étendue et la qualité de services (en ce compris la fourniture de prestations d'exploitation-maintenance).

Bien que le Groupe porte une grande attention à ces différents paramètres, certains de ses concurrents ont une expérience plus ancienne dans ce secteur et disposent de ressources financières, techniques ou humaines plus importantes. En particulier, certains concurrents, désireux de se développer dans le secteur des énergies renouvelables, notamment les producteurs historiques en Europe et les grandes *utilities* aux États-Unis, disposent d'une

surface financière plus importante que celle du Groupe qui leur permet d'acquérir de nouveaux projets ou même des producteurs d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables à des prix élevés et de conquérir des parts de marché significatives dans ce secteur.

Bien que le Groupe déploie d'importants efforts pour maintenir sa compétitivité et développer ses parts de marché, aucune assurance ne peut être donnée sur le fait que le Groupe sera en mesure de faire face à cette concurrence actuelle ou future. L'intensification de la concurrence dans le secteur des énergies renouvelables pourrait avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière ou les résultats du Groupe ou sur sa capacité à réaliser ses objectifs.

#### 4.2.10 RISQUES LIÉS AUX ASSURANCES

L'activité du Groupe est soumise aux risques inhérents à la construction et à l'exploitation de centrales électriques, tels que les risques d'interruption de fonctionnement, de défaut de fabrication ou encore de catastrophes naturelles. En outre, plus généralement, l'activité du Groupe est exposée au risque environnemental, notamment pour ses centrales thermiques et de cogénération ainsi que pour son usine biomasse.

Le Groupe a mis en place une politique de couverture des principaux risques liés à ses activités. Néanmoins, aucune garantie ne peut être donnée quant au fait que les polices d'assurance du Groupe sont ou seront suffisantes pour couvrir d'éventuelles pertes résultant d'une interruption importante du fonctionnement des sites de production du Groupe, des coûts de réparation ou de remplacement de sites endommagés ou des conséquences d'une action en justice initiée

par un tiers. Si le Groupe était confronté à un dommage grave non assuré ou à un dommage excédant significativement le plafond de ses polices d'assurance, les coûts correspondants pourraient avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière ou les résultats du Groupe.

En outre, les polices d'assurance du Groupe sont soumises à une revue annuelle par ses assureurs. Si le niveau des primes devait augmenter, le Groupe pourrait ne pas être en mesure de conserver une couverture d'assurances similaire à celle existante ou pourrait la conserver mais à un coût significativement plus élevé. Si cette augmentation des primes ne pouvait être répercutée sur les clients des sociétés du Groupe, le coût additionnel pourrait avoir un effet défavorable significatif sur son activité, sa situation financière ou ses résultats.

### 4.2.11 RISQUES RELATIFS AU NON-PAIEMENT DES CLIENTS ET À LA MISE EN ŒUVRE DE CERTAINES STIPULATIONS CONTRACTUELLES

Les contrats liant le Groupe à ses clients acheteurs d'électricité (*Power Purchase Agreements*) sont habituellement d'une longue durée, de l'ordre de 15 ans ou plus (à l'exception de l'Italie, où les contrats sont reconduits annuellement). Bien que la plupart de ses clients soient des producteurs et distributeurs historiques solidement établis (comme EDF en France ou le groupe Endesa en Espagne), aucune garantie ne peut être donnée quant au fait que les clients du Groupe se conformeront à leurs obligations contractuelles ou qu'ils ne feront pas l'objet d'une procédure de redressement ou de liquidation judiciaire.

En outre, certains des contrats du Groupe prévoient des exclusions en cas de force majeure au bénéfice des clients et/ou des obligations de production minimale assorties de pénalités pesant sur le Groupe.

Le non-respect par des clients du Groupe de leurs obligations contractuelles de paiement ou la mise en œuvre d'une des stipulations contractuelles susvisées ou équivalentes pourrait avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière ou les résultats du Groupe ou sur sa capacité à réaliser ses objectifs.

### 4.2.12 RISQUES LIÉS À LA DÉPENDANCE VIS-À-VIS DES CLIENTS IMPORTANTS

Dans le cadre de ses activités de production d'électricité, le Groupe vend l'électricité qu'il produit aux producteurs et/ou aux distributeurs historiques (notamment EDF en France, le premier client du Groupe). En Europe, les producteurs et/ou distributeurs historiques ont en effet généralement l'obligation légale ou contractuelle d'acheter l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables et aux États-Unis, les *utilities* doivent se conformer aux quotas obligatoires d'énergie renouvelable arrêtés par les autorités locales (voir le paragraphe 6.5.1.2. (a) « États-Unis » du présent document de référence).

Pour l'exercice clos au 31 décembre 2009, le chiffre d'affaires cumulé réalisé avec les dix premiers clients représentait 90 % des ventes d'énergie du Groupe contre 83 % en 2008, celui réalisé avec les cinq

premiers clients près de 76 % des ventes d'énergie consolidées contre près de 67 % en 2008 et celui réalisé avec EDF, premier client, représentait, comme en 2008, près de 28 % des ventes d'énergie consolidées. En conséquence, et bien que le Groupe considère que le risque de perte (par exemple en cas de résiliation de contrat) ou d'insolvabilité de clients comme les producteurs historiques soit limité, la survenance d'un tel événement pourrait avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière ou les résultats du Groupe ou sur sa capacité à réaliser ses objectifs (voir également la note 22.4 des comptes consolidés relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2009).

### 4.2.13 RISQUES LIÉS AUX ATTEINTES À L'ENVIRONNEMENT NATUREL ET HUMAIN DES SITES EXPLOITÉS PAR LE GROUPE

Dans le cadre de ses activités, le Groupe exploite des sites de production d'énergie qui peuvent entraîner des gênes et des nuisances pour la population, la faune, la flore et plus généralement la nature environnante ou être à l'origine d'accidents corporels ou industriels ou d'impacts environnementaux et sanitaires, tels que par exemple la chute d'une pale, des dommages causés aux volatiles par les éoliennes ou encore l'incendie d'une centrale thermique. Aucune garantie ne peut être donnée par le Groupe sur le fait que ses sites de production d'énergie ne seront pas la source de pollution, de nuisances ou de dommages environnementaux ou corporels.

En outre, une agression ou un acte de malveillance, de sabotage ou de terrorisme commis sur les sites de production du Groupe pourrait avoir des conséquences similaires à celles de l'un des accidents décrits ci-dessus : dommages aux personnes et aux biens, pollution ou encore interruption de l'exploitation.

En cas de survenance de tels événements, la responsabilité du Groupe pourrait se trouver engagée en réparation des dommages ou préjudices causés par ses sites de production d'énergie. La mise en jeu de la responsabilité du Groupe en matière environnementale pourrait avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière ou les résultats du Groupe ou sur sa capacité à réaliser ses objectifs.

## 4.2.14 RISQUES LIÉS À L'EFFET DES ACQUISITIONS OU INVESTISSEMENTS

---

Le Groupe a réalisé au cours des dernières années et pourrait à l'avenir réaliser des acquisitions ou des investissements liés à des opérations de croissance externe dans ses différents domaines d'activité ou dans d'autres domaines d'activité. Une partie de ces acquisitions ou investissements pourrait être rémunérée en actions de la Société, ce qui pourrait avoir un effet dilutif pour les actionnaires existants de la Société.

De telles opérations impliquent par ailleurs un certain nombre de risques liés à l'intégration des activités acquises ou du personnel, à l'impossibilité de dégager les synergies escomptées, au maintien de normes, contrôles, procédures et politiques uniformes, à l'apparition de passifs ou de coûts non prévus ou encore à la

réglementation applicable à de telles opérations. Ces risques pourraient ainsi avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière ou les résultats du Groupe ou sur sa capacité à réaliser ses objectifs. En outre, le Groupe ne peut garantir, compte tenu notamment du contexte concurrentiel fort, qu'il sera en mesure à l'avenir de procéder aux opérations de croissance externe qu'il pourrait envisager.

Par ailleurs, les modalités de financement de ces acquisitions ou investissements pourraient avoir un effet défavorable sur la situation financière du Groupe, notamment en cas de recours à l'endettement.

## 4.3 Risques liés à la Société

### 4.3.1 RISQUES LIÉS À LA DÉPENDANCE À L'ÉGARD DES DIRIGEANTS ET DES COLLABORATEURS-CLÉS

---

Le développement historique du Groupe repose en partie sur le rôle joué par M. Pâris Mouratoglou, Président du Conseil d'administration et actionnaire fondateur d'EDF Energies Nouvelles. Ces dernières années, le Groupe a cependant renforcé ses équipes en recrutant plusieurs cadres de haut niveau qui apportent une expérience confirmée dans tous les domaines de gestion et de développement du Groupe.

Les succès futurs du Groupe reposeront notamment sur l'implication totale de ses principaux dirigeants. En cas de départ d'un ou plusieurs de ses dirigeants ou de ses responsables locaux disposant d'une grande expérience du marché sur lequel le Groupe exerce son activité, ou si l'un ou plusieurs d'entre eux décidaient de réduire ou mettre fin à leur implication, le Groupe pourrait rencontrer des

difficultés pour les remplacer et ses activités pourraient s'en trouver ralenties ou sa situation financière, ses résultats ou sa capacité à réaliser ses objectifs en être affectés.

Par ailleurs, le développement du Groupe dépend également de sa capacité à retenir et à motiver ses collaborateurs-clés ainsi qu'à attirer de nouveaux collaborateurs de valeur ; dans un contexte d'augmentation sensible des niveaux de salaire résultant de la croissance des secteurs d'activité sur lesquels il intervient, le Groupe pourrait ne pas être en mesure d'y parvenir pour maintenir sa compétitivité et sa rentabilité. Cette incapacité pourrait avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière ou les résultats du Groupe ou sur sa capacité à réaliser ses objectifs.

### 4.3.2 RISQUES LIÉS À L'ACTIONNARIAT DU GROUPE

Le groupe EDF détient, par l'intermédiaire d'EDEV, filiale à 100 % d'EDF, 50 % du capital et des droits de vote de la Société. De par l'importance de cette participation, le groupe EDF est en mesure de contrôler la plupart des décisions devant être adoptées en assemblée générale, sous réserve néanmoins des stipulations du pacte d'actionnaires conclu le 17 juillet 2006, notamment entre EDF et M. Pâris Mouratoglou qui détient, directement et par l'intermédiaire de la Société Internationale d'Investissements Financiers, 25,1 % du capital et des droits de vote de la Société (voir le paragraphe 18.4 du présent document de référence).

Outre des majorités renforcées au Conseil d'administration pour certaines décisions importantes de la Société, le pacte d'actionnaires fixe le cadre général des relations entre le groupe EDF et M. Pâris Mouratoglou ainsi qu'entre la Société et EDF, son actionnaire industriel de référence. En particulier, le pacte encadre les champs d'activité respectifs de la Société et d'EDF dans le secteur des énergies renouvelables, principalement sous forme d'un droit de premier refus consenti par EDF au profit de la Société et d'un droit de priorité consenti par la Société à EDF. Bien que les stipulations du pacte visent à limiter la possibilité de telles difficultés, il ne peut être exclu que des désaccords entre actionnaires surviennent ou qu'EDF et ses filiales soient amenés à se retrouver dans une situation où leurs propres intérêts et ceux du Groupe seraient en conflit, y compris lors de décisions relatives à la réalisation de nouveaux projets ou de décisions relatives aux orientations stratégiques du Groupe, ce qui pourrait avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière, les résultats du Groupe ou sur sa capacité à réaliser ses objectifs.

Le Groupe entretient actuellement des liens opérationnels importants avec EDF. Outre le fait qu'EDF soit l'un de ses principaux clients (représentant près de 28 % des ventes d'électricité du Groupe en 2009), le Groupe bénéficie en effet de partenariats avec les entités du groupe EDF, notamment en recherche-développement (accord-cadre conclu en janvier 2008), dans l'éolien (partenariat avec EDF Energy en Grande-Bretagne par exemple) et dans le secteur des énergies renouvelables réparties (partenariat dans EDF Energies Nouvelles Réparties – voir les paragraphes 6.5.6 et 19.2 du présent document de référence). Par ailleurs, il bénéficie du droit d'usage de la marque EDF Energies Nouvelles en tant que dénomination sociale, qui constitue un atout important pour ses activités ; le contrat de licence de marque conclu avec EDF à ce titre serait résilié de plein droit dès lors que la participation du groupe EDF au sein de la Société deviendrait inférieure à 35 % du capital ou des droits de vote. Enfin, le Groupe bénéficie de deux lignes de crédit d'un montant total de 640 millions d'euros au 31 décembre 2009 conclues avec EDF ainsi que des conditions de financement favorables liées à l'appartenance au groupe EDF et certains financements du Groupe comportent des clauses de remboursement anticipé au cas où EDF viendrait à réduire sa participation au sein de la Société ou si la Société venait à changer de dénomination sociale. Si le groupe EDF décidait de mettre un terme à ces partenariats et/ou se retirer du capital de la Société, ou si la Société ne pouvait plus bénéficier de certains droits prévus par le pacte d'actionnaires (droit de premier refus notamment), cela pourrait donc avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière ou les résultats du Groupe ou sur sa capacité à réaliser ses objectifs.

### 4.3.3 RISQUE LIÉ À L'IMAGE DU GROUPE

Le succès continu du Groupe dépend de sa capacité à maintenir sa réputation de sérieux, d'intégrité et d'indépendance. Bien que le Groupe porte une grande attention à la qualité de ses prestations, il ne peut garantir qu'il saura se préserver des conséquences dommageables pour sa réputation que pourrait avoir un éventuel accident, conflit d'intérêt ou litige l'impliquant et qui ferait l'objet d'une couverture médiatique importante, notamment si cet

événement devait mettre en évidence des manquements graves, réels ou allégués du Groupe à ses obligations. La survenance de tels événements, susceptibles de nuire gravement à la réputation du Groupe et d'affecter ainsi la capacité du Groupe à conserver la confiance de ses clients et à attirer de nouveaux clients, pourrait avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière, les résultats ou les perspectives du Groupe.

### 4.3.4 RISQUE LIÉ À L'ÉTHIQUE

Bien que le Groupe attache une attention particulière au respect de valeurs éthiques strictes dans le cadre de ses activités, des risques d'actes isolés de collaborateurs du Groupe en contradiction avec ces valeurs et principes ne peuvent être exclus. La responsabilité de salariés, dirigeants ou sociétés du Groupe pourrait alors être

recherchée à ce titre par d'éventuels plaignants. La survenance de tels événements pourrait affecter la réputation du Groupe et ainsi avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière, les résultats ou les perspectives du Groupe.



## 4.4 Risques de marché

### 4.4.1 RISQUES DE TAUX D'INTÉRÊT

#### Financement de projets

Le financement des projets du Groupe, notamment les parcs éoliens et les centrales solaires, implique un recours important à l'endettement (principalement dans le cadre de financement de projets). Dans ces conditions, une hausse significative des taux d'intérêts peut avoir un impact sur la rentabilité des projets futurs du Groupe.

Afin de limiter ce risque, le Groupe a mis en place une politique de couverture des risques de taux par le biais généralement de contrats d'échanges de conditions d'intérêt (swap de taux). D'un point de vue économique, la mise en place de ces swaps permet de convertir des emprunts à taux variable en emprunts à taux fixe et de se prémunir contre la fluctuation du montant des intérêts.

En général, les établissements bancaires arrangeurs demandent une couverture à hauteur de 70 % à 100 % du montant du financement et pour 80 % à 100 % de sa durée. Ainsi, les centrales en exploitation bénéficient de taux fixés à long terme.

#### Financements Corporate

Dans le cadre de ses financements Corporate, le Groupe dispose de lignes de crédit conclues à taux variable. Afin de limiter le risque associé, le Groupe a conclu des contrats de swap de taux et d'option « vanille ».

#### Couverture globale

La gestion de financements de projets ainsi que celle des lignes Corporate amènent le Groupe à disposer au 31 décembre 2009 soit directement, soit par le biais de divers instruments, de 60 % du montant total des emprunts et dettes financières (hors trésorerie passive) à taux fixe.

La situation des emprunts et des swaps du Groupe au 31 décembre 2009 est détaillée ci-dessous :

(en milliers d'euros)	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Total emprunts et dettes financières							Montant faisant l'objet d'une couverture
				À taux fixe	À taux variable	Échéance < 1 an	Échéance 1 à 5 ans	Échéance > 5 ans		
Allemagne	684	-	684	684	-	152	532	-	-	
Belgique	194	7 263	7 457	7 457	-	968	3 228	3 261	-	
Bulgarie	1 851	1 622	3 473	1 608	1 865	1 436	2 037	-	-	
Canada	32 823	-	32 823	-	32 823	34 257	(1 434)	-	-	
Espagne	3 691	3 467	7 158	3 520	3 638	756	2 637	3 765	14 010	
France <sup>(1)</sup>	1 152 024	760 995	1 913 019	137 946	1 775 073	900 032	792 699	220 288	841 019	
Grèce	181 251	36 760	218 011	(301)	218 312	90 899	56 111	71 001	84 382	
Italie	193 433	51 048	244 481	3 270	241 211	123 990	48 730	71 761	157 752	
Portugal	326 010	4 488	330 498	40 308	290 190	21 135	88 879	220 484	188 315	
Royaume-Uni	51 998	46 239	98 237	430	97 807	52 724	24 087	21 426	47 621	
Turquie	48 080	5 105	53 185	49 028	4 157	32 657	15 990	4 538	-	
États-Unis	375 473	95 601	471 074	105 495	365 579	16 657	69 948	384 469	358 474	
<b>TOTAL</b>	<b>2 367 512</b>	<b>1 012 588</b>	<b>3 380 100</b>	<b>349 445</b>	<b>3 030 655</b>	<b>1 275 663</b>	<b>1 103 444</b>	<b>1 000 993</b>	<b>1 691 573</b>	
Découverts bancaires	-	-	34 924	-	34 924	34 924	-	-	-	
<b>TOTAL</b>	-	-	<b>3 415 024</b>	<b>349 445</b>	<b>3 065 579</b>	<b>1 310 587</b>	<b>1 103 444</b>	<b>1 000 993</b>	<b>1 691 573</b>	

(1) Y compris EDF Energies Nouvelles Réparties et ses filiales pour 46,9 millions d'euros à fin 2008 et 94,4 millions d'euros à fin 2009.

Bien que le Groupe mette donc en œuvre une politique active de couvertures de risques de taux, une progression importante des taux d'intérêts pourrait avoir un effet défavorable significatif sur

son activité, sa situation financière, ses résultats ou sa capacité à réaliser ses objectifs.

Le tableau ci-dessous présente la position de l'endettement net exposé aux taux d'intérêts variables du Groupe au 31 décembre 2009 :

(en milliers d'euros)	31 décembre 2009			Total
	Moins d'un an	De un à cinq ans	Plus de cinq ans	
Passifs financiers <sup>(1)</sup>	1 275 663	1 103 444	1 000 993	3 380 100
Actifs financiers	465	27 900	21 461	49 826
<b>Position nette avant gestion</b>	<b>1 275 198</b>	<b>1 075 544</b>	<b>979 532</b>	<b>3 330 274</b>
Emprunts à taux fixes	44 100	113 179	192 166	349 445
Dérivés de couverture de taux d'intérêt	179 145	876 661	635 768	1 691 574
<b>Position nette après gestion</b>	<b>1 051 953</b>	<b>85 704</b>	<b>151 598</b>	<b>1 289 255</b>

(1) Hors trésorerie passive.

Sur la base des comptes consolidés au 31 décembre 2009, le taux d'intérêt (charges d'intérêts sur opérations de financement sur la moyenne 2009/2008 des emprunts, dettes financières et des découverts) apparent de l'endettement est de 3,42 %.

Sur la base de la situation financière du Groupe au 31 décembre 2009, des tests de sensibilité ont été réalisés. Ils montrent qu'une

variation de +/- 50 points de base des taux d'intérêt aurait un impact estimé sur le compte de résultat de l'ordre de 0,5 million d'euros. La sensibilité du Groupe au risque de taux est détaillée en note 22.1 des comptes consolidés au 31 décembre 2009 inclus au paragraphe 20.1 du présent document de référence.

## 4.4.2 RISQUES LIÉS AU TAUX DE CHANGE

Ce risque est lié à l'activité du Groupe en dehors de la zone euro. Il est principalement concentré pour l'exercice 2009 sur le dollar américain, la livre sterling, le dollar canadien et le peso mexicain.

Il a été identifié à plusieurs niveaux :

### Risque de change lié au bilan

Du fait de la détention de filiales aux États-Unis et au Royaume-Uni, le Groupe est exposé à un risque de change sur son bilan (impact sur les réserves de conversion dans les capitaux propres). Dans les comptes consolidés, la situation nette d'une filiale en devise est valorisée au cours de clôture. Ainsi, la comparaison de valorisation entre deux clôtures de la situation nette d'une société peut faire apparaître des écarts de conversion dont l'impact sur les capitaux propres au 31 décembre 2009 est faible (variation négative de 23 millions d'euros de réserve de conversion au 31 décembre 2009) et à mettre en regard d'un montant de 1 572 millions d'euros de capitaux propres à cette même date.

Tous les financements de projets sont conclus dans la devise domestique du pays concerné. Ainsi, l'actif et le financement correspondant étant exprimés dans la même devise, toute distorsion dans leurs valorisations à la clôture est évitée.

Jusqu'à fin 2008, le risque de change issu des comptes courants en devise entre EDF Energies Nouvelles SA et ses filiales était géré par un adossement à des dettes contractées dans la même devise. En 2009, le Groupe a décidé de mettre en place des instruments dérivés de change afin de couvrir ce risque.

### Risque de change lié aux achats de matériels

Ce risque résulte de l'achat de matériel dans une devise différente de la devise domestique de comptabilisation. A ce jour, il s'agit essentiellement des achats de turbines effectués par les filiales américaines, mexicaines et britanniques du Groupe auprès des fabricants européens ainsi que de l'acquisition de panneaux photovoltaïques pour un montant plus limité.

La politique du Groupe consiste à couvrir ce risque dès qu'il est connu sur la base du cours du budget du projet concerné en ayant recours essentiellement à des achats/ventes à terme et options « vanilles ». Si des modifications interviennent sur les conditions de paiement (échéances) ou sur les montants engagés en devise, les instruments de couvertures utilisés sont alors ajustés en conséquence.



Le tableau ci-dessous présente la position nette du Groupe au 31 décembre 2009 :

(en milliers d'euros)	EUR	GBP	USD	Autres	Total
Actifs	4 157 078	253 954	1 413 769	300 316	6 125 117
Passifs	3 468 062	60 487	870 251	153 848	4 552 648
<b>Position nette avant gestion</b>	<b>689 016</b>	<b>193 468</b>	<b>543 517</b>	<b>146 468</b>	<b>1 572 469</b>
Effet gestion	(22 334)	(1 548)	27 841	(3 959)	-
<b>Position nette après gestion</b>	<b>666 682</b>	<b>191 920</b>	<b>571 358</b>	<b>142 509</b>	<b>1 572 469</b>

Les tests de sensibilités réalisés sur les instruments financiers de couverture du risque de change au 31 décembre 2009 et 31 décembre 2008 montrent qu'une variation de plus ou moins 10 %

des cours de change aurait les impacts suivants sur le compte de résultat et sur les capitaux propres :

(en milliers d'euros)	Compte de résultat		Capitaux propres	
	+ 10 %	- 10 %	+ 10 %	- 10 %
31 décembre 2009	(95 169)	52 540	1 851	(13 452)
31 décembre 2008	1 210	215	27 141	(30 707)

La sensibilité du Groupe au risque de change est détaillée en note 22.2 des comptes consolidés au 31 décembre 2009 inclus au paragraphe 20.1 du présent document de référence.

des devises susvisées contre l'euro pourrait avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière, les résultats du Groupe ou sur sa capacité à réaliser ses objectifs.

Bien que le Groupe mène une politique active de couverture du risque de change, une évolution défavorable des taux de change des

### 4.4.3 RISQUES DE LIQUIDITÉ

#### Risque de liquidité lié au financement des projets

Le modèle de croissance du Groupe consiste à développer des projets de centrales de production d'électricité dont le financement est assuré par des financements de projets sans recours et par l'utilisation, le cas échéant, de « prêt relais » durant la période de construction (projets de taille conséquente).

Le Groupe estime que, même si les conditions financières se sont améliorées au cours de l'année 2009 sans toutefois revenir aux conditions antérieures à la crise financière, l'allongement des délais dans la finalisation des dossiers de financement de ses projets constaté en 2008 s'est accentué en 2009. A la date du présent document de référence, le Groupe ne perçoit pas non plus de signes tangibles de réduction des délais nécessaires pour mettre en place des financements de projets.

Par ailleurs, dans le contexte actuel de crise financière, l'activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés a subi un ralentissement en 2009, en comparaison avec l'année exceptionnelle de 2008.

Le Groupe constate que les acheteurs – essentiellement des compagnies électriques ou des fonds d'investissements – restent confrontés à des difficultés pour obtenir le financement bancaire nécessaire pour réaliser la transaction, et que de plus en plus, les acheteurs demandent des délais de règlement pour leur permettre de mettre en place leurs financements. Par ailleurs, le Groupe constate, en particulier aux États-Unis, une tendance de la part des compagnies électriques à chercher à réduire leurs acomptes de paiement, ce qui est de nature à avoir un impact sur le besoin en fonds de roulement du Groupe.

La quasi-totalité des financements de projet prévoient des clauses d'exigibilité anticipée notamment en cas de non-respect d'un niveau minimum de couverture du service de la dette de la Société de projet au regard de ses revenus mesuré par un ratio dit « DSCR » (*Debt Service Coverage Ratio*). La clause d'exigibilité anticipée se déclenche en général lorsque le ratio devient inférieur à 1.

## Risque de liquidité lié aux activités courantes

### Lignes de crédits

Le Groupe doit financer les acomptes versés lors de la réservation des turbines, les stocks de panneaux solaires, le besoin en fonds de roulement généré par l'activité de ventes d'actifs solaires et éoliens, ainsi qu'un certain nombre de parcs éoliens ou solaires en construction et n'ayant pas encore conclu leur financement de projet sans recours. Pour cela, il dispose, au 31 décembre 2009, de lignes de crédits corporate et de découverts bancaires d'un montant total de 1 566 millions d'euros. Ces montants incluent une ligne de

Le tableau ci-dessous détaille la structure des lignes de crédit dont dispose le Groupe au 31 décembre 2009 :

<i>(en milliers d'euros)</i>	Montant	Utilisation	Non-utilisation
Ligne moyen terme			
> échéance 2010	130	130	-
> échéance 2011	225	225	-
> échéance 2012	670	670	-
> échéance 2013	220	220	-
> échéance 2014	100	100	-
<b>TOTAL</b>	<b>1 345</b>	<b>1 345</b>	<b>0</b>
Lignes 364 jours renouvelables <sup>(i)</sup>			
> échéance 2010	108	108	-
Découverts bancaires	113	35	78
<b>TOTAL</b>	<b>1 566</b>	<b>1 488</b>	<b>78</b>

(i) Ligne de crédit adossée à de la trésorerie.

### Excédents de trésorerie

Le Groupe a centralisé la gestion de ses excédents de trésorerie lorsque la législation ou les contrats de financement de projets le permettent. Il sécurise ses placements financiers en privilégiant systématiquement des supports de type monétaire et/ou obligataire. Ces placements, dont les maturités moyennes sont inférieures à 3 mois, sont effectués auprès de contreparties de premier rang. Au 31 décembre 2009, le Groupe dispose d'une trésorerie de 431 millions d'euros.

crédit de 640 millions d'euros conclue avec le groupe EDF, qui est susceptible d'être augmentée si nécessaire.

Les contreparties de l'ensemble des lignes de crédits bancaires sont des grands établissements français et internationaux. Le Groupe a centralisé la mise en place et l'utilisation de ces moyens de financements et de ce fait, la gestion des risques correspondants.

Les financements Corporate conclus hors du Groupe contiennent des clauses d'exigibilité anticipée qui prennent en compte différents ratios dont un ratio EBITDA/frais financiers nets qui doit en général être supérieur à 2 et un seuil maximal d'endettement.

### Échéancier des passifs financiers sur la base des flux de trésorerie contractuels

Cet échéancier est établi sur la base des flux de trésorerie contractuels, non actualisés, qui peuvent être différents des montants inscrits au bilan au 31 décembre 2009. Il prend en compte le financement des dépenses prévisionnelles des parcs en construction dans le cas où le financement de projet, d'ores et déjà conclu, intègre la période de construction. Les montants empruntés sont donc croissants jusqu'aux mises en exploitation des parcs, lesquelles sont prévues pour certains projets postérieurement au 31 décembre 2009.

Le tableau suivant présente, dans la colonne des flux de trésorerie à moins d'un an, la part des remboursements à court terme diminuée des tirages contractuels attendus.

(en milliers d'euros)	Valeur nette comptable			Flux de trésorerie contractuels			
	Courant	Non courant	Total	A moins d'un an	Entre un et cinq ans	A plus de cinq ans	Total
Emprunts auprès des établissements de crédit	1 174 225	1 193 287	2 367 512	1 029 857	598 614	1 248 214	2 876 685
Autres dettes financières	101 438	911 150	1 012 588	102 448	765 777	151 824	1 020 049
Découverts bancaires	34 924	-	34 924	34 924	-	-	34 924
Instruments de dérivés de taux d'intérêts nets (passif-actifs)	-	49 712	49 712	30 338	14 340	(34 912)	9 766
Instruments de dérivés de change	5 559	-	5 559	5 559	-	-	5 559
Instruments de dérivés de transaction	987	-	987	987	-	-	987
Dettes fournisseurs	230 242	-	230 242	230 242	-	-	230 242
Autres crédateurs <sup>(1)</sup>	199 571	-	199 571	199 571	-	-	199 571

(1) Sont inclus en autres crédateurs dans le tableau du risque de liquidité : les avances et acomptes reçus, les dettes sur immobilisations et les autres dettes courantes (voir note 17.4 des comptes consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2009).

## 4.5 Risques juridiques

Les sociétés du Groupe sont, ou sont susceptibles d'être impliquées dans un certain nombre de procédures de nature judiciaire, administrative ou arbitrale dans le cours normal de leurs activités.

A titre d'exemple, en France, et bien que ces procédures n'aboutissent que rarement, près de la moitié des permis de construire délivrés au Groupe pour des parcs éoliens font l'objet d'un recours contentieux après leur obtention. De tels recours peuvent aboutir à l'annulation du permis, voire, dans certains cas, au démantèlement du parc (une telle sanction n'a néanmoins jamais été appliquée au Groupe).

De même, du fait de son activité de Développement de centrales électriques, le Groupe peut être partie à des procédures impliquant les fabricants des éléments techniques de ces centrales.

Une description détaillée des procédures auxquelles le Groupe est partie étant susceptibles d'avoir une incidence significative sur son activité, sa situation financière, ses résultats ou sa capacité à réaliser ses objectifs, figure au paragraphe 20.5 du présent document de référence.

## 4.6 Assurances et couverture des risques

Le Groupe a mis en place une politique de couverture des principaux risques liés à son activité (voir les paragraphes 4.1 à 4.5 du présent document de référence) et susceptibles d'être assurés, sous réserve

des exclusions, plafonds de garantie et franchises habituellement imposés par les compagnies d'assurances sur le marché.

### 4.6.1 POLITIQUE DE COUVERTURE DES RISQUES

Le Groupe met en œuvre une politique de gestion dynamique des risques. Outre la constitution d'une couverture assurance adéquate (voir le paragraphe 4.6.2 du présent document de référence), le Groupe porte une grande attention à la limitation des risques liés à ses activités sur tous les marchés où il est présent.

En particulier, le Groupe veille à limiter ses risques en les répartissant sur l'ensemble de ses zones d'implantation. Sa présence dans dix pays européens, trois Américains (États-Unis, Canada, Mexique) et un Asiatique (Inde) lui permet de disperser les risques liés aux évolutions réglementaires, aux conditions climatiques (notamment le vent pour ses parcs éoliens) ou encore aux perspectives de développement.

Pour ses investissements, le Groupe procède à une sélection rigoureuse des projets, considérant leurs perspectives tout en veillant à limiter les coûts de développement. Les nouveaux projets significatifs sont systématiquement soumis à l'examen préalable du Comité de la stratégie de la Société sur la base de critères stricts (voir le paragraphe 16.3 du présent document de référence).

Le Groupe entend également limiter son exposition vis-à-vis des fournisseurs de composants et autres équipements techniques, en diversifiant ses fournisseurs d'une part et en recourant à des contrats à long terme d'autre part. Pour les turbines et les panneaux photovoltaïques en particulier, le Groupe s'est ainsi efforcé de sécuriser son approvisionnement pour les années à venir par le biais d'accords avec les grands fabricants mondiaux (voir le Chapitre 22 du présent document de référence).

Dans l'exploitation de ses parcs éoliens, le Groupe pratique un suivi permanent de leur fonctionnement, afin de limiter la fréquence et la durée des incidents (pannes techniques et autres). Il recourt pour ce faire, lorsque cela est possible, au système « SCADA » (*Supervisory Control and Data Acquisition*) qui permet notamment de superviser à distance le fonctionnement des installations. En outre, afin d'anticiper la fin programmée des contrats d'exploitation-maintenance avec les fabricants de turbines pour ses parcs éoliens européens et de réduire sa dépendance vis-à-vis de ses fournisseurs, le Groupe développe actuellement en Europe ses compétences d'exploitation-maintenance, sur le modèle des pratiques développées par enXco aux États-Unis.

Enfin, le Groupe porte une grande attention à l'environnement dans lequel s'insèrent ses centrales, afin d'en limiter les potentiels impacts. Outre le respect des obligations légales (études d'impact, enquêtes publiques...), le Groupe met ainsi en œuvre une politique de management environnemental, reposant sur un code de bonnes pratiques et une démarche de suivi. Cette attention lui a permis de recevoir en 2005 la certification ISO 14001 pour ses activités de Développement, de Construction et Production d'énergie éolienne en France. Cette certification a été renouvelée chaque année depuis 2005.

Une description détaillée des procédures de contrôle des risques mises en œuvre par le Groupe figure au paragraphe 2.3 du Rapport du Président sur le contrôle interne inclus en annexe 1 du présent document de référence.

### 4.6.2 ASSURANCES

La politique en matière d'assurance est conduite par la Direction Juridique du Groupe et mise en œuvre dans chacun des pays où le Groupe est implanté.

Compte tenu des spécificités réglementaires de chaque pays et de son activité de développeur, le Groupe met en place des polices d'assurance spécifiques pour chacun de ses projets. La seule police d'assurance Groupe est celle relative à la responsabilité civile des mandataires sociaux, qui couvre les dirigeants du Groupe et de l'ensemble de ses filiales, y compris enXco, sa principale filiale américaine.

Pour chacune de ses sociétés, le Groupe souscrit notamment des assurances responsabilité civile (le cas échéant, pour les activités de bureaux d'études), responsabilité dommages (couvrant notamment les mâts utilisés pour les études préliminaires à l'implantation d'un

parc éolien) ainsi que des polices plus spécifiques (multirisques bureaux ou multirisques informatique pour les sociétés comme EDF Energies Nouvelles SA ou EDF Energies Nouvelles France).

Pour les projets, le Groupe souscrit des polices spécifiques à chaque projet en fonction des risques particuliers identifiés. Cette identification des risques se fait notamment en fonction de la nature du projet (parc éolien, centrale photovoltaïque, usine biomasse ou autre), de son site d'implantation (régions aux conditions climatiques difficiles) ou encore de son pays d'installation (contexte réglementaire particulier). A titre d'exemple, le Groupe souscrit ainsi des polices particulières couvrant les risques sismiques pour ses projets en Italie du Sud ou en Grèce.

Deux phases peuvent être distinguées en matière d'assurance pour un projet : la phase de construction et la phase d'exploitation.

### Couverture assurances de la phase de construction

Au cours de la période de construction de la centrale électrique, la société titulaire du projet souscrit une police d'assurance « Tous Risques Chantier » (TRC) ou bénéficie d'une telle police souscrite par le constructeur. Cette police couvre les dommages matériels pour la période de construction de la centrale jusqu'à sa réception. Lorsque, pour les projets financés en financement de projet, les banques financent également la partie construction, un volet spécifique aux pertes d'exploitation est inclus dans la police. Ce volet est demandé par les établissements financiers intervenant dans le projet ; il couvre notamment les pertes d'exploitation qui pourraient être subies en cas de retards pris dans les travaux de réalisation de la centrale.

### Couverture assurances de la phase d'exploitation

Dès la mise en exploitation de la centrale, la société titulaire du projet souscrit une police générale de responsabilité civile. Elle souscrit en outre une police couvrant habituellement les bris de machine, les incendies et risques annexes, les catastrophes naturelles et les pertes d'exploitation.

Par ailleurs, le Groupe bénéficie généralement de garanties contractuelles données par les fabricants des composants et équipements techniques de ses centrales électriques, couvrant le préjudice subi en cas de fonctionnement défectueux de ces éléments. En particulier, le Groupe bénéficie habituellement de telles garanties par les fabricants des turbines équipant ses parcs éoliens ; il s'agit en pratique de garanties de disponibilité, couvrant en conséquence les pertes d'exploitation liées à une indisponibilité ainsi que les bris de pièces. Ces garanties, qui portent habituellement sur des durées de deux à cinq ans, peuvent parfois être étendues à 10 ou 12 ans.

# 5

## Informations concernant l'émetteur

### 5.1 Historique et évolution de la Société

#### 5.1.1 DÉNOMINATION SOCIALE

La Société a pour dénomination sociale EDF Energies Nouvelles.

#### 5.1.2 REGISTRE DU COMMERCE ET DES SOCIÉTÉS

La Société est immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 379 677 636.

Le code APE de la Société est 741 J.

#### 5.1.3 DATE DE CONSTITUTION ET DURÉE

La Société a été constituée le 13 septembre 1990 sous la forme d'une société anonyme avec pour dénomination sociale SIIF. Elle a été immatriculée le 17 octobre 1991 pour une durée expirant

le 17 octobre 2089. A compter du 7 juin 2004, la Société a pris pour dénomination sociale EDF Energies Nouvelles.

#### 5.1.4 SIÈGE SOCIAL, FORME JURIDIQUE ET LÉGISLATION APPLICABLE

Le siège social de la Société est situé Cœur Défense, Immeuble 1, Défense 4, 90, esplanade du Général de Gaulle, 92933 Paris La Défense Cedex. Le numéro de téléphone du siège social est le (33) 1 40 90 23 00.

La Société est une société anonyme de droit français à Conseil d'administration, régie notamment par les dispositions du Code de commerce.

#### 5.1.5 HISTORIQUE DE LA SOCIÉTÉ

SIIF (Société Internationale d'Investissements Financiers) a été créée en 1990 par Pâris Mouratoglou. La Société a alors pour objet la construction et l'exploitation de centrales thermiques et hydroélectriques en France. Elle développe également des activités dans le domaine de l'énergie solaire dans les départements d'outre-mer (Guadeloupe, Martinique, Réunion).

En 1998, SIIF devient SIIF Energies et prend une orientation stratégique vers le secteur des énergies renouvelables. SIIF Energies se spécialise dans l'éolien et installe ses premières éoliennes de petite puissance à Petit Canal en Guadeloupe en 1999 (40 éoliennes d'une capacité de 60 kW chacune). Forte de cette expérience, SIIF Energies réalise en 2000 ses premières éoliennes de grande puissance en Corse, à Ersa et Rogliano (20 éoliennes d'une capacité de 600 kW chacune).

En octobre 2000, EDF, par l'intermédiaire de sa filiale EDEV, prend une participation de 35 % dans le capital de SIIF Energies. La Société devient alors l'entité du groupe EDF dédiée aux énergies renouvelables.

A partir de 2000, le Groupe s'est progressivement développé dans le secteur de l'énergie éolienne à travers l'Europe par l'implantation de filiales ou par l'intermédiaire de partenariats. Ainsi, en 2000, le Groupe s'implante au Portugal par l'intermédiaire d'une filiale détenue à 90 % (puis à 100 % en 2006), SIIF Energies Portugal Lda. (devenue EDF Energies Nouvelles Portugal). Le Groupe poursuit également sa croissance en Europe, en s'implantant en Italie en 2001.

En 2002, SIIF Energies franchit une étape décisive en s'implantant aux États-Unis avec l'acquisition de la société californienne enXco, l'un des principaux acteurs américains dans le secteur de l'éolien. Cette acquisition lui permet également d'intégrer au Groupe les activités allemandes, britanniques et indiennes d'enXco. A cette occasion, SIIF Energies procède à une augmentation de capital qui permet au groupe EDF d'accroître sa participation de 15 % ; la Société est alors détenue à parité par le groupe EDF et par le groupe familial Mouratoglou. Cet accroissement de la participation du groupe EDF

s'accompagne d'un partenariat étroit (recherche-développement, droit d'usage de la marque en tant que dénomination sociale).

En 2003, le Groupe prend une participation dans le consortium C-Power en Belgique, participant ainsi à l'un des plus grands projets de parc éolien *offshore* en Europe, et, en 2004, le Groupe s'implante en Grèce, en développant des projets avec des partenaires locaux.

En 2004, SIIF Energies devient EDF Energies Nouvelles. Après avoir cédé ses activités en Suède, EDF Energies Nouvelles poursuit en 2005 sa politique de recentrage géographique sur l'Europe de l'Ouest et l'Amérique du Nord ; le Groupe a ainsi réalisé une opération de croissance externe en Grèce en rachetant les actifs éoliens du groupe Ktistor et a cédé ses activités au Brésil à un fonds d'investissement britannique. Enfin, cette même année, ses efforts en faveur de l'environnement lui ont permis de devenir l'un des premiers opérateurs éoliens en France à obtenir la certification ISO 14001.

En 2006, dans le cadre d'augmentations de capital d'un montant total d'environ 530 millions d'euros, EDF Energies Nouvelles a été introduite en Bourse sur le marché Euronext Paris. A cette occasion, la participation détenue par le groupe familial Mouratoglou a été ramenée à 25,1 % du capital, le groupe EDF conservant 50 % du capital.

En 2008, afin de financer son développement dans le solaire photovoltaïque, devenu son deuxième axe de développement prioritaire, EDF Energies Nouvelles a procédé à une augmentation de capital d'un montant d'environ 500 millions d'euros. En outre, le Groupe a pris position en Turquie avec l'acquisition de 50 % de Polat Enerji, l'un des principaux développeurs éoliens du pays.

En juillet 2009, dans le cadre du développement de son activité solaire, le Groupe s'est associé à First Solar afin de construire la plus grande usine française de fabrication de panneaux solaires.

## 5.2 Investissements

### 5.2.1 PRINCIPAUX INVESTISSEMENTS DU GROUPE AU COURS DES TROIS DERNIERS EXERCICES

L'augmentation de la valeur brute des immobilisations corporelles et incorporelles (hors goodwill) s'est élevée à 1 232,4 millions d'euros en 2009, contre 1 026,7 millions d'euros en 2008 et 511,3 millions d'euros en 2007. Le tableau ci-dessous présente la répartition pour ces trois dernières années (en millions d'euros) entre les zones Europe et Amériques :

Zone géographique	2007	2008 (publié)	2008 (retraité) <sup>(1)</sup>	2009
Europe	344,8	586,7	586,7	824,1
Amériques	166,5	439,9	440,0	408,4
<b>TOTAL</b>	<b>511,3</b>	<b>1 026,6</b>	<b>1 026,7</b>	<b>1 232,4</b>

(1) Retraité du changement de mode de consolidation des parcs éoliens américains intervenu en 2009.

Les principaux projets concernés en 2009 sont notamment :

► en Amériques :

- aux États-Unis : le parc éolien de Hoosier et les centrales solaires de Steven's Institute, Hall's Warehouse, Bayshore et Carrier Clinic,
- au Canada : la centrale solaire d'Arnprior et les parcs éoliens au Québec,
- au Mexique : le parc éolien de La Ventosa ;

► en Europe :

- en France : les parcs éoliens de Castanet, Fiennes, Veulette, Canton de Bonneval, Sauveterre, Les Barthes et Bassin de Thau ainsi que les centrales solaires de La Roseraie, Manosque, Sainte Tulle et Gabardan,

- en Italie : les parcs éoliens de Bonorva et Monte Grighine ainsi que plusieurs centrales solaires,
- en Espagne : les centrales solaires de Valdecaballeros et Casatejada et l'usine biomasse de Lucena,
- en Grèce : les parcs éoliens de Viotia 2, Skopies, Lefkes, Belecheri, Fokida 2 et 3, Mousouron, et Trikorfo ainsi que la centrale solaire de Xirokambi,
- au Portugal : le parc éolien d'Arada (dernière tranche),
- au Royaume-Uni : les parcs éoliens de Burnfoot, Rusholme, et Long Park,
- en Turquie : le parc éolien de Soma (phases 1 et 2).

## 5.2.2 PRINCIPAUX INVESTISSEMENTS DU GROUPE EN COURS POUR 2010

Le Groupe entend poursuivre le développement de son portefeuille de projets existant, en particulier dans l'éolien, pour lequel il s'élève au 31 décembre 2009 à plus de 14 500 MW, et dans le solaire photovoltaïque, pour lequel il s'élève au 31 décembre 2009 à plus de 2 900 MWc. A la date du présent document de référence, les investissements budgétés par le Groupe représentent un montant de plus d'un milliard d'euros pour l'année 2010. Sur ce montant, environ 70 % sont destinés à des investissements en Europe et environ 30 % à des investissements en Amérique du Nord.

Pour financer ses investissements, le Groupe met en place des financements de projets (voir le paragraphe 4.4.3 du présent document de référence), compte tenu de la visibilité offerte par les contrats de long terme conclus avec ses clients et les mécanismes d'obligation d'achat.

Selon les pays et les projets, la répartition entre fonds propres et dettes et la durée des financements peuvent varier. En moyenne, la part de la dette représente 70 à 90 % de l'investissement total et la

durée de remboursement varie de 12 à 18 ans. Tous les financements de projets sont en général sans recours ou à recours limité.

Le Groupe s'est fixé des critères de rentabilité stricts pour ses projets éoliens et solaires :

- ▶ pour les projets éoliens et solaires aux États-Unis : un taux de rentabilité interne (TRI) projet après impôt compris entre 9 et 11 % ;
- ▶ pour les projets éoliens et solaires en France, au Portugal, en Grèce, au Mexique, au Canada et pour les projets solaires en Italie : un TRI projet avant impôt supérieur à 10 % ; et
- ▶ pour les projets éoliens et solaires en Turquie et au Royaume-Uni ainsi que pour les projets éoliens en Italie : un TRI projet avant impôt supérieur à 12 %.

Ces TRI sont calculés sur 20 ans, avant endettement, hors valeur terminale et en monnaie courante.

## 5.2.3 PRINCIPAUX INVESTISSEMENTS PLANIFIÉS OU AYANT FAIT L'OBJET D'ENGAGEMENTS FERMES DE LA PART DES ORGANES DE DIRECTION

Les principaux investissements planifiés par le Groupe au 31 décembre 2009 sont relatifs à l'achèvement de la construction des 19 parcs éoliens en cours de réalisation par le Groupe et à la construction de 27 centrales solaires photovoltaïques

(voir le Chapitre 6 du présent document de référence). Ces investissements s'élèvent, à cette date, à un montant total d'environ 521,4 millions d'euros.



# 6

## Aperçu des activités

<b>6.1</b>	<b>Présentation générale</b>	<b>32</b>
<b>6.2</b>	<b>Les atouts du Groupe</b>	<b>34</b>
<b>6.3</b>	<b>Stratégie</b>	<b>36</b>
<b>6.4</b>	<b>Présentation du marché et position concurrentielle</b>	<b>38</b>
6.4.1	L'éolien : un marché présentant d'attrayantes perspectives de croissance	41
6.4.2	Le solaire photovoltaïque : une croissance accélérée	45
6.4.3	L'hydraulique : une technologie mature présentant encore des opportunités	49
6.4.4	La biomasse : une filière en cours de développement	50
6.4.5	Production thermique et cogénération à partir d'énergies fossiles	51
6.4.6	Énergies renouvelables réparties	51
6.4.7	Biocarburants	52
6.4.8	Biogaz	52
<b>6.5</b>	<b>Description des principales activités du Groupe</b>	<b>52</b>
6.5.1	Éolien	53
6.5.2	Solaire photovoltaïque	61
6.5.3	Hydraulique	67
6.5.4	Biomasse	68
6.5.5	Production thermique et cogénération à partir d'énergies fossiles	68
6.5.6	Énergies renouvelables réparties	68
6.5.7	Biocarburants	70
6.5.8	Biogaz	71
6.5.9	Énergies marines	71
6.5.10	Activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés	71
6.5.11	Activité d'exploitation - maintenance	72
<b>6.6</b>	<b>Facteurs de dépendance</b>	<b>73</b>
<b>6.7</b>	<b>Environnement législatif et réglementaire</b>	<b>73</b>
6.7.1	Le cadre international	73
6.7.2	La réglementation communautaire	73
6.7.3	Les réglementations nationales	74
<b>6.8</b>	<b>Politique environnementale</b>	<b>76</b>
6.8.1	Exigences environnementales	76
6.8.2	Mise en œuvre des engagements environnementaux	77
6.8.3	Informations environnementales	77

## 6.1 Présentation générale

Présent en Europe et en Amérique du Nord, EDF Energies Nouvelles est un leader sur le marché des énergies renouvelables. Avec un développement centré historiquement sur l'éolien et plus récemment sur le solaire photovoltaïque, devenu son deuxième axe de développement prioritaire, le Groupe est en outre présent à des degrés divers dans d'autres filières d'énergies renouvelables : petite hydraulique, énergies marines, biomasse, biocarburants et biogaz. Enfin, depuis 2008, il développe sa présence dans le secteur des énergies renouvelables réparties, prioritairement dans le solaire photovoltaïque distribué, en partenariat avec EDF, son actionnaire industriel de référence.

Au 31 décembre 2009, le Groupe dispose d'une capacité installée de 2 945,5 MW <sup>(1)</sup> (dont 2 257,0 MW détenus en propre <sup>(2)</sup>) et de 859,6 MW en construction (dont 467,2 MW devant être détenus en propre). Par ailleurs, le Groupe dispose d'un portefeuille de projets en développement de plus de 17 500 MW (mises en construction incluses).

Le Groupe bénéficie actuellement d'un contexte de marché favorable pour les énergies renouvelables dans ses zones d'implantation, qui est sous-tendu par une triple dynamique, environnementale, réglementaire et technologique. Grâce aux politiques nationales et internationales qui soutiennent le développement des énergies non polluantes, le Groupe estime que ce contexte favorable devrait se maintenir dans les prochaines années. A ce titre, le Groupe bénéficie des diverses aides et subventions accordées aux producteurs d'énergies renouvelables.

L'éolien constitue près de 90 % de la capacité installée du Groupe (avec 2 650,0 MW installés au 31 décembre 2009). Ses parcs éoliens sont implantés dans des zones géographiques soigneusement sélectionnées qui se caractérisent par leur stabilité politique, leur potentiel de croissance et leur visibilité en matière de régulation (États-Unis, Canada et pays européens - notamment France, Italie, Grèce, Portugal et Royaume-Uni). La diversification géographique permet au Groupe de se positionner sur les marchés les plus porteurs en termes de demande d'électricité verte et de limiter l'exposition du Groupe aux risques relatifs aux conditions climatiques, notamment au vent, et aux risques réglementaires. Au 31 décembre 2009, le Groupe dispose d'un portefeuille de projets éoliens en développement de 14 573 MW, dont 713,4 MW en construction.

Outre l'éolien, le Groupe se développe activement dans le solaire, principalement photovoltaïque, avec 2 910 MWc en développement (dont 138,8 MWc en construction) et 80,9 MWc installés au 31 décembre 2009. Il vise essentiellement deux marchés dans ses pays d'implantation (France, Italie, Espagne, Grèce, États-Unis et Canada) : d'une part, le développement de centrales photovoltaïques au sol et, d'autre part, le développement de centrales de production sur les bâtiments, tant pour compte propre que pour compte de tiers.

Le Groupe renforce également sa position dans le secteur des énergies renouvelables réparties, c'est-à-dire le marché des particuliers et des professionnels, prioritairement dans le solaire photovoltaïque distribué, en s'appuyant depuis 2008 sur sa filiale à 50 %, EDF Energies Nouvelles Réparties, qui conçoit et commercialise des offres complètes aux clients intégrant plusieurs types d'énergies renouvelables et instruments de maîtrise de l'énergie.

Le Groupe est par ailleurs présent dans la petite hydraulique (avec 128,4 MW installés au 31 décembre 2009), et la biomasse (production d'électricité à partir de sous-produits de l'industrie agricole et forestière, avec 26 MW installés au 31 décembre 2009). Il exerce également une activité historique dans le secteur de la production thermique (avec 30,3 MW installés au 31 décembre 2009) et de la cogénération à partir de combustibles fossiles (avec 26,8 MW installés au 31 décembre 2009), secteurs qui ne constituent plus pour lui un axe de développement. Enfin, il développe sa présence dans d'autres filières d'énergies nouvelles, telles que les biocarburants, les biogaz et les énergies marines.

Dans le cadre de son métier de producteur d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables, le Groupe intervient à chaque étape de la production. Ainsi, le Groupe est actif en amont, dans le développement de projets, puis dans la construction de centrales électriques et enfin dans l'exploitation-maintenance des centrales électriques construites, chacune de ces activités pouvant être exercée pour compte propre ou pour compte de tiers. Dans le cadre de son activité de Développement de projets, le Groupe exerce également une activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés, qui consiste principalement à développer et construire des projets pour le compte de tiers dans le domaine des énergies renouvelables.

(1) Capacité brute correspondant à la capacité totale des centrales électriques consolidées par le Groupe. Sauf indication contraire, les capacités des centrales électriques indiquées dans le présent document de référence sont des capacités brutes.

(2) Capacité nette correspondant à la part détenue par le Groupe dans les centrales électriques consolidées.

Le tableau ci-dessous présente la capacité installée (en MW) du Groupe dans chaque filière et pays au 31 décembre 2009 :

Pays	Éolien	Solaire	Hydraulique	Biomasse	Biogaz	Thermique et Cogénération	Total
Allemagne	3,0	-	-	-	-	-	3,0
Belgique	30,0	-	-	-	-	-	30,0
Bulgarie	-	-	110,0	-	-	-	110,0
Canada	-	23,4	-	-	-	-	23,4
Espagne	-	6,7	-	26,0	-	-	32,7
États-Unis	965,4	6,0	-	-	-	-	971,4
France	368,4	25,9	18,4	-	3,0	57,1	472,8
Grèce	187,4	-	-	-	-	-	187,4
Italie	291,4	18,9	-	-	-	-	310,3
Mexique	37,5	-	-	-	-	-	37,5
Portugal	495,8	-	-	-	-	-	495,8
Royaume-Uni	177,2	-	-	-	-	-	177,2
Turquie	94,0	-	-	-	-	-	94,0
<b>TOTAL</b>	<b>2 650,0</b>	<b>80,9</b>	<b>128,4</b>	<b>26,0</b>	<b>3,0</b>	<b>57,1</b>	<b>2 945,5</b>

Le tableau ci-dessous présente la capacité installée détenue en propre (en MW) par le Groupe dans chaque filière et pays au 31 décembre 2009 :

Pays	Éolien	Solaire	Hydraulique	Biomasse	Biogaz	Thermique et Cogénération	Total
Allemagne	3,0	-	-	-	-	-	3,0
Belgique	5,5	-	-	-	-	-	5,5
Bulgarie	-	-	83,0	-	-	-	83,0
Canada	-	23,4	-	-	-	-	23,4
Espagne	-	1,3	-	18,2	-	-	19,5
États-Unis	882,3	6,0	-	-	-	-	888,3
France	324,8	25,9	18,4	-	2,6	34,0	405,6
Grèce	165,3	-	-	-	-	-	165,3
Italie	138,4	11,6	-	-	-	-	150,0
Mexique	37,5	-	-	-	-	-	37,5
Portugal	302,9	-	-	-	-	-	302,9
Royaume-Uni	138,2	-	-	-	-	-	138,2
Turquie	34,8	-	-	-	-	-	34,8
<b>TOTAL</b>	<b>2 032,6</b>	<b>68,2</b>	<b>101,4</b>	<b>18,2</b>	<b>2,6</b>	<b>34,0</b>	<b>2 257,0</b>

Au 31 décembre 2009, la capacité cumulée en service et en construction détenue en propre par le Groupe (toutes filières confondues) s'élève à 2 724,2 MW, soit une progression de près de 27 % par rapport à 2008.

## 6.2 Les atouts du Groupe

Une dynamique sectorielle importante, une implantation géographique diversifiée, une expertise technique, des ressources humaines de qualité et un portefeuille d'installations et de projets important sont autant d'atouts qui permettent aujourd'hui à EDF Energies Nouvelles de s'affirmer comme un leader du secteur, disposant d'une solide assise internationale sur le marché de la production d'électricité verte. EDF Energies Nouvelles considère que ses principaux atouts concurrentiels sont les suivants :

### Un leader sur le marché des énergies renouvelables

EDF Energies Nouvelles est un acteur d'envergure internationale du secteur de la production d'électricité à partir des énergies renouvelables. Le Groupe s'appuie sur une capacité installée, au 31 décembre 2009, de 2 945,5 MW, auxquels s'ajoute la construction de 19 parcs éoliens, 27 centrales solaires photovoltaïques, une centrale hydroélectrique et plusieurs unités biogaz à travers le monde, qui représentent 859,6 MW supplémentaires.

Présent à l'étranger depuis le début de son activité, EDF Energies Nouvelles a désormais une présence internationale bien établie ; au 31 décembre 2009, près de 84 % de la capacité du Groupe était installée hors de France, dont près de 33 % aux États-Unis. Centré sur l'Europe et les États-Unis, le Groupe est également présent au Canada et au Mexique dans la réalisation de parcs éoliens et en Inde dans des activités d'Exploitation-Maintenance.

De par sa taille et ses besoins, le Groupe représente une puissance d'achat importante vis-à-vis de ses fournisseurs, notamment les fabricants de turbines éoliennes ainsi que les constructeurs et autres opérateurs intervenant dans le processus de mise en service de centrales éoliennes et solaires. Par ailleurs, compte tenu de l'importance et de la qualité de son portefeuille de projets, il est capable de prendre des engagements sur plusieurs années, ce qui est un élément décisif pour les fournisseurs de turbines éoliennes et de panneaux photovoltaïques qui ont à gérer une chaîne logistique et d'assemblage particulièrement complexe.

### Une dynamique sectorielle forte

Le marché des énergies renouvelables est un marché en très forte croissance bénéficiant de multiples opportunités, notamment en Europe et en Amérique du Nord. Ce marché est actuellement porté par une triple dynamique à la fois environnementale, réglementaire et technologique. La préservation de l'environnement est en effet devenue aujourd'hui une préoccupation importante à travers le monde. La prise de conscience croissante des particuliers ainsi que des pouvoirs publics des problématiques environnementales a considérablement favorisé le développement des énergies renouvelables.

Dans ce cadre, à l'échelle internationale, européenne et nationale, les autorités prennent des mesures fixant des dispositifs-cadre favorables au développement des énergies renouvelables.

Le Protocole de Kyoto du 11 décembre 1997 et les directives européennes de 2001 et 2009 relatives à la promotion des énergies renouvelables ont fixé des objectifs de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et ont ainsi enclenché l'adoption de mesures destinées à promouvoir les énergies renouvelables à l'échelon national par chaque pays membre de l'Union Européenne. Aux États-Unis, les énergies renouvelables bénéficient d'incitation sous forme de crédits d'impôt (*Production Tax Credit, Investment Tax Credit*) et font l'objet de quotas minimums à respecter (*Renewable Portfolio Standards*) dans certains États.

La prise de conscience des enjeux environnementaux a également encouragé la recherche afin de développer des techniques permettant l'utilisation optimale des énergies renouvelables. Il existe aujourd'hui diverses techniques de production d'énergies renouvelables, en particulier les éoliennes, le solaire, l'hydraulique ou encore la biomasse. Les efforts de recherche-développement se poursuivent afin de perfectionner les technologies développées et notamment améliorer leur productivité à long terme et en réduire les coûts.

### Un profil unique d'opérateur intégré et diversifié

Le Groupe a développé une présence stratégique sur chacun des principaux segments du marché de la production d'électricité à partir des énergies renouvelables. Grâce à son expertise technique et à la qualité de ses équipes, le Groupe est un opérateur intégré, actif dans le développement, la construction, le montage des financements, l'exploitation et la maintenance de centrales électriques ainsi que dans le secteur de l'ingénierie financière, avec son activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés. Dans la Construction et l'Exploitation-Maintenance de centrales électriques, le Groupe intervient tant pour son compte propre que pour le compte de tiers.

Fort de son implantation internationale, EDF Energies Nouvelles met en œuvre une politique de gestion dynamique des risques affectant l'activité des énergies renouvelables. La diversité géographique de ses implantations (dix pays européens, États-Unis, Canada et Mexique) permet au Groupe de répartir efficacement les risques affectant son activité en limitant non seulement les risques liés aux conditions climatiques (notamment le vent pour les éoliennes) mais également les risques liés aux modifications réglementaires dans les marchés sur lesquels opère le Groupe. Enfin, cette présence internationale permet au Groupe de bénéficier des opportunités de croissance dans ses diverses zones d'implantation géographique.

### Une croissance soutenue et visible

EDF Energies Nouvelles a mis en place une stratégie de croissance soutenue à court terme dans l'éolien terrestre et le solaire photovoltaïque, ses deux axes de développement prioritaires, et à moyen terme dans un certain nombre d'autres filières d'énergies renouvelables.

Le Groupe continue de renforcer sa présence dans la filière éolienne terrestre. En s'appuyant sur l'expérience résultant de plusieurs années de prospection et de développement, le Groupe dispose au 31 décembre 2009 d'un portefeuille de projets éoliens de 14 573 MW (dont 713,4 MW en construction, 1 002 MW autorisés, 5 782 MW en développement avancé et 7 076 MW en développement préliminaire). Par ailleurs, le Groupe reste attentif aux opportunités qui pourraient se présenter dans un certain nombre d'autres pays, sous réserve que ceux-ci apportent la stabilité, la visibilité réglementaire et les conditions de rentabilité qui font partie des grands principes de développement du Groupe. C'est dans ce cadre qu'il a pris position en Turquie en décembre 2008, en acquérant 50 % du capital de Polat Enerji.

Par ailleurs, le Groupe étend son activité au-delà de la filière éolienne terrestre et poursuit son développement sur les autres filières de production d'électricité à partir de sources renouvelables, particulièrement le solaire photovoltaïque pour lequel il dispose au 31 décembre 2009 d'un portefeuille de projets de 2 910 MWc (dont 138,8 MWc en construction, 174 MWc autorisés et 2 597 MWc en développement). Parallèlement, EDF Energies Nouvelles poursuit ses efforts de recherche-développement en matière de biomasse, de biocarburants, de biogaz ou encore d'éolien *offshore*.

### Une organisation industrielle efficace mise en œuvre par des équipes solides et expérimentées

EDF Energies Nouvelles s'est dotée d'une équipe de Direction solide et dynamique et d'équipes locales expérimentées dans le secteur des énergies renouvelables et bien implantées localement. En particulier, Pâris Mouratoglou, fondateur du Groupe, est un acteur historique du secteur des énergies renouvelables et un pionnier renommé en matière d'énergies vertes. Au cours des dernières années, le Groupe s'est également entouré de plusieurs cadres de haut niveau qui lui apportent une expérience confirmée dans tous les domaines de la gestion et du développement du Groupe.

La qualité et l'expérience de ses ressources humaines a ainsi permis au Groupe de parfaire sa compétence technique, qui s'étend désormais à toutes les grandes étapes du développement d'un projet éolien ou solaire photovoltaïque, du financement de projets à la vente de centrales clé en main en passant par l'analyse des conditions de vent ou d'ensoleillement et la construction des centrales. Cette compétence est un atout essentiel pour permettre au Groupe d'anticiper les évolutions techniques et développer de nouvelles technologies dans le secteur en perpétuelle mouvance des énergies renouvelables.

### Une expertise dans le financement de projets et le Développement-Vente d'Actifs Structurés

Fort de son expérience dans le développement de parcs éoliens depuis plusieurs années, le Groupe et ses équipes ont acquis une expertise dans le montage de projets et plus particulièrement l'ingénierie en financement de projets (sans recours ou à recours limité). Le Groupe parvient ainsi à optimiser et renforcer ses financements en y associant, le cas échéant, des partenaires financiers (États-Unis) ou des partenaires industriels (Grèce, Turquie).

Le Groupe dispose également d'une solide expérience dans le développement et la construction pour compte de tiers de projets éoliens et solaires (activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés). Cette activité lui permet chaque année de couvrir la plus grande partie de ses frais de développement et de structure (voir le paragraphe 6.5.10 du présent document de référence).

### Une performance financière solide

Au cours des dernières années, le Groupe a démontré qu'il disposait d'une capacité financière solide qui repose à la fois sur la croissance forte et rapide de son résultat opérationnel (39 % entre 2008 et 2009 <sup>(1)</sup>) et de sa capacité installée (29,5 % de MW bruts supplémentaires installés entre 2008 et 2009) ainsi que sur une rentabilité établie et en progression. Ce succès est notamment le fruit de la récurrence des revenus sécurisés par des contrats de vente d'électricité à long terme, ainsi que d'une politique de sélection rigoureuse des nouveaux projets, déterminée selon des critères de rentabilité stricts et d'équilibre des risques. Par ailleurs, le recours à la technique des financements de projets sans recours ou à recours limité permet de créer des postes étanches les uns par rapport aux autres, et de ce fait d'avoir un niveau d'endettement élevé en réduisant le risque porté par l'ensemble du Groupe (contrairement à un endettement par financements corporate).

### Le soutien d'un leader européen de l'énergie, EDF

Outre son expérience propre, le Groupe bénéficie de l'adossement et de la renommée mondiale du groupe EDF, l'un des leaders de la production, la distribution et la commercialisation d'électricité en Europe, ainsi que de l'accès à ses ressources de recherche et développement. Ce partenariat articulé autour d'un projet industriel précis et cohérent permet également au Groupe de développer des relations étroites avec les autres entités du groupe EDF, comme EDF Energy au Royaume-Uni.

(1) Données prenant en compte le changement du mode de consolidation des parcs éoliens américains (voir l'annexe 3.4 des comptes consolidés au 31 décembre 2009).

## 6.3 Stratégie

Dans un marché en pleine croissance, le Groupe a l'ambition de conforter sa position d'acteur de référence dans le secteur des énergies renouvelables en Europe et en Amérique du Nord, en restant présent sur les principaux segments de la chaîne de valeur de la production d'énergie verte. Sa stratégie s'articule autour des grands axes suivants :

### Créer de la valeur énergétique et environnementale

EDF Energies Nouvelles ambitionne de bâtir un portefeuille de nouvelles capacités de production d'énergie verte. Par nature, cette stratégie est doublement créatrice de valeur : valeur énergétique (production d'électricité) d'une part, et valeur environnementale (utilisation de sources d'énergies renouvelables) d'autre part. Les systèmes réglementaires permettant de valoriser ces deux produits diffèrent en fonction des pays dans lesquels le Groupe intervient. Certains les dissocient, en valorisant l'électron d'une part et la composante verte (certificat) d'autre part ; d'autres les agrègent. A terme, certains experts anticipent une valorisation dissociée sur la plupart des marchés. Le Groupe axe sa stratégie sur le développement d'un outil industriel capable de générer de la valeur énergétique et de la valeur environnementale, qu'elles soient dissociées ou combinées.

Le Groupe entend notamment s'appuyer sur la tendance de long terme au renforcement des politiques de protection environnementale et de promotion de l'énergie verte (obligations d'achat d'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables ou part minimum imposée dans l'offre énergétique des commercialisateurs ou producteurs d'électricité au travers d'un système de certificats verts).

### Poursuivre sa politique de limitation des risques et de maîtrise des coûts

EDF Energies Nouvelles entend continuer d'inscrire son développement dans une politique de risques et de coûts maîtrisés. Ses contrats de vente d'électricité sont, pour la plupart, des contrats à long terme, d'une durée d'environ 15 à 20 ans, qui imposent à l'acheteur de se porter acquéreur de toute l'électricité produite, quel que soit le jour ou l'heure de l'année, et à prix fixé pour toute la durée du contrat. Par ailleurs, le combustible utilisé par la plupart de ses centrales est soit à coût nul (vent, soleil, eau), soit en quantité a priori suffisante au vu du dimensionnement de l'unité et à coût limité et fixé par avance (biomasse). EDF Energies Nouvelles entend également poursuivre ses efforts de maîtrise des coûts de revient, notamment grâce à sa puissance d'achat.

En s'appuyant sur cette combinaison d'un contrat de vente long terme à prix fixe, d'un approvisionnement en combustible à long terme à prix nul ou limité, d'un coût d'investissement initial maîtrisé ainsi que sur l'optimisation des avantages fiscaux offerts aux unités renouvelables, le Groupe continuera de financer ses projets d'investissement par des financements long terme sans recours ou avec un recours limité auprès des actionnaires du projet.

### Poursuivre un développement international maîtrisé

La diversification des activités du Groupe à l'échelle internationale permet à EDF Energies Nouvelles une meilleure gestion des risques liés aux conditions climatiques, géographiques, politiques, réglementaires, conjoncturelles et technologiques.

Le Groupe applique sa stratégie à l'échelle internationale tout en menant une approche locale dans chacun des pays dans lesquels il intervient. Le Groupe se développe dans des pays offrant à la fois un potentiel naturel, une stabilité politique et un environnement réglementaire favorable. EDF Energies Nouvelles a procédé par déploiement dans un grand nombre de pays porteurs puis par recentrage sur les marchés les plus favorables. Aujourd'hui, le Groupe cible l'Europe, et prioritairement la France, l'Italie, le Royaume-Uni, le Portugal et la Grèce et la Turquie, ainsi que l'Amérique du Nord. Il pourrait envisager à plus ou moins long terme de s'implanter sur d'autres marchés offrant un potentiel de développement de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, sous réserve de la présence des critères de stabilité, croissance et visibilité réglementaire indispensables pour sécuriser la rentabilité de cette activité à forte intensité capitalistique ainsi que de pouvoir y utiliser la technique du financement de projet sans recours ou à recours limité.

Le développement à l'international du Groupe s'appuie sur un mode opératoire local. En effet, le Groupe noue des alliances avec des acteurs qui maîtrisent les particularités des marchés locaux par la conclusion de partenariats (comme en Turquie en 2008) ou par l'acquisition d'opérateurs locaux (comme en Grèce en 2005).

### Poursuivre le renforcement de l'éolien terrestre

Aujourd'hui, la filière de production d'électricité à partir d'énergie éolienne terrestre est en phase de croissance importante ; le Groupe, pour lequel cette filière constitue actuellement sa principale activité, a pour objectif de conforter sa position d'acteur de référence dans le secteur de l'éolien en Europe et en Amérique du Nord. En particulier, il entend tirer parti de son expertise technique en poursuivant le développement du portefeuille de projets existant qui s'élève actuellement à 14 573 MW, dont 713,4 MW en cours de construction.

Pour ce faire, le Groupe entend notamment valoriser son expérience des partenariats créateurs de valeur pour chacune des parties et permettant le développement de projets d'envergure (à l'image de ses partenariats en Grèce et en Italie).

En outre, le Groupe, à l'image de l'acquisition de 50 % de Polat Enerji en Turquie en 2008, se réserve la possibilité, le cas échéant, de procéder à des opérations de croissance externe rigoureusement sélectionnées, qui contribueraient à accélérer son développement et renforcer son portefeuille de parcs et de projets.



## Assurer le développement du solaire photovoltaïque

Face à l'augmentation rapide du soutien politique à l'égard du solaire photovoltaïque dans un certain nombre de pays, et compte tenu de la réduction de coûts attendue des avancées technologiques et économies d'échelle en cours de réalisation, le Groupe a décidé en 2008 d'accélérer le développement de cette filière.

Dans cette perspective, le Groupe a rapidement développé un portefeuille de projets solaires de grande qualité, réparti dans les divers pays où le Groupe entend implanter prioritairement cette activité. Ainsi, au 31 décembre 2009, le Groupe disposait de 2 910 MWC de projets en développement, dont 139 MWC en construction et 174 MWC autorisés, qui se situaient principalement en France, en Italie, en Espagne, en Grèce, aux États-Unis et au Canada.

Le développement de cette filière s'appuie sur l'expertise acquise par le Groupe dans l'éolien, expertise qui est dupliquée en terme de développement, de *business model* et de financement.

Le Groupe a par ailleurs sécurisé une grande partie de ses besoins en panneaux solaires d'ici 2012, en veillant à conserver un approvisionnement diversifié tant en termes de fournisseurs que de technologies (silicium cristallin, couches minces). Il a en outre conclu en 2009 un partenariat stratégique avec le fabricant First Solar relatif à la construction de la plus grande usine française de fabrication de panneaux solaires, dont l'intégralité de la production de panneaux lui sera réservée au cours des dix premières années.

Parallèlement à la réalisation de centrales solaires, le Groupe accélère son développement dans les énergies réparties, prioritairement dans le solaire photovoltaïque distribué, tant auprès des particuliers que des professionnels. Actuellement menée en France, cette activité pourrait être amenée à être étendue à d'autres pays au cours des prochaines années.

## Affirmer son intégration dans la chaîne de valeur de l'électricité verte

EDF Energies Nouvelles entend confirmer sa présence sur l'ensemble de la chaîne de valeur de la production d'électricité à partir de sources renouvelables, tant en qualité de développeur, de propriétaire/investisseur qu'en qualité d'exploitant, et en renforcer les synergies.

D'une part, le Groupe combine ses rôles de développeur et propriétaire/investisseur. En particulier, dans le cadre de la croissance du Groupe, les phases en amont de détection, de développement et de structuration des projets et ensuite de construction des centrales de production, demeurent une activité prépondérante du Groupe qui permet de conserver la valeur créée lors de ces phases. D'autre part, la gestion d'actifs en qualité de propriétaire des centrales ainsi que l'exploitation-maintenance d'installations pour son compte propre ou pour le compte de tiers permettent d'assurer la qualité des installations industrielles et la pérennité de l'activité du Groupe à terme.

Depuis l'acquisition d'enXco aux États-Unis en 2002, le Groupe maîtrise chacun de ces rôles aux États-Unis, avec une compétence historique dans la gestion, l'exploitation et la maintenance de centrales éoliennes, activité qu'enXco exerce de longue date pour ses propres centrales et pour le compte de tiers. Le Groupe développe actuellement ses compétences d'exploitation-maintenance en

Europe également, en les déployant progressivement sur ses parcs éoliens. Il s'appuie notamment sur sa participation de 28 % dans la société allemande Reetec pour la maintenance lourde, et sur le nouveau centre de conduite des opérations et de stockage de Béziers.

## Développer les relais de croissance, en particulier dans les énergies réparties

Outre la filière éolienne terrestre et le solaire photovoltaïque, actuels axes de développement prioritaires du Groupe, le Groupe entend poursuivre le renforcement de sa position dans le secteur des énergies renouvelables réparties, c'est-à-dire le marché des particuliers et des professionnels, prioritairement dans le solaire photovoltaïque distribué. Cette activité est conduite par l'intermédiaire d'EDF Energies Nouvelles Reparties, société détenue à parité avec EDF et consolidée par intégration globale dans les comptes d'EDF Energies Nouvelles.

EDF Energies Nouvelles développe également son activité sur des filières qui devraient atteindre un stade de maturité à moyen terme, tout en faisant preuve d'une sélectivité forte :

- ▶ éolien offshore : impliqué dans un premier projet d'éoliennes offshore en Belgique, l'un des plus importants d'Europe, le Groupe envisage de développer davantage cette filière ;
- ▶ biomasse : le Groupe poursuit ses efforts en matière de biomasse, avec notamment une usine combinant cogénération et biomasse en Espagne ;
- ▶ biogaz (gaz de décharge) : Verdesis, filiale du Groupe, est présente dans la commercialisation, l'installation et la maintenance d'équipements de traitement de biogaz issu de centres d'enfouissement, de stations d'épuration ou de la méthanisation de déchets agricoles ;
- ▶ biocarburants : le Groupe détient depuis 2007 une participation de 25 % dans la société Alcogroup, un des leaders européens de la distribution d'éthanol, détenant également 51 % dans une usine de production de bioéthanol à Gand en Belgique ;
- ▶ énergies marines : le Groupe mène des études dans ce secteur, notamment en France. C'est dans ce cadre que s'inscrit l'accord de partenariat conclu en 2009 avec DCNS.

## Poursuivre le développement de l'activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés

Le Groupe conduit son activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés dans une perspective de couverture de la majeure partie de ses frais de développement et de structure. En outre, cette activité lui permet de procéder à une optimisation et à la respiration de son portefeuille. En effet, certains projets développés s'avèrent ne pas satisfaire les critères d'investissement du Groupe mais peuvent toutefois être attrayants pour d'autres investisseurs. Dans ces circonstances, le Groupe peut décider de mener à terme le développement de ces projets pour les céder en fin de développement ou à l'achèvement de la construction, avec pour objectif de générer ainsi des profits.

L'activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés est en particulier importante aux États-Unis, où certaines *utilities* ont pour politique d'être propriétaires de centrales et de ne pas être acheteurs

d'électricité produite par des tiers. Dès lors, un marché de niche du développement, de la vente et de la construction de centrales éoliennes s'est développé pour certains acteurs bénéficiant de portefeuilles de projets importants et de qualité dans le territoire couvert par ces *utilities*. Le Groupe a pénétré ce marché et en est maintenant l'un des acteurs majeurs ; il continuera de valoriser ainsi son portefeuille qu'il renouvelle systématiquement dans ces régions où l'alternative « propriétaire/investisseur/vendeur

d'électricité » est souvent inexistante. Le Groupe poursuivra également sa stratégie visant à assurer autant que possible, pour le compte des *utilities*, l'exploitation-maintenance des parcs ainsi cédés.

## 6.4 Présentation du marché et position concurrentielle

Le marché des énergies renouvelables bénéficie actuellement d'une triple dynamique à la fois en termes de besoins en énergie, de préservation de l'environnement et de création d'emploi. La pérennité des énergies renouvelables représente en effet une réponse durable aux besoins en énergie dans un contexte d'épuisement des énergies fossiles mais aussi de volonté pour certains pays d'assurer leur indépendance énergétique. Le déploiement des énergies renouvelables, en assurant l'énergie de demain tout en préservant la planète, répond également à la problématique majeure du réchauffement planétaire. Enfin, le besoin inéluctable des énergies renouvelables devrait représenter un moteur pour la création de nouvelles industries et ainsi créer de nombreux emplois verts à long terme.

A l'échelle internationale, le Protocole de Kyoto du 11 décembre 1997 fixe des dispositifs-cadre favorables au développement des énergies renouvelables. Ce protocole, ratifié par l'Union Européenne en 2002, a notamment inscrit la promotion de l'électricité à partir d'énergies renouvelables au premier rang de ses priorités (voir le paragraphe 6.7 du présent document de référence).

La directive 2001/77/CE relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables (dite directive « Énergies Renouvelables ») a par ailleurs fixé des objectifs spécifiques ambitieux à atteindre par les pays membres de l'Union Européenne en termes de part d'électricité consommée produite à partir de sources d'énergie renouvelable à l'horizon 2010. La directive « Énergies Renouvelables » fixe ainsi un objectif moyen de 21 % pour l'Union Européenne à cet horizon.



Le tableau ci-dessous présente les objectifs fixés par la directive « Énergies Renouvelables » en termes de part d'électricité consommée produite à partir de sources d'énergies renouvelables à l'horizon 2010 pour l'Europe des 27 ainsi que les niveaux atteints au 31 décembre 2008 :

Pays	Objectif 2010 assigné par la directive « Énergies Renouvelables » (en %)	Niveau réel au 31 décembre 2008 (en %)
Allemagne	12,5 %	14,5 %
Autriche	78,1 %	62,3 %
Belgique	6,0 %	4,7 %
Bulgarie	11,0 %	6,8 %
Chypre	6,0 %	0,1 %
Danemark	29,0 %	26,3 %
Espagne	29,4 %	20,2 %
Estonie	5,1 %	1,9 %
Finlande	31,5 %	29,4 %
France	21,0 %	15,7 %
Hongrie	3,6 %	5,3 %
Grèce	20,1 %	6,3 %
Italie	25,0 %	16,0 %
Irlande	13,2 %	11,6 %
Lettonie	49,3 %	45,7 %
Lituanie	7,0 %	4,6 %
Luxembourg	5,7 %	3,3 %
Malte	5,0 %	0,0 %
Pologne	7,5 %	4,1 %
Pays-Bas	9,0 %	7,8 %
Portugal	39,0 %	26,2 %
République Tchèque	8,0 %	5,1 %
Roumanie	33,0 %	28,1 %
Royaume-Uni	10,0 %	5,4 %
Slovaquie	31,0 %	15,5 %
Slovénie	33,6 %	27,6 %
Suède	60,0 %	53,9 %
<b>TOTAL UNION EUROPÉENNE (27 PAYS)</b>	<b>21 %</b>	<b>16,4 %</b>

Source : Baromètre européen 2009, 9<sup>e</sup> bilan - État des énergies renouvelables, EurObserv'ER.

La directive relative européenne 2009/28/CE du 23 avril 2009 à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables assure la continuité avec les objectifs ambitieux de la directive 2001/77/CE.

# 6

## Aperçu des activités

Présentation du marché et position concurrentielle

Elle fixe pour objectif que la part d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation finale d'énergie dans l'Union Européenne (27 pays) atteigne 20 % d'ici 2020. Pour cela, la directive fixe également des objectifs nationaux pour chaque État membre :

### Objectif pour la part d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation d'énergie finale brute en 2020

Allemagne	18 %
Autriche	34 %
Belgique	13 %
Bulgarie	16 %
Chypre	13 %
Danemark	30 %
Espagne	20 %
Estonie	25 %
Finlande	38 %
France	23 %
Grèce	18 %
Hongrie	13 %
Irlande	16 %
Italie	17 %
Lettonie	40 %
Lituanie	23 %
Luxembourg	11 %
Malte	10 %
Pays-Bas	14 %
Pologne	15 %
Portugal	31 %
République slovaque	14 %
République tchèque	13 %
Roumanie	24 %
Royaume-Uni	15 %
Slovénie	25 %
Suède	49 %

L'approche globale consiste à laisser les États membres libres de déterminer les moyens de réaliser leur objectif national. Cependant, chaque État membre devrait parvenir à une part minimum de 10 % d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans le secteur des transports en 2020.

En France, l'arrêté du 7 juillet 2006 a fixé des objectifs ambitieux en matière de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables pour 2010 et 2015. Le souci des pouvoirs publics d'encourager le développement des énergies renouvelables a encore été réaffirmé à l'occasion du Grenelle de l'Environnement en 2008. Le tableau ci-dessous présente les objectifs de la France pour 2010 et 2015 (en mégawatts) tels que fixés par l'arrêté de 2006.

Production d'électricité renouvelable	Objectif 2010 (MW)	Objectif 2015 (MW)
Biomasse	1 000	2 000
Biogaz	100	250
Déchets ménagers et assimilés	200	300
Éolien	13 500	17 000
Géothermie	90	200
Hydraulique	500	2 000
Solaire photovoltaïque	160	500

Source : Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie, novembre 2006.

Aux États-Unis, bien que n'ayant pas ratifié le Protocole de Kyoto, les autorités ont néanmoins mis en œuvre une politique de soutien aux énergies renouvelables. Au niveau fédéral, le point central du programme d'incitation à la production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables est un système de crédit d'impôt (*Production Tax Credit, Investment Tax Credit*). Ce système est complété au niveau des États par les *Renewable Portfolio Standards*, qui sont des normes fixant par État un objectif à atteindre en termes d'énergie consommée devant être produite à partir de sources d'énergie renouvelables. Plus d'une vingtaine d'États ont adopté des *Renewable Portfolio Standards*, qui fixent des objectifs d'énergie produite à partir de sources renouvelables, voire prévoient des sanctions en cas de non-respect de ces objectifs. La mise en place de la nouvelle administration américaine début 2009 a été marquée par l'annonce d'un soutien renforcé en faveur du développement des énergies renouvelables, manifesté notamment par le renouvellement de la *Production Tax Credit* jusqu'en 2012, la possibilité pour les développeurs de choisir entre la *Production Tax Credit* et l'*Investment Tax Credit* (ITC) et, pour les parcs dont la construction démarre avant fin 2010, d'opter pour un versement en numéraire du montant de l'ITC.

La prise de conscience des enjeux environnementaux a également encouragé la recherche afin de développer des techniques permettant l'utilisation optimale des énergies renouvelables. Il existe aujourd'hui diverses filières de production d'énergies renouvelables, en particulier les éoliennes, le solaire, l'hydraulique ou encore la biomasse. Les efforts de recherche-développement se poursuivent afin de perfectionner les technologies développées et notamment d'améliorer leur productivité et d'en réduire les coûts.

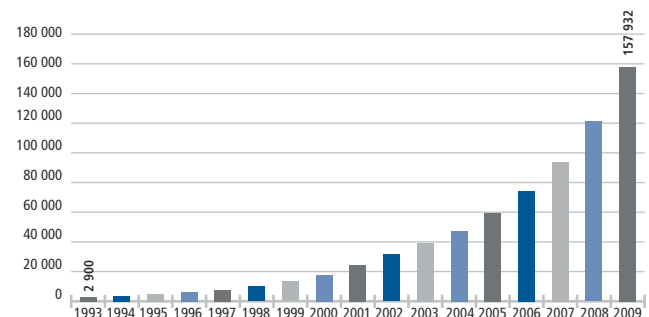
Dans ce contexte, le Groupe intervient dans les quatre principales filières de la production d'électricité verte : l'éolien, le solaire, l'hydraulique et la biomasse. Au cours des dernières années, sous l'impulsion des politiques nationales et internationales de soutien aux énergies renouvelables, ces filières, notamment les filières éolienne et solaire, ont connu un développement significatif. Alors qu'aux États-Unis le gouvernement a confirmé son intention de poursuivre sa politique de développement des énergies renouvelables (au travers notamment de l'extension de la *Production Tax Credit* jusqu'en 2012), l'Union Européenne, elle, a fixé des objectifs clairs dans les directives relatives à la promotion des énergies renouvelables qui, bien qu'indicatifs, engagent fortement les États membres.

## 6.4.1 L'ÉOLIEN : UN MARCHÉ PRÉSENTANT D'ATTRAYANTES PERSPECTIVES DE CROISSANCE

### L'éolien dans le monde

Depuis 1993, l'éolien a connu un développement exponentiel à travers le monde, passant de moins de 3 000 MW de puissance cumulée dans le monde à près de 160 000 MW en 2009.

Le graphique ci-dessous présente l'évolution de la capacité éolienne cumulée dans le monde depuis 1993 (en MW) :



Source : Systèmes Solaires, Baromètre éolien, février 2010, EurObserv'ER.

# 6

## Aperçu des activités

Présentation du marché et position concurrentielle

Cette progression a été particulièrement soutenue depuis 1997, avec l'adoption du Protocole de Kyoto et le renforcement des mesures de soutien à la production d'électricité à partir d'énergie éolienne

(notamment la directive européenne « Énergies Renouvelables » en Europe).

Le tableau ci-dessous présente l'évolution de la capacité éolienne cumulée et de la capacité éolienne installée annuellement dans le monde depuis 2002 :

Année	Capacité installée annuellement (en MW)	Évolution/ année précédente	Capacité cumulée (en MW)	Évolution/ année précédente
2002	n.a.	n.a.	31 412	n.a.
2003	7 951	n.a.	39 363	25,3 %
2004	8 153	2,5 %	47 516	20,7 %
2005	10 321	26,6 %	59 235	24,6 %
2006	15 155	46,8 %	74 390	25,6 %
2007	19 518	28,8 %	93 908	26,2 %
2008	27 095	38,8 %	121 003	28,8 %
2009	37 042	36,7 %	157 932	30,5 %

Source : Systèmes Solaires, Baromètres éoliens de février 2006, 2007, 2008, 2009 et 2010, EurObserv'ER.

Au cours de l'année 2009, une capacité supplémentaire de 37 042 MW a été installée contre 27 095 MW en 2008, soit une augmentation de 38,8 % ; la capacité éolienne mondiale s'établit désormais à 157 932 MW. Le marché chinois est devenu le premier

marché mondial de l'éolien (avec 13 000 MW installés en 2009) devant les États-Unis (avec 9 922 MW installés en 2009), qui demeure néanmoins le pays disposant de la plus grande capacité éolienne installée au monde avec 35 159 MW.

Le tableau ci-dessous présente l'évolution de la capacité éolienne installée cumulée dans le monde en 2008 et 2009, en distinguant les grandes zones géographiques :

Zones géographiques	Capacité cumulée fin 2008 (en MW)	Capacité cumulée fin 2009 (en MW)	Capacité installée en 2009 (en MW)	Augmentation 2008/2009 (en %)
Amérique du Nord	27 606	38 478	10 872	39,4 %
Europe	66 194	76 185	10 102	15,1 %
Asie	24 272	38 909	14 639	60,3 %
Autres régions du monde	2 931	4 360	1 429	48,8 %
<b>TOTAL DE LA CAPACITÉ CUMULÉE (EN MW)</b>	<b>121 003</b>	<b>157 932</b>	<b>37 042</b>	<b>30,5 %</b>

Source : Systèmes Solaires, Baromètre éolien de février 2010, EurObserv'ER.

En termes de capacité installée cumulée fin 2009, la Chine, les États-Unis, l'Espagne, l'Allemagne et l'Italie étaient les cinq principaux marchés de l'éolien, représentant près de 70 % de la capacité installée dans le monde. L'Union Européenne représentait 47,4 % de la puissance éolienne installée dans le monde.

### L'éolien en Europe

En 2009, la capacité éolienne cumulée installée dans l'Union Européenne a atteint 74 800 MW contre 65 172 MW à la fin 2008, soit une augmentation de plus de 14 %. 9 739 MW de capacité éolienne ont ainsi été installés au cours de l'année 2009 dans l'Union Européenne et 10 102 MW dans l'ensemble de l'Europe (Source : Systèmes Solaires, Baromètre éolien de février 2010, EurObserv'ER).

En 2009, les pays européens ayant connu l'installation de capacité éolienne la plus importante étaient respectivement l'Espagne (2 459 MW), l'Allemagne (1 917 MW), l'Italie (1 113 MW), la France (979 MW), le Portugal (673 MW) et le Royaume-Uni (645 MW). En capacité installée cumulée, deux pays disposent d'une capacité supérieure à 10 GW, l'Allemagne (25 777 MW) et l'Espagne (19 149 MW), et, outre ces derniers, huit pays disposent d'une capacité installée supérieure à 1 GW, l'Italie (4 850 MW), la France (4 521 MW), le Royaume-Uni (4 051 MW), le Danemark (3 481 MW), le Portugal (3 535 MW), les Pays-Bas (2 221 MW), la Suède (1 560 MW) et l'Irlande (1 260 MW).

## L'éolien en France

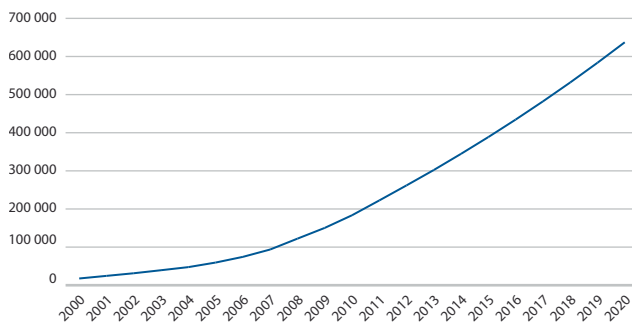
Avec une capacité cumulée totale installée de 4 521,0 MW fin 2009 contre 3 542,0 MW fin 2008, la France a connu une croissance de son parc de plus de 27,6 % par rapport à 2008 ; la croissance demeure donc très élevée, même si elle est moindre qu'en 2008 (38 %) (Source : *Systèmes Solaires, Baromètre éolien de février 2010, EurObserv'ER*).

La présence des quatre leaders mondiaux de la construction d'éoliennes (Vestas, Gamesa, Enercon et General Electric Wind) sur le marché national démontre que le marché de l'éolien en France est désormais considéré comme incontournable.

## Perspectives

Selon Emerging Energy Research (*Global Renewable Power Generation forecasts 2009-2010, Emerging Energy Research, juillet 2009*), la capacité éolienne totale installée cumulée dans le monde devrait atteindre plus de 640 000 MW en 2020, soit près du quadruple de la capacité actuelle. La capacité annuelle installée devrait atteindre près de 54 000 MW en 2020, soit près de 50 % de plus qu'en 2009. L'Amérique du Nord et l'Union Européenne devraient connaître une croissance significative, représentant près de la moitié de la capacité installée supplémentaire dans le monde entre 2009 et 2020. L'Asie devrait également connaître un développement très important, particulièrement en Chine et, dans une moindre mesure, en Inde.

Le graphique ci-dessous présente le développement de la capacité éolienne installée dans le monde (en MW) depuis 2000 et les prévisions de croissance pour 2009-2020 :



Source : Eurobserv'ER / Emerging Energy Research.

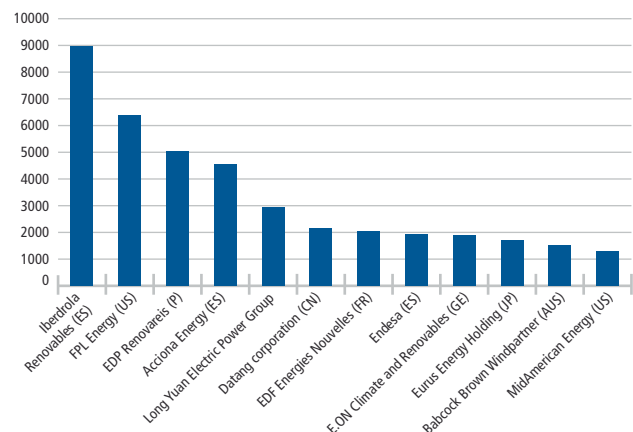
## Principaux acteurs et position concurrentielle

En 2008, le Groupe était le 7<sup>e</sup> acteur mondial du secteur de l'éolien en termes de capacité installée (Source : *World Market Update, BTM Consult ApS, mars 2009*). Ses principaux concurrents sont essentiellement les producteurs et/ou distributeurs historiques d'électricité, comme les Espagnols Iberdrola Renovables, Acciona et Endesa, le Portugais Energias de Portugal Renovaveis (EDP) ou l'Italien Enel, les grandes *utilities* américaines, telles que Florida Power & Light (FPL), ou des intervenants plus récents, tels que Babcock & Brown ou le Japonais Eurus.

La plupart de ces grands concurrents disposent d'une diversification géographique limitée comparée à EDF Energies Nouvelles et sont principalement présents sur leur marché domestique. A l'inverse,

EDF Energies Nouvelles est historiquement présent tant en Amérique du Nord qu'en Europe, où il est implanté dans dix pays. En outre, son marché historique, la France, ne représente qu'environ 13,9 % de sa capacité éolienne installée au 31 décembre 2009, contre environ 48,2 % pour le reste de l'Europe (Portugal, Grèce, Royaume-Uni, Italie, Allemagne, Belgique, Turquie) et 37,8 % pour l'Amérique du Nord (États-Unis, essentiellement, et Mexique).

Le graphique ci-dessous présente les principaux acteurs mondiaux en 2008 d'électricité à partir d'énergie éolienne en termes de capacité installée (en MW) (Source : *World Market Update 2008, BTM Consult ApS, mars 2009*) :



Dans les pays européens où il est présent, le Groupe figure souvent parmi les premiers acteurs de l'éolien. En France, le Groupe est un leader dans la production d'électricité à partir d'énergie éolienne. Au Portugal, au travers de sa filiale EDF EN Portugal, EDF Energies Nouvelles est le quatrième acteur éolien en termes de capacité installée (Source : *Étude Inegi-Parques Eólicos em Portugal, 2009*) tandis qu'en Grèce, le Groupe est le deuxième acteur éolien en termes de capacité installée (Source : *Hellenic Wind Energy Association*). Au Royaume-Uni, le Groupe dispose d'une capacité installée de 177,2 MW. En Italie fin décembre 2009, le Groupe disposait de six parcs éoliens d'une capacité cumulée de 291,4 MW. En Allemagne, le Groupe, présent à travers sa filiale enXco GmbH, n'a qu'une présence limitée sur ce marché éolien ancien et proche de la saturation.

Aux États-Unis, le Groupe, par le biais de sa filiale enXco, est aujourd'hui l'un des premiers acteurs américains dans le développement et la construction de parcs éoliens (Source : *American Wind Energy Association*). Le Groupe est également présent au Canada, où il développe des projets éoliens d'une capacité cumulée de 954 MW au Québec, ainsi qu'au Mexique, où il dispose d'un parc éolien de 67,5 MW.

De manière générale, la compétitivité des acteurs des marchés des énergies renouvelables se mesure à la performance des sites de production, la qualité des technologies utilisées, les prix pratiqués ainsi qu'à l'étendue et la qualité des services fournis (en ce compris la fourniture de prestations d'exploitation-maintenance).

La problématique d'approvisionnement des turbines affecte également la position concurrentielle des développeurs éoliens selon qu'ils ont ou non sécurisé des contrats d'approvisionnement avec les fournisseurs de turbines. Certains des concurrents du Groupe bénéficient d'une intégration en amont, disposant à la fois

d'une activité de Production d'électricité d'origine éolienne tout en étant également fabricants des éléments techniques des éoliennes, comme par exemple l'espagnol Gamesa, qui exploite des fermes éoliennes et fabrique des turbines. Le Groupe, lui, mène une politique dynamique de sécurisation de son approvisionnement en turbines. A ce titre, enXco, la filiale américaine du Groupe, a conclu des accords avec General Electric Wind, et REpower notamment lui

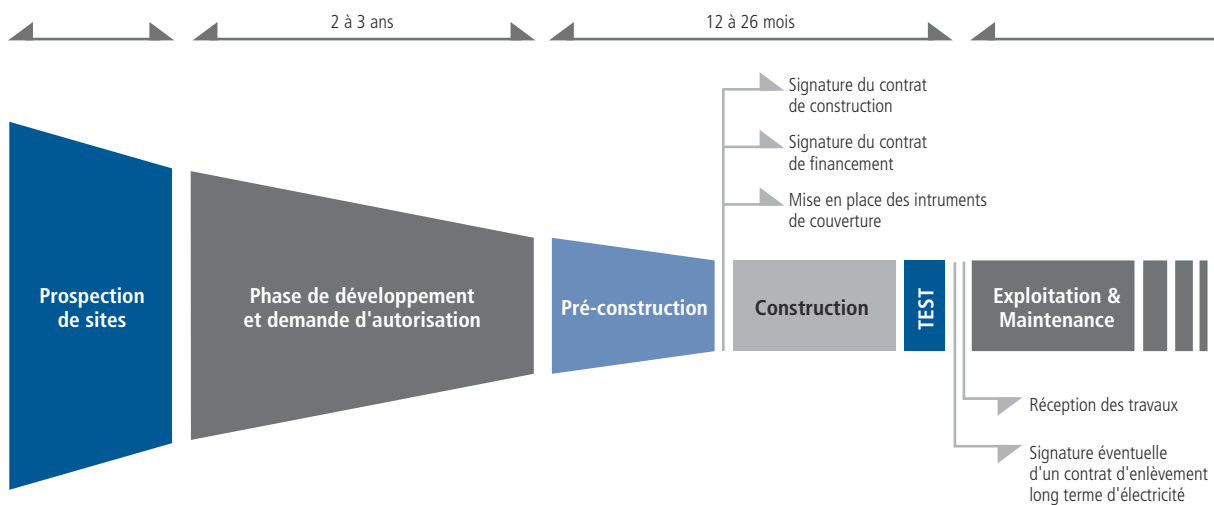
assurant l'intégralité de ses besoins prévisionnels en turbines aux États-Unis pour 2010 ainsi qu'une partie de 2011.

De même, EDF Energies Nouvelles a conclu des accords du même type pour l'Europe avec REpower, Enercon et Vestas destinés à couvrir l'intégralité de ses besoins en turbines pour 2010 ainsi que pour une partie de 2011 (voir le Chapitre 22 du présent document de référence).

## Économie d'un projet éolien

Les différentes étapes nécessaires pour mettre en exploitation une centrale éolienne s'écoulent sur plusieurs années (en moyenne 3 à 6 ans). On distingue trois étapes : (i) la prospection/développement, (ii) la construction, et (iii) l'exploitation-maintenance.

Le graphe ci-dessous présente le calendrier-type de réalisation d'un parc éolien :



### La prospection de sites et le développement du projet éolien

Le développement d'un projet éolien débute par la sécurisation du foncier ; le Groupe identifie un site d'implantation de parc éolien et conclut une promesse de bail afin de s'assurer de sa disponibilité. Ces promesses de bail sont généralement d'une durée de 3 à 5 ans (avec reconduction tacite par période d'un an) et sont dépourvues d'indemnité d'immobilisation.

Après s'être assuré la maîtrise du terrain par une promesse de bail, le Groupe lance sur le site une campagne de mesure de vent. A cet effet, un ou plusieurs mâts de mesure (d'une hauteur variant de 10 à 80 mètres) sont installés afin de recueillir pendant une période minimum de 12 mois toutes les informations nécessaires pour évaluer le niveau du vent. Cette phase est essentielle car elle permet d'apprécier la viabilité économique du projet.

En outre, il est également procédé à une étude des contraintes actuelles ou potentielles sur le site envisagé ; cette étude porte notamment sur les contraintes topographiques, les servitudes diverses (notamment les servitudes de passage), les contraintes de raccordement au réseau électrique local, et les contraintes environnementales diverses tenant à la faune et à la flore, à la proximité d'habitations, de monuments historiques ou encore de sites sensibles ou protégés et résultant de dispositions légales et réglementaires locales. Ces diverses contraintes limitent le nombre de sites disponibles pour l'implantation de parcs éoliens, particulièrement dans les régions où la densité de population est

importante ; à l'inverse, les contraintes sont moindres dans les espaces faiblement peuplés, tels que certaines régions des États-Unis et du Canada.

Parallèlement à ces études techniques, des réunions publiques sont régulièrement organisées afin d'informer les riverains concernés et de favoriser l'acceptation du projet, conformément aux formalités exigées par les autorités locales. Ainsi, chaque projet éolien fait l'objet de réflexions et de larges concertations lors de la phase de développement concernant son impact sur l'environnement et en particulier sur le paysage et la faune (voir le paragraphe 6.8 du présent document de référence). Il est également procédé à l'ensemble des démarches liées à l'obtention des autorisations d'exploitation et des permis de construire nécessaires à la réalisation du projet ; cette procédure d'obtention des différentes autorisations dure généralement de 6 à 18 mois.

Par ailleurs, les projets nécessitent la livraison de divers éléments techniques, notamment de turbines. Le choix entre les différents modèles et fabricants de turbines (parmi lesquels General Electric, Vestas, REpower, Enercon ou encore Nordex) s'opère en fonction des conditions de vent du site d'implantation (pour les sites moyennement à bien ventés, sont surtout utilisées des turbines dont la puissance est importante par rapport au diamètre du rotor), de la performance économique des turbines proposées (mesurée en euros ou dollars par mégawatt-heure) mais aussi et surtout en fonction de la disponibilité des turbines. Dans le contexte de croissance du marché de l'éolien et donc de l'accroissement de la demande des développeurs, tout développeur qui a su sécuriser



des contrats d'approvisionnement de turbines bénéficie en effet d'un avantage concurrentiel important pour la construction de projets éoliens. Le Groupe y porte donc une grande attention (voir le Chapitre 22 du présent document de référence).

Enfin, il convient de s'assurer du financement de la construction de la centrale. Ce financement est généralement réalisé sous la forme d'un financement de projet (sans recours ou à recours limité) ; il fait l'objet de négociations avec les établissements bancaires prêteurs sur la proportion de fonds propres apportée à la structure et les conditions détaillées de la dette contractée (durée, taux et garanties notamment), et de différents audits par des prestataires extérieurs afin de répondre aux exigences des banques prêteuses. Aux États-Unis, dans le cadre du système particulier des Production Tax Credit fédérales, le Groupe et ses filiales américaines s'associent à des investisseurs afin de valoriser les crédits d'impôts.

Le Groupe estime que, même si les conditions financières se sont améliorées au cours de l'année 2009 sans toutefois revenir aux conditions antérieures à la crise financière, l'allongement des délais dans la finalisation des dossiers de financement de ses projets constaté en 2008 s'est accentué en 2009. A la date du présent document de référence, le Groupe ne perçoit pas non plus de signes tangibles de réduction des délais nécessaires pour mettre en place des financements de projet.

Au 31 décembre 2009, le Groupe dispose de 13 860 MW en développement (hors mises en construction), dont 1 002 MW autorisés, 5 782 MW en développement avancé et 7 076 MW en développement préliminaire. Plus de la moitié de ce portefeuille de projets en développement est située aux États-Unis.

### La construction

Après avoir développé le projet éolien et obtenu son financement, le projet entre dans une phase de construction, d'une durée d'environ 1 à 2 ans. Cette phase débute avec l'autorisation du Comité d'investissement du Groupe et, le cas échéant, du Conseil d'administration ainsi qu'avec la signature de la commande de turbines et l'exercice de la promesse de bail consentie au cours de la phase d'origination/développement. La phase de construction comprend des travaux d'ingénierie et de maîtrise d'œuvre, des travaux de terrassement et génie civil (notamment terrassement du terrain, installation des fixations du mât et réalisation des chemins d'accès), des travaux d'électricité (pose des câbles et des dispositifs de raccordement au réseau) et enfin des travaux d'installation des éléments techniques de l'éolienne (mâts, turbines, pales). La sélection des partenaires utilisés pour ces travaux s'opère sur

la base de leur disponibilité, de la performance de leurs équipes et des paramètres financiers de leur offre.

Cette phase de construction s'achève par la réalisation de tests (durée, disponibilité, montée en puissance) au cours de plusieurs mois afin de vérifier le bon fonctionnement de la centrale avant mise en exploitation.

Au 31 décembre 2009, le Groupe dispose d'un portefeuille de projets éoliens en construction de 713,4 MW.

### L'exploitation-maintenance

A l'issue des travaux, la centrale est mise en exploitation. Selon les sites et les projets développés par le Groupe, les centrales ainsi construites sont livrées soit à EDF Energies Nouvelles en vue d'une exploitation pour son propre compte, soit à des tiers au profit desquels le Groupe a développé et construit le site dans le cadre de contrats « clés en main » (activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés).

Dans le premier cas, le Groupe demeure propriétaire du site et en assure lui-même l'exploitation-maintenance ou fait appel à des sous-traitants qui exploitent le site pour son compte et sous sa supervision, ces sous-traitants étant le plus souvent les fabricants de turbines eux-mêmes. L'électricité produite par la centrale est ensuite vendue par le Groupe, la plupart du temps aux producteurs et/ou distributeurs historiques (comme EDF en France ou les grandes *utilities* aux États-Unis) qui ont une obligation d'achat soit légale, soit contractuelle, dans le cadre de contrats d'achat d'une durée moyenne de 15 à 20 ans. C'est la structure généralement retenue par le Groupe en Europe. Dans le deuxième cas, EDF Energies Nouvelles livre le site clé en main à un tiers propriétaire du site (voir le paragraphe 6.5.10 du présent document de référence) mais peut être amené à exploiter le site pour le compte de ce dernier. Ces contrats d'exploitation-maintenance sont d'une durée moyenne de 3 ans. Aux États-Unis, la filiale d'EDF Energies Nouvelles, enXco, est particulièrement présente dans l'exploitation de sites pour le compte de tiers.

Aux États-Unis, la mise en service et l'exploitation de parcs éoliens sont historiquement soumises à la contrainte particulière des *Production Tax Credit* qui oblige à finaliser la construction et la mise en service des parcs éoliens avant l'expiration du régime de *Production Tax Credit* en cours (voir le paragraphe 6.5.1.2 (a) du présent document de référence) ; le renouvellement de la *Production Tax Credit* en 2009 jusqu'en 2012 a ainsi donné une plus grande flexibilité au Groupe.

## 6.4.2 LE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE : UNE CROISSANCE ACCÉLÉRÉE

### Le solaire photovoltaïque dans le monde

La filière photovoltaïque est actuellement un marché en très forte croissance. Depuis 1994, la capacité mondiale installée est passée

de 502 MWc à une capacité mondiale estimée à plus de 14 700 MWc fin 2008 (Source : *European Photovoltaic Industry Association (EPIA)*).

Le tableau ci-dessous présente la répartition des capacités mondiales pour les principaux marchés mondiaux à fin 2008 :

Pays	Capacité installée en 2008 (en MWc)	Capacité cumulée au 31 décembre 2008 (en MWc)	Progression de la capacité installée entre 2007 et 2008 (%)
Allemagne	1 500	5 308	+ 39,4 %
Espagne	2 511	3 223	+ 352,7 %
Japon	230	2 149	+ 12,0 %
États-Unis	342	1 173	+ 41,2 %
Corée du Sud	274	352	+ 351,3 %
Italie	258	350	+ 280,4 %
Reste du monde	718	2 527	+ 39,7 %
<b>TOTAL</b>	<b>5 559</b>	<b>14 730</b>	<b>+ 60,6 %</b>

Source : EPIA.

La puissance photovoltaïque installée dans le monde a pris son envol à la fin des années 1990 et cette accélération de la croissance se poursuit actuellement. En 2008, la capacité mondiale cumulée était de 14 730 MWc, soit une progression de 60,6 % (Source : EPIA). En 2008, les plus grands producteurs mondiaux d'énergie solaire étaient l'Allemagne, l'Espagne, les États-Unis, le Japon, l'Italie et la Corée du Sud, représentant à eux six plus de 82,8 % des capacités de production mondiale d'électricité issue de l'énergie solaire.

Troisième acteur mondial de l'énergie solaire en 2008, les États-Unis connaissent un marché du solaire photovoltaïque en pleine croissance. En 2008, la capacité supplémentaire installée est de 342 MWc, ce qui porte à 1 173 MWc la capacité totale installée fin 2008 (Source : EPIA).

Les États-Unis pratiquent depuis plusieurs années une politique de soutien actif aux énergies renouvelables (dont l'énergie solaire), par le biais notamment de mesures fiscales incitatives comme l'*Investment Tax Credit*, système de crédits d'impôts liés aux investissements dans l'énergie solaire. Ce système a été étendu jusqu'en 2016 par l'*Energy Improvement and Extension Act* de 2008.

## Le solaire photovoltaïque en Europe

Le marché du solaire photovoltaïque en Europe connaît une très forte croissance depuis une dizaine d'années, passant d'une puissance de 90 MWc installés en 1998 à une puissance estimée d'environ 9 000 MWc installés en 2008. Le taux de croissance annuel moyen des capacités est très soutenu. La filière photovoltaïque bénéficie notamment de l'impulsion donnée par les ambitions européennes affirmées par la directive « Énergies Renouvelables » de 2001.

En 2008, 4 503 MWc ont été installés en Europe. Le marché européen a confirmé son dynamisme et établi un nouveau record du nombre d'installations photovoltaïques ; il a ainsi représenté plus de 80 % du marché du photovoltaïque en 2008.

Bien que l'Allemagne reste à ce jour le premier marché mondial et contribue fortement au développement du solaire photovoltaïque, la montée en puissance de nouveaux marchés tels que l'Espagne et l'Italie se confirme. En 2008, l'Espagne est devenue le marché le plus

actif au niveau mondial avec une capacité installée supplémentaire de 2 511 MWc, et ainsi représenté 45 % du marché mondial du photovoltaïque et 56 % du marché de l'Union Européenne. L'Italie, elle, a installé plus de 250 MWc en 2008, portant sa capacité totale installée à 350 MWc.

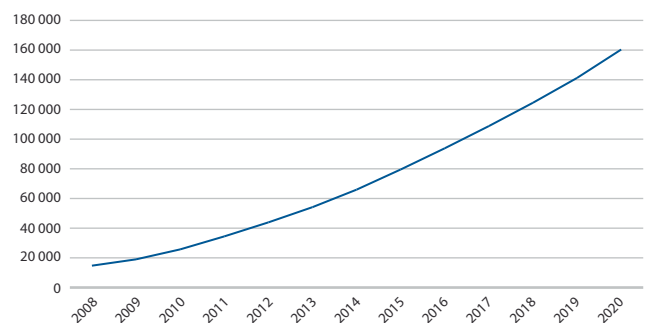
En 2008, quatre autres pays européens ont connu une croissance importante de leur capacité installée : la République tchèque (+ 51 MWc), la Belgique (+ 48 MWc), la France (+ 46 MWc) et la Grèce (+ 11 MWc).

Ce fort développement des projets photovoltaïques a conduit certains États membres à réduire les tarifs d'achat garantis de l'électricité d'origine solaire photovoltaïque (en Allemagne et en Espagne par exemple), voire à en limiter un essor désordonné (limitation à un maximum de 500 MWc autorisés annuellement en 2009 et 2010 en Espagne).

En Europe, le Groupe est présent dans le solaire photovoltaïque en France, Italie, Grèce et Espagne ; une description de chacun de ces marchés figure au paragraphe 6.5 du présent document.

## Perspectives

Le graphique ci-dessous présente les prévisions de croissance de la capacité solaire photovoltaïque mondiale cumulée (en MWc) à l'horizon 2020 :



Source : Emerging Energy Research/EPIA.



Selon Emerging Energy Research, la croissance rapide observée au cours des dernières années devrait se poursuivre, la capacité solaire photovoltaïque totale installée annuellement dans le monde pouvant atteindre plus de 20 000 MWc à l'horizon 2020 et ainsi porter la capacité mondiale installée à plus de 160 000 MWc à horizon 2020. La croissance devrait être particulièrement significative dans l'Union Européenne, en Amérique du Nord et en Chine. La part de marché de l'Union Européenne atteindrait 65 % en 2020.

### Principaux acteurs et position concurrentielle dans la filière solaire photovoltaïque

Parmi les grands acteurs des énergies renouvelables, le Groupe estime être l'un de ceux ayant les ambitions les plus fortes dans le développement de la filière photovoltaïque, avec un objectif d'au moins 500 MWc détenus en propre fin 2012 (voir Chapitre 12 du présent document de référence). Au 31 décembre 2009, le Groupe dispose ainsi d'un portefeuille de projets de 2 910 MWc dans le solaire photovoltaïque, dont 138,8 MWc en cours de construction.

En Europe, le Groupe compte parmi ses principaux concurrents des développeurs de projets photovoltaïques (essentiellement allemands), des développeurs éoliens ayant fait le choix de se tourner vers le solaire photovoltaïque et des producteurs et/ou distributeurs historiques d'électricité, comme l'Italien Enel ou l'Espagnol Acciona. Par ailleurs, le Groupe compte également parmi ses concurrents des acteurs locaux, tels que Poweo, Séchilienne-Sidec et Solaire Direct, partenaire de la Caisse des Dépôts et Consignations, en France ou PPC Renewables en Grèce, filiale de l'électricien national PPC (Public Power Corporation).

En Amérique du Nord, les principaux concurrents du Groupe sont les Américains SunEdison, SunPower et MMA Renewable Ventures ainsi que le Canadien Optisolar.

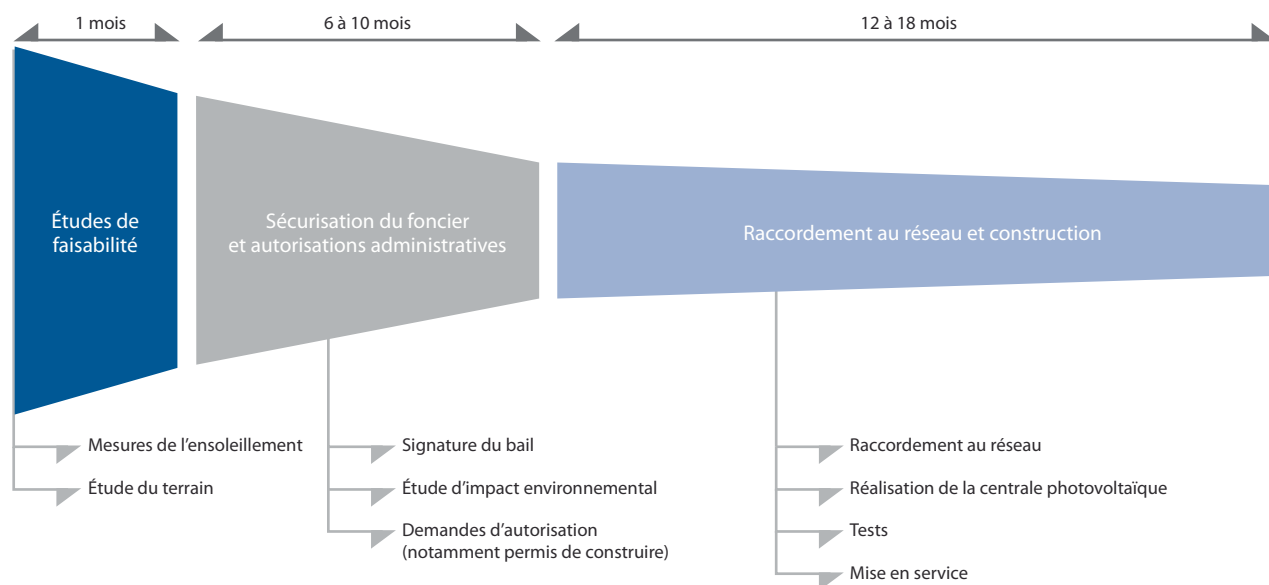
L'entrée d'acteurs historiques de l'électricité et d'investisseurs financiers dans la filière solaire photovoltaïque s'explique notamment par les perspectives de croissance attrayantes et le soutien politique actif dont bénéficie cette filière.

### Économie d'un projet solaire photovoltaïque

#### Les centrales photovoltaïques au sol

Les différentes étapes nécessaires pour mettre en exploitation une centrale photovoltaïque au sol se déroulent sur plusieurs mois (en moyenne 18 à 24 mois), contre en moyenne 3 à 6 ans pour une centrale éolienne. On distingue trois étapes : (i) les études de faisabilité, (ii) la sécurisation du foncier et l'obtention des autorisations administratives et (iii) le raccordement au réseau et la construction.

Le graphe ci-dessous présente le calendrier-type de réalisation d'une centrale photovoltaïque au sol :



### **Les études de faisabilité**

Pour l'implantation d'une centrale photovoltaïque, il est d'abord procédé à des études de faisabilité et d'ensoleillement qui se déroulent sur un mois en moyenne afin d'évaluer les contraintes actuelles et potentielles du site envisagé, notamment les servitudes diverses affectant le terrain visé, les contraintes de raccordement au réseau local, et les contraintes environnementales diverses, en particulier celles relatives à la faune et la flore.

L'ensoleillement annuel moyen du site envisagé est le critère de sélection le plus important car il conditionnera le productible de la centrale photovoltaïque envisagée. En effet, le chiffre d'affaires annuel par MWh d'une installation peut varier sensiblement en fonction de l'ensoleillement dans les zones géographiques où le Groupe est implanté.

Les équipes de développeurs du Groupe privilégient le choix d'un terrain plat, à faible valeur agricole (de préférence une friche ou un ancien site industriel désaffecté), d'une surface minimale de huit à dix hectares et aussi proche que possible d'un poste de raccordement au réseau public. Le Groupe veille en particulier à limiter l'occupation de surfaces agricoles utiles et l'impact visuel sur le paysage (voir le paragraphe 6.8 du présent document de référence).

Par ailleurs, bien qu'une enquête publique ne soit pas toujours formellement requise par les autorités locales, le Groupe organise, de sa propre initiative, des réunions publiques afin d'informer les riverains et les élus locaux concernés et de favoriser ainsi l'acceptation du projet de centrale solaire.

Outre ces critères physiques, l'existence ou non d'un tarif d'achat de l'électricité favorable fixé par les pouvoirs publics joue également un rôle déterminant dans le choix du lieu d'implantation de la centrale (voir le paragraphe 6.7 du présent document de référence).

### **La sécurisation du foncier et l'obtention des autorisations et du permis de construire**

Le développement d'une centrale photovoltaïque débute par la sécurisation du foncier ; après avoir identifié un site d'implantation de centrale photovoltaïque, le Groupe conclut une promesse de bail afin de s'assurer de sa disponibilité. Ces promesses de bail sont généralement d'une durée de 3 ans (renouvelables pour une durée de 2 ans) et dépourvues d'indemnité d'immobilisation.

Après avoir sécurisé le foncier, le Groupe procède aux démarches nécessaires afin d'obtenir les diverses autorisations (certificat d'obligation d'achat, autorisation d'exploitation, etc.) et le permis de construire nécessaires à la réalisation de la centrale. Cette phase dure en moyenne entre 6 et 10 mois. A cet effet, un dossier comportant notamment les plans techniques de la centrale photovoltaïque envisagée et l'étude d'impact environnemental est remis aux autorités locales compétentes pour examen.

### **Le raccordement au réseau public et la construction**

Parallèlement à ces démarches administratives, le Groupe demande des devis de raccordement aux réseaux de distribution ou de transport d'électricité locaux (comme EDF ou RTE en France ou les grandes *utilities* aux États-Unis) et étudie les propositions techniques et financières. Le Groupe conclut ensuite avec le distributeur ou transporteur d'électricité une convention de raccordement et d'exploitation qui matérialisera les modalités de raccordement de la future centrale photovoltaïque au réseau.

Le projet de centrale photovoltaïque entre alors dans une phase de construction, d'une durée d'environ 3 à 6 mois généralement,

sous réserve des délais de raccordement au réseau qui peuvent être plus ou moins longs selon les zones géographiques concernées. Cette phase débute avec l'autorisation du Comité d'investissement du Groupe et du Conseil d'administration et l'exercice de la promesse de bail consentie au cours de la période d'origination/développement.

Il convient parallèlement d'assurer le financement de la construction de la centrale. Ce financement est généralement réalisé sous la forme d'un financement de projet (sans recours ou à recours limité), il fait l'objet de négociations avec les établissements bancaires prêteurs sur la proportion de fonds propres apportée à la structure et les conditions détaillées de la dette contractée (voir le paragraphe 4.4.3 du présent document de référence). Compte tenu de la taille limitée de chaque projet, il convient généralement de constituer un portefeuille de plusieurs projets afin de pouvoir mettre en place le financement correspondant. Dans ce cadre le Groupe a conclu un protocole d'accord avec la Banque européenne d'investissement (BEI) pour le financement d'un portefeuille de projets solaires en France et en Italie portant sur 1,2 milliard d'euros (voir le paragraphe 6.5.2.1 (c) du présent document de référence).

Outre les coûts de développement proprement dits, le coût d'investissement d'un projet photovoltaïque inclut diverses composantes. Il s'agit essentiellement du prix du panneau photovoltaïque proprement dit et du *balance of system*, qui comprend la livraison des divers composants techniques, tels que les structures de support des panneaux, les câbles électriques, des dispositifs d'électronique de puissance (les onduleurs) permettant de délivrer des courants alternatifs à partir d'une source d'énergie électrique continue, le poste de livraison électrique et la totalité des frais d'installation.

La sélection des fournisseurs du Groupe s'opère sur la base de la qualité de leurs produits, du délai de livraison et des paramètres financiers de leur offre. Dans certains cas, le Groupe noue des partenariats privilégiés avec certains fournisseurs, tels que ceux conclus avec certains producteurs de panneaux photovoltaïques (voir le Chapitre 22 du présent document de référence) et celui conclu avec le producteur allemand d'onduleurs SMA Technologie AG, l'un des plus grands acteurs de ce marché.

Cette phase de construction s'achève par la réalisation de tests de performance au cours de quelques semaines afin d'éprouver le bon fonctionnement de la centrale avant sa mise en service.

Une fois mise en service, le Groupe en assure généralement l'exploitation-maintenance. Il doit alors assurer notamment le suivi des performances des panneaux et la maintenance préventive et corrective. L'ensemble des coûts d'exploitation de la centrale intègre, outre les coûts d'exploitation-maintenance, les coûts liés notamment aux loyers de terrains, frais d'assurances et taxes diverses.

### **Les centrales photovoltaïques sur grandes toitures**

Les principales étapes de la réalisation d'une centrale photovoltaïque en toiture sont similaires à celles d'une centrale photovoltaïque au sol ; elles s'étalent en moyenne sur une durée de 12 à 18 mois.

Le Groupe procède d'abord à la recherche d'un emplacement adéquat, tenant compte notamment de l'orientation au sud, de l'angle d'inclinaison du toit, de l'ombrage possible qui pourrait occulter la course du soleil et de la solidité du bâti. Les équipes de développeurs du Groupe privilégient le choix de toits offrant une surface utile importante (à l'exemple de toits d'usines ou de supermarchés).

Après avoir identifié la toiture sur laquelle sera installée la future centrale photovoltaïque, le Groupe conclut un contrat de bail d'une durée moyenne de 20 ans avec le propriétaire de la toiture.

Il est ensuite procédé aux démarches nécessaires afin d'obtenir les diverses autorisations dont notamment, une déclaration de travaux aux autorités locales compétentes pour les bâtiments existants (ou le cas échéant, un permis de construire pour les bâtiments neufs), une demande de certificat ouvrant droit à l'obligation d'achat, une déclaration d'exploiter et une demande de raccordement au réseau de distribution d'électricité.

Après obtention des autorisations requises, il est procédé à l'installation des panneaux photovoltaïques ; ils peuvent être intégrés à une façade, surimposés à une construction existante par fixation sur une toiture inclinée ou posés sur des châssis sur une toiture-terrasse, ou encore être utilisés comme matériaux de construction de la toiture proprement dite.

Une fois la déclaration de conformité de l'installation photovoltaïque obtenue, le Groupe conclut un contrat de raccordement au réseau de distribution d'électricité. Ce contrat de raccordement matérialise l'adaptation technique de l'installation photovoltaïque au réseau, selon les normes de qualité, de sécurité et de fiabilité en vigueur.

Les travaux d'installation de la centrale comprennent successivement (i) les travaux de couverture et d'étanchéité de la toiture, qui se déroulent en moyenne sur 2 à 4 mois pour les grandes toitures (surface de plus de 3 000 m<sup>2</sup>), (ii) le raccordement électrique des panneaux entre eux et la connexion des panneaux aux onduleurs et (iii) le raccordement de la centrale électrique au réseau de distribution qui peut durer jusqu'à 6 mois, selon le réseau choisi.

Au 31 décembre 2009, le Groupe dispose d'un portefeuille de projets de centrales photovoltaïques en développement de 2 910 MWc, dont 139 MWc en cours de construction, 174 MWc autorisés et 2 597 MWc en développement.

### 6.4.3 L'HYDRAULIQUE : UNE TECHNOLOGIE MATURE PRÉSENTANT ENCORE DES OPPORTUNITÉS

L'hydraulique est historiquement et encore la première source renouvelable d'électricité par sa production de près de 3 247,3 TWh en 2008 (Source : 11<sup>e</sup> inventaire, *La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde, 2009, EurObserv'ER*). L'énergie hydraulique recouvre des gammes de puissances variées, de la petite hydraulique, c'est-à-dire d'une puissance inférieure à 10 MW, à la grande hydraulique qui peut atteindre plusieurs gigawatts.

Contrairement à d'autres filières, l'hydraulique est particulièrement dépendante de la géographie des pays. Ainsi, en Europe, plus de 80 % du parc est installé dans les pays propices à cette filière que sont l'Italie, la France, l'Espagne, l'Allemagne et la Suède.

Malgré son potentiel, la croissance de la filière hydroélectrique est la plus faible de toutes les filières de production d'électricité

à partir d'énergies renouvelables. D'une part, la filière de la grande hydraulique approche le maximum de son potentiel dans les pays industrialisés. D'autre part, au cours des dernières années, le chiffre de la puissance du parc de petite hydraulique installé a très peu évolué car les nouveaux projets se heurtent fréquemment à des parcours administratifs complexes et des barrières réglementaires. Néanmoins, il existe un fort potentiel de réhabilitation, d'augmentation de puissance et des rendements, car plus des deux tiers des installations actuelles ont plus de 40 ans d'ancienneté. L'avenir et le potentiel de la filière en Europe dépendront plus particulièrement d'une volonté politique forte de lever les barrières administratives et de créer un environnement réglementaire propice.

Le tableau ci-dessous présente le volume d'électricité produite à partir d'énergie hydraulique en 2008 dans les pays disposant des capacités les plus importantes :

Pays	Production 2008 (TWh)	Part de la production mondiale
Chine	582,3	17,9 %
Canada	372,5	11,5 %
Brésil	365,4	11,3 %
États-Unis	277,2	8,5 %
Russie	182,7	5,6 %
Norvège	140,5	4,3 %
Inde	113,1	3,5 %
Venezuela	86,7	2,7 %
Japon	81,4	2,5 %
Suède	69,9	2,2 %
Reste du monde	975,6	30,0 %
<b>MONDE</b>	<b>3 247,3</b>	<b>100,0 %</b>

Source : 11<sup>e</sup> inventaire, *La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde, 2009, EurObserv'ER*.

Le Groupe intervient dans la filière de la petite hydraulique en France ainsi que dans la grande hydraulique en Bulgarie (voir le paragraphe 6.5.3 du présent document de référence). Cette filière, qui connaît un développement mesuré en France n'a pas, selon le

Groupe, vocation à évoluer de manière significative. En Bulgarie, le marché est en cours de maturation et son développement dépendra plus particulièrement de la stabilisation de son environnement réglementaire.

#### 6.4.4 LA BIOMASSE : UNE FILIÈRE EN COURS DE DÉVELOPPEMENT

La biomasse permet de produire de l'électricité à partir de végétaux d'origine agricole ou forestière (en sus de la valorisation possible sous forme thermique, c'est-à-dire de chaleur et de carburants). Les ressources en biomasse sont diverses et incluent le bois, les sous-produits de l'industrie agricole (tels que le marc de raisin, les résidus d'olives ou la bagasse – résidu de canne à sucre –), les produits issus de l'agriculture traditionnelle (tels que les résidus de tomates) ou encore les déchets organiques (tels que les déchets ménagers ou les déchets provenant de l'agriculture). L'atout important du développement de la filière biomasse est le caractère renouvelable des matières végétales, sans risque de pénurie à plus ou moins long terme. L'implantation d'une usine biomasse est décidée en prenant notamment en compte les possibilités d'approvisionnement en matière première, notamment leur proximité, leur coût et leur qualité.

La technique plus particulière de la combustion de la biomasse est une technique de production d'électricité qui permet un rendement optimal lorsqu'elle s'effectue sous forme de cogénération (c'est-à-dire la production simultanée de chaleur et d'électricité). Parallèlement à la technique de combustion de la biomasse, la technique de gazéification de la biomasse est également utilisée. La gazéification consiste à décomposer thermiquement en présence

d'un gaz réactif (tel que l'air par exemple) des matériaux solides afin d'obtenir des produits gazeux. Celle-ci a un champ d'application très vaste et présente un intérêt particulier pour la valorisation d'énergie dans la mesure où elle permet de s'affranchir de certaines contraintes liées aux combustibles solides et d'atteindre des rendements plus élevés, en particulier pour des installations de petite puissance. Des techniques plus performantes de gazéification sont au stade des premiers essais, des installations de gazéification de petite taille (quelques mégawatts) étant en cours de démonstration.

En 2008, en Europe la production d'énergie primaire à partir de biomasse solide (bois, déchets de bois et autres matières végétales et animales solides) a atteint 68,7 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep), soit 1,5 Mtep de plus qu'en 2007 ; l'augmentation a été deux fois plus importante qu'entre 2006 et 2007 (+ 0,7 Mtep) période marquée par des conditions climatiques exceptionnelles (Source : *Baromètre biomasse solide, Systèmes solaires, décembre 2009, EurObserv'ER*).

En 2010, la consommation de biomasse solide en Europe devrait dépasser les 75 Mtep (dont 1,6 Mtep d'importation nettes hors Union Européenne (Source : *Baromètre biomasse solide, Systèmes solaires, décembre 2009, EurObserv'ER*))

Le tableau ci-dessous présente les principaux pays européens producteurs d'électricité à partir de biomasse en 2007 et 2008 (en TWh) :

Pays	Production 2007 (TWh)	Production 2008 (TWh)
Allemagne	9 759	10 311
France <sup>(1)</sup>	8 545	8 959
Suède	8 441	8 303
Finlande	7 238	7 146
Pologne	4 709	4 739
Espagne	4 232	4 339
Autriche	3 743	3 934
Roumanie	3 304	3 400
Portugal	2 808	2 785
République tchèque	1 948	1 961
Italie	1 707	1 911
Lettonie	1 532	1 468
Danemark	1 464	1 389
Hongrie	1 146	1 194
<b>TOTAL UNION EUROPÉENNE</b>	<b>67 188</b>	<b>68 709</b>

(1) Incluant les départements d'outre-mer.

Source : *Baromètre de la biomasse solide, Systèmes solaires, décembre 2009, EurObserv'ER*.

Le Groupe intervient dans la filière biomasse en Espagne où il dispose d'une usine de 26 MW (utilisation de résidus d'olives) (voir le paragraphe 6.5.4 du présent document de référence).

## 6.4.5 PRODUCTION THERMIQUE ET COGÉNÉRATION À PARTIR D'ÉNERGIES FOSSILES

La cogénération recouvre un ensemble de techniques de production délivrant de façon simultanée de l'énergie thermique et de l'énergie mécanique, cette dernière étant le plus souvent utilisée pour produire de l'électricité par couplage à un alternateur. La taille de ces systèmes est variable, de quelques dizaines de kilowatts à plusieurs centaines de mégawatts de puissance.

En France, en 2007, la capacité installée cumulée des installations de cogénération n'a pas évolué sensiblement depuis 2005 et atteignait 5 000 MW (Source : Sénat-Rapport d'information « Approvisionnement électrique : l'Europe sous tension ») ;

la reprise de la croissance de la filière de la cogénération dépendra de la levée de plusieurs freins à la fois réglementaires, contractuels et tarifaires. Dans le domaine de la cogénération, un nombre important d'acteurs interviennent sur le marché, notamment Elyo et Dalkia.

La cogénération est une activité historique du Groupe menée exclusivement en France et développée avant même l'entrée d'EDF au capital. La capacité installée du Groupe de production thermique et de cogénération atteignait 57,1 MW au 31 décembre 2009 (voir le paragraphe 6.5.5 du présent document de référence).

## 6.4.6 ÉNERGIES RENOUVELABLES RÉPARTIES

Le marché des énergies renouvelables réparties allie énergies renouvelables et maîtrise de l'énergie dans les bâtiments. Cette activité est en très forte progression du fait de l'augmentation du coût des énergies fossiles nécessaires pour chauffer l'eau et les bâtiments, des incitations des autorités publiques afin de favoriser la maîtrise de la consommation énergétique, et du développement de technologies plus performantes.

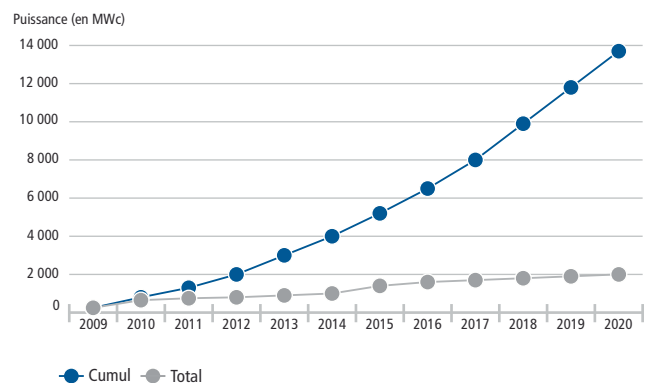
Les technologies considérées dans ce cadre sont les suivantes :

- ▶ le solaire photovoltaïque distribué : les panneaux solaires photovoltaïques situés sur le toit du bâtiment ou en façade produisent de l'électricité vendue au réseau électrique ;
- ▶ les pompes à chaleur : ce sont des systèmes thermodynamiques qui « pompent » les calories gratuites du milieu ambiant (air, eau ou sol) pour les restituer dans le bâtiment afin d'y assurer le chauffage ou la production d'eau chaude sanitaire ; ces systèmes performants consomment une quantité d'électricité plusieurs fois inférieure à l'énergie restituée ;
- ▶ le bois énergie : poêles, inserts et cheminées à foyer fermé sont des appareils qui permettent de chauffer l'air ou d'alimenter un chauffage central ; ils brûlent du bois sous forme de bûches ou de granulés ; et
- ▶ le solaire thermique : l'eau chauffée par le rayonnement solaire dans des panneaux échangeurs situés sur le toit du bâtiment ou au sol permet de produire de l'eau chaude sanitaire dans un ballon d'eau chaude et/ou de chauffer le bâtiment en circulant dans un plancher chauffant.

Actuellement, le marché de ces solutions énergies renouvelables est en forte croissance mais est relativement cloisonné entre les différentes filières.

Depuis 2008, le Groupe développe activement, en partenariat avec EDF, sa présence dans le secteur des énergies renouvelables réparties en France dans le solaire photovoltaïque distribué prioritairement, ainsi que dans les pompes à chaleur et le bois énergie (voir le paragraphe 6.5.6 du présent document de référence).

Le photovoltaïque distribué, qui permet de renforcer considérablement l'efficacité énergétique des bâtiments, a été considéré comme une priorité par le Grenelle de l'Environnement. Dans ce contexte, selon Enerplan (association professionnelle de l'énergie solaire), le marché du photovoltaïque en France métropolitaine pourrait atteindre 13,4 Gwc cumulés fin 2020 uniquement dans le bâtiment (en cumulant le potentiel du bâtiment neuf et de la rénovation de l'existant). Le tableau ci-dessous présente l'évolution estimée du marché photovoltaïque sur le bâtiment neuf et existant entre 2009 et 2020 :



Source : Enerplan.



### 6.4.7 BIOCARBURANTS

La filière des biocarburants se compose de deux secteurs principaux : le bioéthanol et le biodiesel. Le bioéthanol est obtenu à partir de la fermentation du sucre issu de céréales, cannes à sucre ou betteraves. Le biodiesel est produit à partir de plantes oléagineuses telles que le soja, le colza ou le tournesol.

Le marché des biocarburants connaît actuellement un fort développement. Ainsi, leur consommation dans l'Union Européenne est passée d'un peu moins de 3 millions de tep (Mtep) en 2005, à près de 5,3 Mtep en 2006 puis à près de 7,7 Mtep en 2007, pour atteindre le seuil des 10 Mtep en 2008 (soit une progression de 28,5 % par rapport à 2007). Ces efforts portent la part des biocarburants à environ 3,3 % de la consommation totale des carburants dans les transports, contre 1,8 % en 2006 ; elle atteint ainsi fin 2008 plus de la moitié de l'objectif de la directive européenne sur les biocarburants fixé à 5,75 % en 2010 (Source : *Baromètre des biocarburants, Systèmes Solaires, juillet 2009, EurObserv'ER*).

Le bioéthanol représentait en 2008 18 % du contenu énergétique des biocarburants dédiés au transport au sein de l'Union Européenne, derrière le biodiesel (78 %) et devant les autres biocarburants (4 %, huile végétale et biogaz). Entre 2007 et 2008, la consommation de bioéthanol a augmenté de 47 % et celle de biodiesel de 34 %.

La France est restée en 2008 le deuxième pays consommateur de biocarburants en Europe. Sa consommation a augmenté de plus de 60 % entre 2007 et 2008 pour atteindre 83 % de biodiesel et 17 % pour le bioéthanol. Cette augmentation s'explique essentiellement par une forte volonté politique de développer le secteur (Source : *Baromètre des biocarburants, Systèmes Solaires, juillet 2009, EurObserv'ER*).

Le Groupe a pris position en 2007 dans le secteur des biocarburants, avec l'acquisition d'une participation au sein d'un des principaux acteurs de l'éthanol (voir le paragraphe 6.5.7 du présent document de référence).

### 6.4.8 BIOGAZ

Attractif au titre de l'environnement et de la production d'énergie, le biogaz intéresse de plus en plus les pays de l'Union Européenne qui développent des voies de valorisation adaptées à leur potentiel. Ainsi en 2008, la production de biogaz en Europe a atteint près de 6,5 millions de tonnes équivalent pétrole, en croissance de 4,4 %

par rapport à 2007 (Source : *État des énergies renouvelables en Europe, 9<sup>e</sup> bilan, EurObserv'ER, 2009*). Le Groupe s'est implanté sur ce marché en 2007, avec une prise de participation majoritaire dans Verdesis (voir le paragraphe 6.5.8 du présent document de référence).

## 6.5 Description des principales activités du Groupe

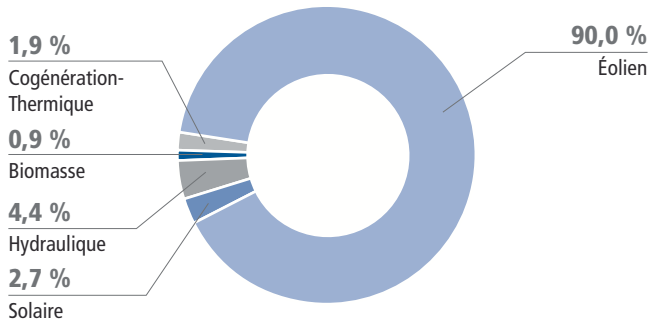
EDF Energies Nouvelles intervient sur le marché des énergies renouvelables et particulièrement dans la production d'électricité verte. Avec un développement centré historiquement sur l'éolien et plus récemment sur le solaire photovoltaïque, devenu son deuxième axe de développement prioritaire, le Groupe est en outre présent à des degrés divers dans d'autres filières d'énergies renouvelables, principalement petite hydraulique, biomasse, biocarburant, biogaz et énergies marines. Le Groupe exerce également une activité historique dans le secteur de la cogénération et de la production thermique à partir d'énergies fossiles qui ne constitue plus un axe de développement. Il est présent en Europe (notamment en France, en Italie, au Royaume-Uni, au Portugal, en Grèce, en Bulgarie, en Espagne, en Turquie, en Allemagne et en Belgique), en Amérique du Nord (États-Unis, Canada et Mexique), ainsi qu'en Inde.

Outre son activité de Production, le Groupe mène par ailleurs une activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés consistant notamment à développer et construire des projets éoliens et solaires pour compte de tiers. Enfin, il développe, en partenariat avec EDF, sa présence dans le secteur des énergies renouvelables réparties, prioritairement dans le solaire photovoltaïque distribué.

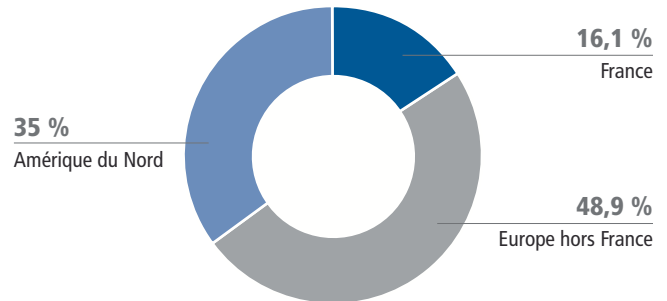
Au 31 décembre 2009, le Groupe dispose d'une capacité installée de 2 945,5 MW (dont 2 257,0 MW détenus en propre) ainsi que d'un portefeuille de projets en développement représentant une capacité totale de plus de 17 500 MW, dont 859,6 MW (467,2 MW devant être détenus en propre) en construction.

Au cours de l'exercice 2009, la capacité installée du Groupe a augmenté de 670,2 MW, soit une progression de 29,5 % par rapport à 2008. En outre, la capacité détenue en propre a augmenté de 577,7 MW, soit une progression de 34,4 %.

La répartition par filière de la capacité installée brute du Groupe (hors centrales vendues) au 31 décembre 2009 est la suivante :



La répartition géographique de la capacité brute installée du Groupe (hors centrales vendues) au 31 décembre 2009 est la suivante :



## 6.5.1 ÉOLIEN

L'éolien est la principale activité du Groupe, ayant représenté 82,4 % des ventes d'électricité du Groupe en 2009. Au 31 décembre 2009 le Groupe disposait en éolien de 2 650,0 MW installés (dont 2 032,6 MW détenus en propre), soit 90 % de la capacité installée totale du Groupe ; il disposait par ailleurs d'un portefeuille de projets éoliens en développement d'une capacité totale de 14 573 MW, dont 713,4 MW en construction (452,4 MW devant être détenus en propre).

En 2009, le Groupe a mis en service 619,4 MW supplémentaires en capacité brute (hors parcs cédés dans le cadre de l'activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés), soit une progression de 30,5 % par rapport à 2008, et 529,6 MW supplémentaires en capacité nette.

### 6.5.1.1 Europe

En Europe, le Groupe est présent dans huit pays, essentiellement en France et en Europe du Sud (Portugal, Italie, Grèce, Turquie) mais également au Royaume-Uni, en Allemagne et en Belgique. Au 31 décembre 2009, les parcs éoliens situés en Europe représentent 62,2 % de la capacité installée éolienne totale du Groupe.

#### (a) France

La France est le marché historique du Groupe ; il a installé ses premières éoliennes de petite puissance (40 éoliennes de 60 kW) en 1999 à Petit Canal en Guadeloupe puis ses premières éoliennes de grande puissance (20 éoliennes de 600 kW) en 2000 à Ersa et Rogliano en Haute-Corse. Entre 2000 et 2008, la capacité éolienne totale installée du Groupe en France est passée de 2,4 MW à 263,4 MW, soit une multiplication par cent de la capacité installée (la puissance unitaire moyenne des turbines étant désormais entre 2 et 3 MW).

Avec 368,4 MW de capacité installée au 31 décembre 2009 (dont 324,8 MW détenus en propre), l'éolien représentait environ 78 % de la capacité totale installée du Groupe en France. En outre, le Groupe a développé et construit des parcs éoliens d'une capacité cumulée de 112,2 MW dans le cadre de ses activités de Développement-Vente d'Actifs Structurés (voir le paragraphe 6.5.10 du présent document de référence).

En France, les activités éoliennes d'EDF Energies Nouvelles sont conduites par EDF EN France, sa filiale à 100 %. EDF EN France développe, construit et exploite en propre ses parcs éoliens. Son portefeuille actuel de parcs éoliens en exploitation ou en construction est très diversifié, tant en termes de taille (entre 1,5 et 87 MW) que d'implantation géographique. EDF EN France s'appuie sur des équipes d'ingénieurs expérimentés, dont une partie est installée en région (notamment Béziers, dans l'Hérault, et Toulouse, en Haute-Garonne).

Le Groupe dispose également d'un centre de maintenance en Eure-et-Loir à Fresnay l'Évêque, qui sert également de base de maintenance pour REETEC (voir le paragraphe 6.5.11 du présent document de référence).

#### Développements récents

Au cours du premier semestre 2009, le Groupe a mis en service deux parcs :

- ▶ le parc de Fiennes (Pas de Calais), d'une capacité de 11,5 MW et équipé de cinq turbines de 2,3 MW ; et
- ▶ le parc de Sauveterre (Tarn), d'une capacité de 12,0 MW et équipé de six turbines de 2 MW.

Au cours du second semestre 2009, le Groupe a mis en service cinq parcs :

- ▶ le parc de Bonneval (Eure-et-Loir), d'une capacité de 24 MW et équipé de huit turbines de 3 MW ;
- ▶ le parc de Veulettes (Seine-Maritime), d'une capacité de 8 MW et équipé de quatre turbines de 2 MW ;
- ▶ le parc de Castanet (Hérault), d'une capacité de 13,8 MW et équipé de six turbines de 2,3 MW. Le Groupe en conserve 11,5 MW, le solde (2,3 MW) ayant été cédé en décembre 2009 dans le cadre de l'activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés ;
- ▶ le parc des Barthes (Haute-Loire), d'une capacité de 12 MW et équipé de six turbines de 2 MW ; et
- ▶ le parc de Bassin de Thau (Hérault), d'une capacité de 26 MW et équipé de 13 turbines de 2 MW.



## 6

## Aperçu des activités

Description des principales activités du Groupe

Au 31 décembre 2009, le portefeuille de parcs éoliens du Groupe en exploitation en France était ainsi le suivant :

Site	Capacité (en MW)	Date de mise en service	Détention (en %)
Petit Canal 1 (Guadeloupe)	2,4	mars 1999	50 %
Ersa-Rogliano (Corse du Sud)	12,0	novembre 2000	100 %
Petit Canal 2 (Guadeloupe)	3,3	décembre 2001	100 %
Petit François (Guadeloupe)	2,2	décembre 2002	100 %
Petit Canal 3 (Guadeloupe)	1,5	avril 2003	100 %
Bouin-Côte de Jade (Vendée)	12,0	juillet 2003	90 %
Oupia (Hérault)	8,1	avril 2004	96 %
Sainte Rose (Réunion) <sup>(1)</sup>	6,3	décembre 2004	0 %
Aumelas-Conques (Hérault)	12,0	décembre 2005	100 %
Lou Paou (Lozère)	2,0	décembre 2006	100 %
Luc-sur-Orbieu (Aude)	12,0	octobre 2007	100 %
Villesèque (Aude)	50,6	juillet 2008	100 %
Salles-Curan (Aveyron)	87,0	novembre 2008	69 %
Chemin d'Ablis (Eure-et-Loir)	52,0	novembre 2008	100 %
Fiennes (Pas-de-Calais)	11,5	mars 2009	100 %
Sauveterre (Tarn)	12,0	avril 2009	100 %
Veulettes (Seine Maritime)	8,0	septembre 2009	51 %
Bonneval (Eure et Loir)	24,0	août 2009	100 %
Castanet (Hérault)	11,5	septembre 2009	100 %
Les Barthes (Haute-Loire)	12,0	octobre 2009	100 %
Bassin de Thau (Hérault)	26,0	novembre 2009	100 %
<b>TOTAL</b>	<b>368,4</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>
<b>TOTAL - PART DU GROUPE</b>	<b>324,8</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>

(1) Parc éolien intégralement détenu par des investisseurs tiers mais consolidé par le Groupe à 100 % afin de tenir compte de la promesse de vente consentie par lesdits investisseurs sur l'intégralité de leurs participations au profit du Groupe et devant être levée en 2012.

Au 31 décembre 2009, le Groupe disposait en France d'un portefeuille de projets en développement de 1 146 MW, dont 60 MW en construction. Au 31 décembre 2009, les parcs éoliens en construction pour compte propre étaient les suivants :

Site	Capacité (en MW)	Date de mise en service prévue	Détention (en %)
Corbières Méditerranée (Aude)	23,0	1 <sup>er</sup> trimestre 2011	100 %
Les Barthes – Sagne Plonne (Haute-Loire)	4,0	1 <sup>er</sup> trimestre 2011	100 %
Fraisse-sur-Agout (Hérault) <sup>(1)</sup>	23,0	-	100 %
<b>TOTAL</b>	<b>50,0</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>
<b>TOTAL - PART DU GROUPE</b>	<b>50,0</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>

(1) Le permis de construire du parc de Fraisse-sur-Agout fait l'objet d'un recours en annulation (voir le paragraphe 20.5 du présent document de référence).

Le Groupe construit également le parc éolien de Canton du Quesnoy, d'une capacité de 10 MW, dans le cadre de son activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés.

## (b) Portugal

Le marché national de l'éolien est fortement concentré dans la mesure où les cinq premiers acteurs en termes de capacité installée détiennent 67 % de la capacité éolienne en exploitation.

Le Groupe, au travers de sa filiale à 100 %, EDF EN Portugal était le 4<sup>e</sup> acteur éolien en termes de capacité installée avec une part de marché de 9 % au 31 décembre 2009 (*Source : Étude Inegi-Parques Eólicos em Portugal, 2009*). Le Groupe s'appuie sur une équipe de Direction bénéficiant d'une expérience approfondie du secteur des énergies renouvelables, sous la conduite de Carlos Pimenta, ancien

secrétaire d'État portugais à l'Environnement et ancien membre du Parlement Européen. Entre le 1<sup>er</sup> janvier 2005 et le 31 décembre 2009, le Groupe a construit et mis en service près de 460 MW dans les régions nord et centre du pays ; il se concentre désormais sur l'exploitation de ses parcs dans ce pays mature en terme de développement éolien.

### Développement récents

En 2009, le Groupe a achevé la seconde phase de construction du parc éolien d'Arada (112 MW), détenu à 100 % par le Groupe ; les 20 MW correspondants ont été mis en service en janvier.

Au 31 décembre 2009, le portefeuille de parcs éoliens du Groupe en exploitation au Portugal était le suivant :

Site	Capacité (en MW)	Date de mise en service	Détention (en %)
Cabreira (Viseu)	37,8	septembre 2002	100 %
Cabreira (extension) (Viseu)	4,0	octobre 2005	100 %
Espiga (Alto Minho)	6,0	octobre 2005	50 %
Cerveirenses (Alto Minho)	10,0	novembre 2005	42,5 %
Montemuro (Viseu)	10,0	novembre 2005	100 %
Centro (Viseu)	40,0	mars 2006	29,7 %
Arga (Alto Minho)	36,0	juin 2006	50 %
Ventominho (Phase 1) (Alto Minho)	152,0	mars 2008	42,5 %
Ventominho (Phase 2) (Alto Minho)	40,0	juin 2008	42,5 %
Ventominho (Phase 3) (Alto Minho)	48,0	décembre 2008	42,5 %
Arada (Phase 1) (Viseu)	92,0	juillet-décembre 2008	100 %
Arada (Phase 2) (Viseu)	20,0	janvier 2009	100 %
<b>TOTAL</b>	<b>495,8</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>
<b>TOTAL - PART DU GROUPE</b>	<b>302,9</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>

Au 31 décembre 2009, le Groupe disposait au Portugal d'un portefeuille de projets en développement de 198 MW.

## (c) Grèce

Implanté en Grèce depuis 2004, le Groupe a mené une politique active d'acquisitions et de partenariats avec des entreprises grecques, dont la compagnie nationale d'électricité Public Power Corporation (PPC), qui lui a permis de se hisser rapidement au second rang parmi les producteurs d'électricité éolienne du pays.

En 2005, le Groupe a racheté les activités éoliennes du groupe grec Ktistor, rassemblées depuis sous une filiale d'EDF Energies Nouvelles, EEN Hellas, basée à Athènes. EEN Hellas reste conduite par le dirigeant historique de l'activité éolienne de Ktistor, Georges Fakidis, qui détient par ailleurs 25 % du capital d'EEN Hellas. EDF Energies Nouvelles et M. Fakidis ont conclu un pacte d'actionnaires aux termes duquel M. Fakidis bénéficie d'une option de vente sur sa participation à compter du 20 octobre 2010 ; à compter du 20 octobre 2011, cette option pourrait être exercée sans condition, réciproquement EDF Energies Nouvelles bénéficie d'une option d'achat sur sa participation pouvant être exercée à tout moment.

Le Groupe détient par ailleurs 75 % de la société grecque RETD, qui développe des projets éoliens pour le compte d'EDF Energies

Nouvelles depuis 2004 ainsi que des projets solaires. Il a également constitué avec PPC Renewables une filiale commune, détenue à 51 % par EDF Energies Nouvelles et 49 % par PPC Renewables, afin de construire et exploiter de nouveaux parcs éoliens, le premier d'entre eux étant le parc de Viotia 2 apporté par le Groupe à la structure commune et mis en service en 2009. Une structure similaire a été mise en place avec Quest Energy, détenue à parité par Quest et le Groupe.

### Développements récents

En 2009, le Groupe était le deuxième plus important acteur de l'éolien en Grèce en termes de capacité installée (*Source : Hellenic Wind Energy Association*).

Le Groupe a mis en service au cours de l'exercice 2009 le parc éolien de Viotia 2, d'une capacité installée de 38 MW et situé en Béotie, au nord-ouest d'Athènes. Équipé de 19 turbines de 2 MW, ce parc est détenu à 52,2 % par le Groupe, le solde étant détenu par PPC Renewables.

# 6

## Aperçu des activités

Description des principales activités du Groupe

Au 31 décembre 2009, le portefeuille de parcs éoliens du Groupe en exploitation en Grèce était le suivant :

Site	Capacité (en MW)	Date de mise en service	Détention (en %)
Didimon (Péloponnèse)	36,0	janvier 2006	100 %
Rovas (Crète)	9,4	mars 2006	90,2 %
Profitis Ilias (Péloponnèse)	38,0	décembre 2006 <sup>(1)</sup>	100 %
Perdikouvouni (Grèce Centrale)	24,0	août 2007	100 %
Kalyva (Grèce Centrale)	12,0	août 2007	100 %
Imerovigli (Iles Ioniennes)	30,0	février 2008	90 %
Viotia 2 (Béotie)	38,0	septembre 2009	52,2 %
<b>TOTAL</b>	<b>187,4</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>
<b>TOTAL - PART DU GROUPE</b>	<b>165,3</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>

(1) 8 MW ont été mis en service en mars 2008.

Au 31 décembre 2009, le Groupe disposait en Grèce d'un portefeuille de projets en développement de 1 286 MW, dont 140,6 MW en construction. Les parcs éoliens en construction étaient les suivants :

Site	Capacité (en MW)	Date de mise en service prévue	Détention (en %)
Skopies (Grèce Centrale)	18,0	1 <sup>er</sup> trimestre 2010	95,0 %
Fokida 2 (Grèce Centrale)	23,0	3 <sup>e</sup> trimestre 2010	98,8 %
Mousouron (Crète)	2,6	3 <sup>e</sup> trimestre 2010	50,0 %
Trikorfo (Grèce Centrale)	24,0	3 <sup>e</sup> trimestre 2010	100 %
Fokida 3 (Grèce Centrale)	23,0	4 <sup>e</sup> trimestre 2010	98,8 %
Lefkes (Péloponnèse)	30,0	4 <sup>e</sup> trimestre 2011	100,0 %
Belecheri (Péloponnèse)	20,0	4 <sup>e</sup> trimestre 2011	100,0 %
<b>TOTAL</b>	<b>140,6</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>
<b>TOTAL - PART DU GROUPE</b>	<b>137,8</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>

En mars 2010, le Groupe a mis en service le parc éolien de Skopies (18 MW).

### (d) Royaume-Uni

#### Une présence sous forme de partenariats

EDF Energies Nouvelles est présent au Royaume-Uni depuis 2002 à la suite de l'acquisition d'enXco. Entre 2006 et 2009, le Groupe a mis en service plus de 140 MW au Royaume-Uni.

Depuis 2008, le Groupe est associé à EDF Energy, filiale britannique d'EDF, devenu le premier distributeur d'électricité au Royaume-Uni, au sein d'une société commune, EDF Energy Renewables. EDF Energy Renewables est détenue à parts égales par EDF Energies Nouvelles (50 %) et par EDF Energy (50 %). EDF Energies Nouvelles apporte à la société son expertise en matière de développement

et lui permet de bénéficier des conditions de ses contrats-cadres d'achat de turbines (voir le Chapitre 22 du présent document de référence). De son côté, EDF Energy fournit les débouchés à l'électricité produite par les actifs de la société, par le biais d'un contrat-cadre d'achat (*Power Purchase Agreement*).

#### Développement récents

En 2009, le Groupe a mis en service le parc éolien de Long Park, en Écosse ; d'une capacité de 38 MW, il est équipé de 19 turbines d'une puissance unitaire de 2 MW. Ce projet a été développé et réalisé par EDF Energy Renewables.

Le portefeuille de parcs éoliens du Groupe en exploitation au Royaume-Uni au 31 décembre 2009 était le suivant :

Site	Capacité (en MW)	Date de mise en service	Détention (en %)
Cold Northcott (Cornouailles)	6,6	avril 1993	100 %
Great Orton (Cumbria)	4,0	décembre 1999	100 %
Cemmaes (Pays de Galles)	15,3	mars 2002	100 %
Llangwryfon (Pays de Galles)	9,3	octobre 2003	100 %
Glassmoor (Est de l'Angleterre)	16,0	juin 2006	100 %
Deeping Saint Nicholas (Est de l'Angleterre)	12,0 <sup>(1)</sup>	juin 2006	100 %
Red House (Est de l'Angleterre)	12,0	juin 2006	100 %
Red Tile (Est de l'Angleterre)	24,0	avril 2007	100 %
Walkway (Nord-Est de l'Angleterre)	14,0	juin 2008	50 %
Bicker Fen (Est de l'Angleterre)	26,0	septembre 2008	50 %
Long Park (Écosse)	38,0	novembre 2009	50 %
<b>TOTAL</b>	<b>177,2</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>
<b>TOTAL - PART DU GROUPE</b>	<b>138,2</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>

(1) Une partie du parc (4 MW) a été cédée en 2009, faisant diminuer sa capacité installée de 16 à 12 MW.

Au 31 décembre 2009, le Groupe disposait au Royaume-Uni d'un portefeuille de projets en développement de 761 MW, dont 50 MW en construction. Les parcs éoliens en construction étaient les suivants :

Site	Capacité (en MW)	Date de mise en service prévue	Détention (en %)
Rusholme (Yorkshire)	24,0	2 <sup>e</sup> trimestre 2010	50 %
Burnfoot Hill (Écosse)	26,0	1 <sup>er</sup> trimestre 2011	50 %
<b>TOTAL</b>	<b>50,0</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>
<b>TOTAL - PART DU GROUPE</b>	<b>25,0</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>

## (e) Italie

EDF Energies Nouvelles est présent dans l'éolien en Italie depuis 2001 avec sa filiale EDF EN Italia, sous la conduite d'Armando Manca di Villahermosa, spécialiste de la production indépendante d'électricité. Le développement du portefeuille du Groupe, mené jusqu'en 2008 en partenariat avec une entreprise locale, est désormais conduit par le Groupe seul.

### Développements récents

En juin 2009, le Groupe a mis en service le parc éolien de Minervino, à proximité de Bari, dans les Pouilles, d'une capacité de 32 MW. Ce parc, équipé de 16 turbines d'une capacité de 2 MW chacune, est le cinquième mis en service par le Groupe en Italie et le deuxième dans les Pouilles ; il est détenu à parts égales par EDF EN Italia et un partenaire local.

En 2009, le Groupe a également conclu un accord avec la société danoise Greentech Energy Systems A/S, un développeur européen de parcs éoliens. Cet accord porte sur l'acquisition de 50 % du

projet éolien de Monte Grighine en Italie et sur l'établissement d'un partenariat de long terme. Le montant total de la transaction s'est élevé à 63 millions d'euros.

Le projet éolien de Monte Grighine, développé par Greentech en Sardaigne, sera le plus grand parc éolien d'Italie avec 43 turbines pour une capacité installée totale de 98,9 MW. Ce parc éolien est actuellement en cours de construction ; une première tranche du parc, représentant 25,3 MW, a été mise en service en décembre 2009, et les 73,6 MW restants devraient être mis en service au deuxième trimestre 2010.

L'accord de partenariat donne au Groupe l'option de participer à hauteur de 50 % à tous les projets du portefeuille de Greentech en Italie et en Pologne, qui représentent environ 850 MW (dont 184 MW pour la Pologne). Cette option s'applique également à tous les autres projets qui seront développés par Greentech et dont la construction sera prête à être lancée d'ici fin 2012.

# 6

## Aperçu des activités

Description des principales activités du Groupe

Au 31 décembre 2009, le portefeuille de parcs éoliens du Groupe en exploitation en Italie était le suivant :

Site	Capacité (en MW)	Date de mise en service	Détention (en %)
Nurri (Sardaigne)	22,1	novembre 2004	47,5 %
Andretta Bisaccia (Campanie)	70,0	juillet 2005	47,5 %
Sant' Agata (Pouilles)	72,0	mars 2007	47,5 %
Campidano (Sardaigne)	70,0	novembre 2008	47,5 %
Minervino (Pouilles)	32,0	juin 2009	47,5 %
Monte Grighine (Sardaigne - Phase 1)	25,3	décembre 2009	47,5 %
<b>TOTAL</b>	<b>291,4</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>
<b>TOTAL - PART DU GROUPE</b>	<b>138,4</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>

Au 31 décembre 2009, le Groupe disposait en Italie d'un portefeuille de projets en développement de 769 MW, dont 147,6 MW en construction. Les parcs éoliens en construction étaient les suivants :

Site	Capacité (en MW)	Date de mise en service	Détention (en %)
Monte Grighine (Sardaigne - Phase 2)	73,6	2 <sup>e</sup> trimestre 2010	47,5 %
Bonorva (Sardaigne)	74,0	4 <sup>e</sup> trimestre 2010	95,0 %
<b>TOTAL</b>	<b>147,6</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>

### (f) Turquie

Depuis 2008, EDF Energies Nouvelles détient 50 % du capital de la société Polat Enerji, l'un des principaux développeurs éoliens en Turquie.

Cette opération a permis au Groupe de prendre position sur le marché turc en s'associant à un partenaire local connu, expérimenté et disposant d'un solide ancrage industriel, ainsi que d'une bonne connaissance du contexte réglementaire. Avec plus de 800 MW

de capacité installée à fin 2009, la Turquie dispose d'un gisement éolien estimé à près de 48 000 MW (*source : EWEA/Turkish Wind Energy Association*) ; le pays possède des conditions naturelles très favorables, tant pour l'éolien que pour le solaire.

Polat Enerji dispose de trois parcs éoliens en service d'une capacité totale de 94 MW et d'un parc de 34,2 MW en construction. Les parcs de Burgaz et Sayalar sont détenus à 50 %, en partenariat avec une entreprise locale.

Au 31 décembre 2009, le portefeuille de parcs éoliens de Polat Enerji en exploitation en Turquie était le suivant :

Site	Capacité (en MW)	Date de mise en service	Détention (en %)
Burgaz (Dardanelles)	14,8	septembre 2007	25,0 %
Sayalar (Manisa)	34,2	juillet 2008	25,0 %
Soma (Phase 1)	45,0	décembre 2009	50,0 %
<b>TOTAL</b>	<b>94,0</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>
<b>TOTAL - PART DU GROUPE</b>	<b>34,8</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>

Par ailleurs, au 31 décembre 2009, Polat Enerji disposait en Turquie d'un portefeuille de projets en développement de 240 MW, dont 34,2 MW en construction. Polat Enerji achevait la construction de la 2<sup>e</sup> phase du parc éolien de 34,2 MW à Soma, dont la mise en service est prévue pour le deuxième trimestre 2010.

### (g) Belgique

EDF Energies Nouvelles participe depuis 2003 à la construction d'un parc de 60 éoliennes *offshore* en mer du Nord dans le cadre du projet Thornton Bank développé par le consortium C-Power.

Le Groupe détient désormais 18,3 % de C-Power, aux côtés de sociétés para-publiques belges (Socofe, Ecotech et Interelectra), de Dredging International, spécialiste des travaux maritimes, et de l'électricien RWE, auquel le Groupe a cédé 2,5 % du capital en 2009.

Ce parc, devant être construit en plusieurs phases, aura une capacité totale de 300 MW ; il est situé à 30 kilomètres des côtes belges, dans des eaux d'une profondeur de 12 à 25 mètres. Une fois toutes les tranches mises en service, le parc devrait atteindre une production d'électricité annuelle de l'ordre de 1 TWh. Ce parc sera l'un des plus importants parcs éoliens *offshore* en Europe.

Au 31 décembre 2009, six premières éoliennes, d'une capacité totale de 30 MW, sont en service. La construction du reste du parc doit s'étaler jusqu'en 2013.

Ce projet donne l'opportunité à EDF Energies Nouvelles de participer à la réalisation d'un des plus importants projets éolien *offshore* en Europe et d'acquérir un savoir-faire qui pourrait être utilisé pour le développement d'autres projets éoliens *offshore* en Europe.

## (h) Allemagne

Le Groupe est présent en Allemagne depuis 2002 à travers sa filiale à 100 %, enXco GmbH. Cette société, créée en 1995, a été intégrée au Groupe dans le cadre de l'acquisition d'enXco.

enXco GmbH dispose actuellement d'une centrale éolienne d'une capacité de 3 MW dans le nord du pays (Kropelin) et intervient en exploitation et maintenance sur plusieurs parcs éoliens.

## (i) Autres participations

### Inde

Le Groupe est présent en Inde depuis 2002 au travers d'un partenariat avec Batliboi, une société familiale indienne spécialisée dans l'ingénierie et les équipements industriels. La filiale commune, dont EDF Energies Nouvelles détient 50 % du capital, Batliboi enXco Ltd, a été constituée en 1996 entre enXco et Batliboi, puis intégrée au Groupe en 2002 avec l'acquisition du groupe enXco. Batliboi enXco Ltd, qui comptait 529 salariés au 31 décembre 2009, a pour activité principale l'exploitation et la maintenance de turbines éoliennes. Batliboi enXco Ltd est actuellement le premier intervenant sur le marché indien de l'exploitation-maintenance, hors constructeurs de turbines.

### 6.5.1.2 Amérique du Nord

Outre l'Europe, le Groupe est également implanté en Amérique du Nord ; il dispose notamment de fortes positions aux États-Unis à travers sa filiale enXco. Au 31 décembre 2009, les parcs éoliens situés en Amérique du Nord (implantés aux États-Unis et au Mexique) représentaient 37,8 % de la capacité éolienne installée totale du Groupe.

## (a) États-Unis

### Un acteur majeur de l'éolien aux États-Unis

EDF Energies Nouvelles est implanté aux États-Unis à travers la société californienne enXco, acquise en 2002. Cette acquisition a permis au Groupe d'obtenir une taille critique sur le marché américain et de bénéficier de la réputation et des atouts d'enXco. Active depuis plus de vingt ans, cette dernière jouit en effet d'une position privilégiée sur l'ensemble des métiers de la filière éolienne : le développement, la construction, l'investissement et l'exploitation-maintenance pour compte propre (environ un tiers de l'activité) ou pour compte de tiers ainsi que le Développement-Vente d'Actifs Structurés (voir le paragraphe 6.5.10 du présent document de référence).

enXco est principalement implantée en Californie, dans le Midwest (Minnesota, Indiana) et dans le nord-ouest (Oregon, État de Washington). Au 31 décembre 2009, les parcs éoliens dans lesquels enXco détenait des parts représentaient une capacité totale de 965,4 MW ; elle détenait en propre 882,3 MW.

### Un contexte réglementaire important et globalement favorable

Aux États-Unis, avec l'installation de la nouvelle administration et l'adoption en février 2009 de l'*American Recovery and Reinvestment Act* (ARRA), l'énergie éolienne bénéficie d'un soutien encore accru des pouvoirs publics. Au-delà du renouvellement de la *Production Tax Credit*, qui permet de bénéficier de crédits d'impôts proportionnels à la quantité d'énergie éolienne produite, jusqu'en 2012, l'ARRA autorise les développeurs éoliens susceptibles de bénéficier de la PTC à opter pour l'*Investment Tax Credit* (ITC). L'ITC, jusqu'alors réservé à l'énergie solaire, permet désormais de bénéficier de crédits d'impôts liés aux investissements dans l'énergie éolienne, à hauteur de 30 % du montant de ces investissements. Enfin, pour les parcs dont la construction démarre avant la fin 2010, l'ARRA permet également aux développeurs éoliens d'opter pour un versement en numéraire du montant de l'ITC. Le parc de Hoosier (Indiana), d'une capacité de 106 MW et mis en service en novembre 2009, a ainsi bénéficié de ces dispositions ainsi que plusieurs petites centrales solaires dans le New Jersey.

Outre ces mesures de soutien au niveau fédéral, certains États prennent localement des mesures afin d'encourager le développement d'énergies renouvelables. La plus importante de ces mesures impose des quotas obligatoires d'énergies renouvelables aux *utilities* (dits « *Renewable Portfolio Standards* » ou « *RPS* »). A la fin décembre 2009, 29 États ainsi que le District de Columbia avaient instauré des RPS et d'autres États organisaient ou envisageaient de mettre en place de tels standards.

### L'importance de l'activité d'Exploitation-Maintenance pour compte de tiers

enXco est le numéro un des services en exploitation et maintenance pour compte de tiers dans l'éolien aux États-Unis. Au 31 décembre 2009, enXco assurait l'exploitation et la maintenance de parcs éoliens d'une capacité totale de près de 4 720 MW aux États-Unis, soit près de 5 400 turbines.

Sa compétence en Exploitation-Maintenance permet à enXco d'optimiser et d'assurer la pérennité de ses actifs industriels. Menée pour compte de tiers, cette activité est une source de revenus récurrents supplémentaires. Elle génère des contrats à moyen terme et permet d'offrir un service complet – du développement à la gestion des parcs – aux compagnies électriques américaines qui souhaitent détenir leurs centrales.

En 2009, enXco a notamment conclu 11 contrats d'exploitation avec des *utilities* portant sur des turbines représentant une capacité cumulée de plus de 670 MW.

### La poursuite de l'activité de Développement et le renforcement de l'activité d'Investissement

Outre ses activités historiques d'Exploitation et de Maintenance, enXco est aussi un acteur majeur dans le domaine du développement, et ce, en conformité avec les objectifs qu'EDF Energies Nouvelles a fixé en matière de stratégie et de rentabilité. enXco a mis en place les fondations d'une ambitieuse politique de développement reposant sur une présence équilibrée sur trois créneaux du marché : le développement et la propriété des parcs, le développement et la construction de parcs pour le compte de tiers (activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés), l'exploitation-maintenance des parcs. Cette stratégie lui offre souplesse et réactivité pour répondre à la diversité des besoins des différents États et acteurs du marché éolien.



enXco effectue également des prestations de services au Canada. Ces opérations prennent une importance particulière au regard du potentiel de croissance de l'énergie éolienne au Canada, où le Groupe a été retenu par Hydro-Québec pour la construction de 954 MW.

### Développements récents

En février 2009, enXco a mis en service le parc de Shiloh 2, d'une capacité de 150 MW ; situé dans le Comté de Solano en Californie, il est équipé de 75 turbines de 2 MW.

En novembre 2009, enXco a mis en service le parc de Hoosier dans l'Indiana, d'une capacité de 106 MW. Il est équipé de turbines de 2 MW et l'électricité produite fait l'objet d'un *Power Purchase Agreement* d'une durée de 20 ans avec Indianapolis Power & Light.

L'exercice 2009 a enfin été marqué par le changement de mode de consolidation de certains des parcs éoliens du Groupe situés aux États-Unis. Cette évolution a affecté les parcs de Fenton (205,5 MW), qui passe d'une intégration proportionnelle à 57,8 % à une intégration globale (100 %), de Wapsi North (100,5 MW), qui passe d'une intégration proportionnelle à 87,5 % à une intégration globale (100 %), et d'Oasis (60 MW), qui demeure en intégration proportionnelle mais passe de 23,6 % à 50 %. L'incidence détaillée de ce changement est présentée au paragraphe 9.2.1 du présent document de référence et en note 3.4 des comptes consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2009 (tel qu'inclus au paragraphe 20.1 du présent document de référence).

Au 31 décembre 2009, le portefeuille de parcs éoliens du Groupe en exploitation aux États-Unis était le suivant :

Site	Capacité (en MW)	Date de mise en service	Détention (en %)
Patterson Pass (Californie)	21,2	mars 1985	100,0 %
DifWind 1 (Californie)	7,3	décembre 1985	99,0 %
DifWind 2 (Californie)	5,5	décembre 1985	99,0 %
enXco 1 (Californie)	4,8	septembre 1986	100,0 %
DifWind 4 (Californie)	8,4	septembre 1986	99,0 %
DifWind 5 (Californie)	11,8	octobre 1986	99,0 %
DifWind 6 (Californie)	27,0	décembre 1986	99,0 %
DifWind 7 (Californie)	22,0	décembre 1986	99,0 %
DifWind 8 (Californie)	14,9	décembre 1986	99,5 %
DifWind 9 (Californie)	16,0	juin 1987	100,0 %
enXco 4 (Californie)	18,7	décembre 1988	100,0 %
enXco 5 (Californie)	55,5	janvier 1990	100,0 %
Alta Mesa (Californie)	9,4	février 1995	100,0 %
Moulton (Minnesota)	2,0	décembre 2001	100,0 %
Champepadan (Minnesota)	2,0	décembre 2001	100,0 %
Chanarambie (Minnesota)	85,5	décembre 2003	50,8 %
Viking (Minnesota)	12,0	décembre 2003	50,8 %
Oasis (Californie) <sup>(1)</sup>	60,0	décembre 2004	50,0 %
enXco 5 bis (Californie)	9,0	mai 2006	100,0 %
Hawi (Hawaï)	10,6	mai 2006	60,0 %
Fenton (Minnesota) <sup>(1)</sup>	205,5	novembre 2007	100,0 %
Wapsi North (Minnesota) <sup>(1)</sup>	100,5	décembre 2008	100,0 %
Shiloh 2 (Californie)	150,0	janvier 2009	100,0 %
Hoosier (Indiana)	106,0	novembre 2009	100,0 %
<b>TOTAL</b>	<b>965,4</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>
<b>TOTAL - PART DU GROUPE</b>	<b>882,3</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>

(1) Parcs éoliens affectés par le changement de mode de consolidation des parcs américains du Groupe tel que décrit en note 3.4 des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2009.

Au 31 décembre 2009, le Groupe disposait aux États-Unis d'un portefeuille de projets en développement de 8 598 MW (représentant plus la moitié du portefeuille de projets éoliens en développement total du Groupe), dont 251 MW étaient en cours de construction.



Au 31 décembre 2009, les parcs éoliens du Groupe en construction aux États-Unis étaient les suivants :

Site	Capacité (en MW)	Date de mise en service prévue	Détention (en %)	Construction pour compte propre/ pour compte de tiers
Linden (Washington)	50 MW	2 <sup>e</sup> trimestre 2010	0 %	pour compte de tiers
Nobles (Minnesota)	201 MW	4 <sup>e</sup> trimestre 2010	0 %	pour compte de tiers
<b>TOTAL</b>	<b>251 MW</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>

### Résiliation du contrat de vente d'électricité du parc de Lakefield

Le 1<sup>er</sup> mars 2010, enXco a reçu de la compagnie électrique américaine Indianapolis Power and Light (IPL) une notification d'annulation du contrat de vente d'électricité (*Power Purchase Agreement*) concernant le projet éolien, en phase finale de développement, de Lakefield (201 MW), situé dans le sud-ouest du Minnesota.

Le projet avait reçu, le 27 janvier 2010, l'accord de l'organisme de contrôle des services publics de l'Indiana (*Indiana Utility Regulatory Commission*, IURC). Cet accord comprend des conditions conformes aux précédentes autorisations données par l'IURC. IPL a décidé de résilier unilatéralement le contrat susvisé sur la base de ces conditions sans en expliciter les raisons.

A la date du présent document, enXco étudie la meilleure façon de faire valoir ses droits et son préjudice dans le cadre du contrat avec IPL. Parallèlement, la société étudie différentes options, dont la recommercialisation du projet auprès d'une ou plusieurs autres compagnies électriques.

Conformément à la politique du Groupe, la construction de ce parc n'avait pas encore débuté.

### (b) Canada

En 2008, le consortium Saint Laurent Energies, composé d'EDF Energies Nouvelles (60 %), du producteur d'électricité québécois Hydroméga (20 %) et du constructeur Renewable Energy Systems-RES (20 %) a été retenu par Hydro-Québec Distribution pour la

construction de cinq parcs éoliens d'une capacité totale de 954 MW au Québec. Ces cinq parcs, d'une capacité individuelle de 74 à 350 MW et équipés d'éoliennes de 2 MW chacune, devraient être mis en service entre 2012 et fin 2015.

Saint-Laurent Énergies a conclu des contrats d'achat d'électricité (*Power Purchase Agreement*) avec Hydro-Québec Distribution d'une durée de 20 ans et portant sur l'électricité produite par les parcs susvisés. Les premières demandes d'autorisation de construction ont été déposées, ce qui devrait permettre une mise en construction des premiers parcs en 2011.

En 2009, le Groupe et RES Canada ont conclu un contrat-cadre avec REpower sécurisant l'approvisionnement en turbines de ces parcs (voir le Chapitre 22 du présent document de référence).

### (c) Mexique

EVM, filiale mexicaine d'EDF Energies Nouvelles, a mis en service le parc éolien de La Ventosa de 67,5 MW en mars 2010 (dont 37,5 MW étaient en service au 31 décembre 2009). Ce parc est équipé de vingt-sept éoliennes d'une puissance unitaire de 2,5 MW, fournies par le fabricant américain Clipper Windpower.

Un accord de vente d'électricité a été signé avec le groupe Wal-Mart sur une durée de 15 ans. L'exploitation et la maintenance des turbines est réalisée par Clipper au cours des cinq premières années, enXco, filiale américaine du Groupe, prenant le relais par la suite. La maintenance du *balance of plant* (génie civil et raccordement électrique) est effectuée par enXco.

## 6.5.2 SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

En 2008, le Groupe a décidé d'accélérer le développement de sa filière solaire photovoltaïque, devenu son deuxième axe de développement prioritaire aux côtés de l'éolien ; il s'est ainsi fixé pour objectif d'atteindre une capacité nette détenue en propre de 500 MWc à l'horizon 2012 (voir le Chapitre 12 du présent document de référence).

Le Groupe vise essentiellement deux marchés : d'une part, le développement de centrales photovoltaïques au sol et d'autre part, le développement de centrales de production sur les bâtiments dans ses pays d'implantation (France, Italie, Espagne, Grèce, États-Unis et Canada) tant pour compte propre que pour compte de tiers. Les projets en toiture excédant une capacité de 150 kWc sont conduits par EDF Energies Nouvelles dans le cadre du développement des « fermes solaires » alors que ceux d'une capacité inférieure ou égale

à 150 kWc sont conduits par EDF Energies Nouvelles Réparties dans le cadre du développement du solaire photovoltaïque distribué (voir paragraphe 6.5.6 du présent document de référence).

Le Groupe entend prendre part à l'essor de photovoltaïque, porté par des politiques nationales et internationales de soutien, notamment au sein de l'Union Européenne. Dans la plupart des États membres, le prix d'achat de l'électricité issue de l'énergie solaire photovoltaïque est ainsi fixé par les pouvoirs publics, généralement sur une durée de 20 ans, afin d'en encourager le développement (voir le paragraphe 6.7 du présent document de référence).

Le solaire photovoltaïque a représenté en 2009 1,9 % des ventes d'électricité du Groupe, soit près de quatre fois plus qu'en 2008.

### 6.5.2.1 Un développement de la filière solaire photovoltaïque appuyé sur une politique dynamique de sécurisation de l'approvisionnement et des partenariats stratégiques

Afin d'atteindre son objectif d'au moins 500 MWc de capacité nette installée à l'horizon 2012, le Groupe poursuit une politique active de sécurisation de son approvisionnement en panneaux photovoltaïques et de prises de participation dans l'industrie du photovoltaïque en amont et en aval. Il a en outre conclu en 2009 un partenariat stratégique avec la Banque Européenne d'Investissement afin d'assurer le financement d'une partie de son portefeuille de projets photovoltaïques en France et en Italie.

#### (a) La sécurisation de l'approvisionnement en panneaux photovoltaïques

L'enjeu majeur pour le Groupe consiste à sécuriser son approvisionnement en panneaux photovoltaïques sur un marché qui voit émerger de nouvelles technologies. Depuis 2007, le Groupe a ainsi conclu des contrats avec plusieurs fournisseurs de panneaux photovoltaïques, lui permettant de sécuriser une partie de ses besoins pour la période 2009-2012 (voir le Chapitre 22 du présent document de référence).

Le Groupe mène une stratégie de diversification de ses sources d'approvisionnement à plusieurs niveaux. Il fait ainsi appel à des fournisseurs de panneaux photovoltaïques issus à la fois de technologies à base de silicium et de technologies à base de couches minces. Les fournisseurs sont des acteurs intervenant sur des marchés différents (États-Unis, Chine, Europe) et à toutes les étapes de l'industrie photovoltaïque (production de silicium, production de cellules, production de panneaux, etc.) ; il s'agit d'acteurs d'envergure internationale tels que les Américains First Solar et Nanosolar pour les panneaux de couches minces, l'Américain Unisolar pour les panneaux en silicium amorphe ou encore le Français Photowatt, l'Américain Sunpower et les Chinois Yingli, Suntech et Solarfun pour les panneaux en silicium cristallin. Par ailleurs, le Groupe conclut plusieurs types de contrats d'approvisionnement, tant des contrats d'achat ponctuels en fonction des besoins immédiats du Groupe, que des commandes livrables à moyen terme.

Cette stratégie de diversification des sources d'approvisionnement permet au Groupe de disposer à tout moment d'une large gamme de panneaux photovoltaïques et de s'assurer ainsi une certaine indépendance dans sa politique d'approvisionnement.

En 2009, le Groupe a par ailleurs conclu un partenariat stratégique avec First Solar pour la réalisation d'une usine de fabrication de panneaux solaires (voir le paragraphe 6.5.2.1 (b) du présent document de référence).

#### (b) Participations et partenariats dans l'industrie photovoltaïque

Le Groupe entend également sécuriser son approvisionnement en prenant des positions dans les différentes étapes de l'industrie photovoltaïque, au travers de prises de participations et de partenariats stratégiques, là où ces prises de position s'avèrent nécessaires ou apportent un avantage concurrentiel fort.

#### *Partenariat avec First Solar*

En juillet 2009, EDF Energies Nouvelles et First Solar ont signé un accord stratégique portant sur la construction de la plus grande usine française de fabrication de panneaux solaires. Cette usine, dont la capacité initiale sera de plus de 100 MWc par an, produira des panneaux solaires utilisant la technologie photovoltaïque à couche mince de First Solar.

EDF Energies Nouvelles financera la moitié de l'investissement et des coûts de démarrage de l'usine et bénéficiera, pour son propre approvisionnement, de la totalité de la production du site pendant les dix premières années. First Solar construira et exploitera l'usine ; la construction devrait débuter au second semestre 2010 et l'usine devrait fonctionner à plein régime en 2012. L'usine, qui sera implantée à Blanquefort (Gironde), devrait créer jusqu'à 400 emplois dans la région Aquitaine et représente un investissement total de près de 100 millions d'euros.

#### *Partenariat avec Nanosolar*

En mars 2008, la Société a conclu un accord de partenariat avec la société américaine Nanosolar, qui exploite une technologie innovante de fabrication de cellules photovoltaïques à base de couches minces par impression au Cuivre Indium Gallium Sélénium (CIGS). Cet accord prévoit notamment que le Groupe a accès à partir de 2010 à une partie de la production de panneaux photovoltaïques de Nanosolar à des prix compétitifs pour ses centrales photovoltaïques en Amérique du Nord et en Europe. En outre, le Groupe, par le biais d'EDF Energies Nouvelles Réparties, a également pris une participation dans Nanosolar, correspondant à un investissement de 50 millions de dollars (soit environ 31 millions d'euros).

#### (c) Partenariat avec la Banque Européenne d'Investissement

En décembre 2009, EDF Energies Nouvelles et la Banque européenne d'investissement (BEI) ont conclu un protocole d'accord sur la mise en place d'une structure de financement innovante d'un portefeuille de projets photovoltaïques du Groupe en France et en Italie représentant un investissement total de 1,2 milliard d'euros. L'enveloppe globale allouée par la BEI est de 500 millions d'euros.

Le programme d'investissement visé par les accords concerne le développement par le Groupe de projets photovoltaïques sur la période 2010-2012. Ces projets, actuellement en cours de développement ou de construction, seront tous équipés de la technologie photovoltaïque dite à couche mince conçue par la société américaine First Solar. Le cadre de financement prévoit que chaque projet sera réalisé conjointement avec plusieurs banques commerciales, chacun des financements étant indépendant des autres. La participation de la BEI représentera jusqu'à 50 % du financement total de chaque projet.

Deux projets pilotes, la centrale solaire au sol du Gabardan en France (trois tranches de 12 MWc, Landes) et la centrale solaire au sol de Loreo en Italie (12,5 MWc, Vénétie), seront financés début 2010 dans le cadre de ce protocole d'accord. La structure de financement qui sera mise en place à cette occasion sera ensuite répliquée pour chacun des autres investissements inscrits dans ce programme. Ce mécanisme permettra une mise en place simplifiée pour tous les autres projets au fur et à mesure de leur mise en construction.

### 6.5.2.2 Les centrales photovoltaïques du Groupe

Au 31 décembre 2009, le Groupe dispose d'un portefeuille de projets de centrales photovoltaïques en développement de 2 910 MWc, dont 138,8 MWc en construction (94,5 MWc étant destinés à être détenus en propre), 174 MWc autorisés et 2 597 MWc en développement. Par ailleurs, il dispose, à cette même date, d'une capacité installée de 80,9 MWc (dont 68,2 MWc détenus en propre), soit un quadruplement des capacités par rapport au 31 décembre 2008. En 2009, le Groupe a mis en service 60,1 MWc supplémentaires en capacité brute et 55 MW en capacité nette. Le Groupe s'était fixé en 2008 pour objectif d'atteindre au 31 décembre 2009 une capacité solaire brute installée ou en construction de 100 à 150 MWc ; avec 219,7 MWc, cet objectif a donc été largement dépassé.

Au travers de ses équipes de développeurs et de ses partenariats, le Groupe se développe actuellement dans le solaire photovoltaïque au sol et en toiture dans six pays principaux : France, Italie, Espagne, Grèce, États-Unis et Canada.

#### (a) Europe

Au 31 décembre 2009, le Groupe dispose en Europe de 28 centrales en service d'une capacité totale installée de 51,5 MWc (dont 38,8 MWc détenus en propre), ce qui représentait plus de 63 % de la capacité totale installée du Groupe en solaire photovoltaïque. Par ailleurs, à cette même date, le Groupe disposait en Europe d'un portefeuille de centrales en construction d'une capacité cumulée de 138,7 MWc.

En Europe, le Groupe se développe dans le solaire photovoltaïque principalement dans quatre pays : France, Italie, Espagne et Grèce. Il s'agit de pays de l'Union Européenne bénéficiant de conditions d'ensoleillement et de conditions tarifaires permettant d'envisager des niveaux de rentabilité satisfaisants.

#### France

En France, le marché du solaire photovoltaïque était historiquement un marché orienté vers les applications en sites isolés. A partir de la fin des années 1990, le marché français s'est peu à peu réorienté vers les applications dites raccordées au réseau. Le développement du marché français du photovoltaïque est rapide mais concerne des volumes encore faibles par rapport à ses voisins européens et est ralenti par la longueur des délais de raccordement des installations au réseau. Fin 2009, la France disposait d'une capacité installée cumulée de près de 268 MWc, soit un quasi-triplement par rapport à 2008 (*Source : ministère de l'Écologie, de l'Énergie et du Développement durable*). Par ailleurs, en 2008, dans le cadre du Grenelle de l'Environnement, le Comité Opérationnel des Énergies Renouvelables (Comop ENR) a fixé pour la France un objectif de 1 100 MWc de capacité installée cumulée dans la filière solaire photovoltaïque à horizon 2012 (*Source : Comop ENR*).

Près de la moitié de la puissance installée jusqu'à présent l'a été dans les départements d'outre-mer (DOM – Guadeloupe, Guyane, Martinique, Réunion) ; ceci s'explique par les mécanismes de défiscalisation mis en place et un tarif d'achat de l'électricité d'origine photovoltaïque plus élevé qu'en France métropolitaine (*Source : Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie*). A la date du présent document de référence, la Corse bénéficie également d'un tarif plus favorable que celui de la France continentale (voir le paragraphe 6.7 du présent document de référence).

Au 31 décembre 2009, le Groupe dispose en France de six centrales photovoltaïques en exploitation d'une capacité cumulée de 25,9 MW, toutes mises en service en 2008 et 2009.

En 2009, EDF Energies Nouvelles a mis en service la centrale au sol de la Roseraie à La Réunion (10,5 MWc) ainsi que les centrales au sol de Sainte Tulle (4,1 MWc) et Manosque (3,9 MWc) dans les Alpes de Haute-Provence. La centrale de la Roseraie est la plus grande centrale photovoltaïque au sol implantée dans les DOM-TOM.

Au 31 décembre 2009, le portefeuille de centrales photovoltaïques du Groupe en exploitation en France était le suivant :

Site	Capacité (en MWc)	Date de mise en service	Détention (en %)
Narbonne (Aude)	7,1	décembre 2008	100,0 %
Montesquieu (Gironde)	0,1	décembre 2008	100,0 %
Themis (Pyrénées Orientales)	0,2	décembre 2008	100,0 %
La Roseraie (La Réunion)	10,5	décembre 2009	100,0 %
Sainte Tulle (Alpes de Haute Provence)	4,1	décembre 2009	100,0 %
Manosque (Alpes de Haute Provence)	3,9	décembre 2009	100,0 %
<b>TOTAL</b>	<b>25,9</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>
<b>TOTAL - PART DU GROUPE</b>	<b>25,9</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>

Au 31 décembre 2009, le Groupe disposait en France d'un portefeuille de projets photovoltaïques en développement de 1 562 MWc (soit près de la moitié du portefeuille de projets photovoltaïques en développement du Groupe), dont 192 MWc en Corse et dans les DOM-TOM. Le Groupe poursuivait notamment la construction de la centrale de Gabardan dans les Landes (dont la capacité pourrait atteindre 76 MWc au total), en partie pour compte de tiers et en partie pour compte propre (26 MWc).

Le Groupe s'appuie notamment sur son partenariat avec la société allemande Beck Energy au sein de la société Colsun, créée en décembre 2008 et dont les activités sont centrées sur la construction de centrales solaires au sol et la réalisation du lot électrique pour les projets en toiture.

Dans le cadre du nouveau système tarifaire mis en place début 2010 (voir le paragraphe 6.7.3 du présent document de référence), qui prévoit notamment l'application au tarif au sol d'un coefficient de régionalisation destiné à mieux équilibrer la répartition des projets photovoltaïques sur le territoire, le Groupe entend développer ses projets dans une large moitié sud de la France.

Au 31 décembre 2009, le portefeuille de projets de centrales photovoltaïques en service en Italie était le suivant :

Site	Capacité (en MWc)	Date de mise en service	Détention (en %)
Bosco (Ombrie)	0,9	novembre 2007	47,5 %
Vascigliano (Ombrie)	0,8	avril 2008	47,5 %
Dolci (Ombrie)	0,4	août 2008	47,5 %
San Faustino (Ombrie)	1,0	août 2008	47,5 %
Thyssen Krupp (Ombrie)	0,7	octobre 2008	47,5 %
Veglie (Pouilles)	0,9	novembre 2008	47,5 %
Lequile (Pouilles)	1,0	décembre 2008	47,5 %
Villacidro ASI A (Sardaigne)	0,9	janvier 2009	95,0 %
Villacidro ASI B (Sardaigne)	0,9	janvier 2009	95,0 %
Villacidro ASI C (Sardaigne)	0,9	janvier 2009	95,0 %
San Pietro Vernotico 3 (Pouilles)	1,0	juin 2009	95,0 %
Camerata Picena (Marches)	0,8	octobre 2009	47,5 %
Santa Sofia (Ombrie)	3,1	novembre 2009	47,5 %
Camerata Picena 4 (Marches)	0,9	décembre 2009	47,5 %
Lequile 5 (Pouilles)	1,0	décembre 2009	47,5 %
Lequile 6 (Pouilles)	1,0	décembre 2009	47,5 %
Galatone (Pouilles)	0,9	décembre 2009	47,5 %
San Pietro Vernotico 1 (Pouilles)	0,9	décembre 2009	95,0 %
San Pietro Vernotico 2 (Pouilles)	0,9	décembre 2009	95,0 %
<b>TOTAL</b>	<b>18,9</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>
<b>TOTAL - PART DU GROUPE</b>	<b>11,6</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>

Le Groupe dispose par ailleurs en Italie d'un portefeuille de projets photovoltaïques en développement de 270 MWc, dont 47,2 MWc en construction. En 2009, le Groupe a ainsi lancé la construction de plusieurs centrales d'envergure, dont celles de Priolo (13,5 MWc) et Loreo (12,6 MWc).

### Italie

En Italie, le marché du solaire photovoltaïque est marqué par la présence de nombreux acteurs de petite et moyenne taille, encouragés par les tarifs d'achat favorables mis en place par les pouvoirs publics. Fin 2009, l'Italie disposait d'une capacité installée cumulée de 900 MWc, soit plus du double de 2008 (Source : GSE). La concurrence y est forte pour la sécurisation des terrains disponibles ; par ailleurs, les procédures administratives en vue de l'obtention des autorisations nécessaires au développement et à la réalisation d'une centrale photovoltaïque ainsi qu'au raccordement au réseau public s'avèrent encore longues et complexes.

Au 31 décembre 2009, le Groupe dispose en Italie de 19 centrales photovoltaïques en exploitation d'une capacité cumulée de 18,9 MWc. En 2009, le Groupe a mis en service la centrale de Santa Sofia (3,1 MWc) en Ombrie, ainsi que onze autres centrales ayant des capacités comprises entre 0,8 et 1 MWc.

Le portefeuille de projets de centrales photovoltaïques du Groupe en construction en Italie au 31 décembre 2009 était le suivant :

Site	Capacité (en MWc)	Date de mise en service prévue	Détention (en %)
Camerata Picena 5 (Marches)	0,9	1 <sup>er</sup> trimestre 2010	47,5 %
San Severo (Pouilles)	0,9	2 <sup>e</sup> trimestre 2010	95,0 %
Stornarella (Pouilles)	0,9	2 <sup>e</sup> trimestre 2010	95,0 %
San Demetrio (Pouilles)	1,0	2 <sup>e</sup> trimestre 2010	47,5 %
Torre Santa Susanna (Pouilles)	0,9	2 <sup>e</sup> trimestre 2010	95,0 %
Leporano (Pouilles)	0,9	2 <sup>e</sup> trimestre 2010	47,5 %
Adelfia (Pouilles)	0,9	2 <sup>e</sup> trimestre 2010	47,5 %
Palagiano (Pouilles)	0,9	2 <sup>e</sup> trimestre 2010	47,5 %
Casamassima (Pouilles)	0,9	2 <sup>e</sup> trimestre 2010	95,0 %
Noicattaro (Pouilles)	1,0	3 <sup>e</sup> trimestre 2010	47,5 %
Giovinazzo 1 (Pouilles)	1,0	3 <sup>e</sup> trimestre 2010	66,5 %
Lecce 2 (Pouilles)	0,9	3 <sup>e</sup> trimestre 2010	95,0 %
Ajello 1 (Sicile)	1,0	3 <sup>e</sup> trimestre 2010	95,0 %
Terralba 1 (Sardaigne)	2,0	3 <sup>e</sup> trimestre 2010	95,0 %
Giovinazzo 2 (Pouilles)	1,0	3 <sup>e</sup> trimestre 2010	66,5 %
Molfetta 1 (Pouilles)	0,9	3 <sup>e</sup> trimestre 2010	66,5 %
Terlizzi 1 (Pouilles)	0,8	4 <sup>e</sup> trimestre 2010	66,5 %
Loreo (Vénétie)	12,6	4 <sup>e</sup> trimestre 2010	95,0 %
Priolo (Sicile)	13,5	4 <sup>e</sup> trimestre 2010	85,5 %
Melfi (Basilicate)	4,3	4 <sup>e</sup> trimestre 2010	66,5 %
<b>TOTAL</b>	<b>47,2</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>
<b>TOTAL - PART DU GROUPE</b>	<b>38,6</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>

### Espagne

En Espagne, de nombreux fonds d'investissement, sociétés immobilières et fournisseurs d'électricité ont investi dans le solaire photovoltaïque, encouragés par un cadre législatif et réglementaire incitatif ; en 2008, ce contexte a néanmoins évolué avec des

conditions d'achat de l'électricité moins favorables. Devant ce fort développement, le gouvernement espagnol a en outre décidé de limiter à 500 MWc par an les autorisations de nouvelles centrales en 2009 et 2010. Fin 2009, l'Espagne disposait d'une capacité totale installée de 3 501 MWc (Source : CNE).

Au 31 décembre 2009, le portefeuille de centrales photovoltaïques du Groupe en service en Espagne était le suivant :

Site	Capacité (en MWc)	Date de mise en service	Détention (en %)
Puente de Genave (Andalousie)	2,1	juin 2008	19,0 %
Ecija (Andalousie)	2,1	septembre 2008	19,0 %
San Martin de Pusa (Castille La Mancha)	2,5	septembre 2008	19,0 %
<b>TOTAL</b>	<b>6,7</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>
<b>TOTAL - PART DU GROUPE</b>	<b>1,3</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>

Par ailleurs, le Groupe détient, depuis 2008, 90 % du capital de la société Fotosolar, société espagnole qui opère dans le développement, la construction et la maintenance de centrales photovoltaïques au sol et en toiture.

Au 31 décembre 2009, le Groupe disposait en Espagne d'un portefeuille de projets photovoltaïques en développement de 165 MWc, dont 28,3 MWc en construction. En 2009, le Groupe a ainsi lancé la construction de deux centrales photovoltaïques de 11,4 MWc et d'une centrale de 5,5 MWc.



Le portefeuille de projets de centrales photovoltaïques du Groupe en construction en Espagne au 31 décembre 2009 était ainsi le suivant :

Site	Capacité (en MWc)	Date de mise en service prévue	Détention (en %)
Casatejada (Extremadura)	11,4	1 <sup>er</sup> trimestre 2010	100,0 %
Valdecaballeros (Extremadura)	11,4	2 <sup>e</sup> trimestre 2010	100,0 %
La Rambla (Andalousie)	5,5	2 <sup>e</sup> trimestre 2010	19,0 %
<b>TOTAL</b>	<b>28,3</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>
<b>TOTAL - PART DU GROUPE</b>	<b>23,8</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>

La centrale de Casatejada (11,4 MWc) a été mise en service en mars 2010.

### Grèce

Fin 2009, la Grèce disposait d'une capacité totale installée de 40 MWc, soit un doublement par rapport à 2008 (Source : DESMIE). De grands acteurs de l'éolien entendent se développer sur le marché du solaire photovoltaïque, tel que PPC Renewables, filiale de l'électricien national Public Power Corporation (PPC). Le développement des projets photovoltaïques y est conduit par EEN Hellas et RETD, filiales d'EDF Energies Nouvelles.

Au 31 décembre 2009, le Groupe disposait en Grèce d'un portefeuille de projets photovoltaïques en développement de 130 MWc, dont 6 MWc en construction. Le Groupe construisait ainsi une centrale photovoltaïque au sol d'une capacité de 6 MWc à Xirokambi dans le Péloponnèse ; sa mise en service est prévue pour le troisième trimestre 2010.

Au 31 décembre 2009, le portefeuille de centrales photovoltaïques du Groupe en service aux États-Unis était ainsi le suivant :

Site	Capacité (en MWc)	Date de mise en service	Détention (en %)
Fresno (Californie)	0,2	janvier 2008	100,0 %
Sacramento SMUD (Californie)	1,2	août 2008	100,0 %
Black River (New Jersey)	0,1	mars 2008	100,0 %
Hall's Warehouse (New Jersey)	1,8	janvier 2009	100,0 %
Bayshore Recycling (New Jersey)	0,7	février 2009	100,0 %
Steven's Institute (New Jersey)	0,1	avril 2009	100,0 %
Carrier Clinic (New Jersey)	1,8	décembre 2009	100,0 %
<b>TOTAL</b>	<b>6,0</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>
<b>TOTAL - PART DU GROUPE</b>	<b>6,0</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>

Au 31 décembre 2009, le Groupe disposait aux États-Unis d'un portefeuille de projets photovoltaïques en développement de 618 MWc.

### Canada

Le Groupe, prenant appui sur la notoriété acquise dans l'éolien avec un programme portant sur 954 MW (voir le paragraphe 6.5.1.2 (b) du présent document de référence), développe également un portefeuille de projets de centrales photovoltaïques au Canada. La plupart de ces projets sont situés dans l'Ontario. Ils sont conduits par EDF EN Canada, la filiale canadienne du Groupe.

### (b) Amérique du Nord

#### États-Unis

Fin 2008, les États-Unis disposaient d'une capacité totale installée de 1 173 MWc, soit une progression de 41,2 % par rapport à 2007 (Source : EPIA). Le marché devrait bénéficier du renouvellement de l'Investment Tax Credit jusqu'en 2016 ainsi que des engagements affichés par la nouvelle administration américaine.

Au cours de l'exercice 2009, enXco a mis en service quatre centrales photovoltaïques aux États-Unis, toutes situées dans le New Jersey, d'une capacité cumulée de 4,4 MWc.

Au 31 décembre 2009, le Groupe disposait d'une grande centrale photovoltaïque au sol ; cette centrale, située à Arnprior (Ontario) et détenue en propre, a une capacité de 23,4 MWc et compte plus de 300 000 panneaux solaires fournis par First Solar. Mise en service en 2009, cette centrale est la première réalisation du Groupe au Canada.

Le Groupe disposait au Canada au 31 décembre 2009 d'un portefeuille de projets photovoltaïques en développement de 48 MWc.

### 6.5.3 HYDRAULIQUE

L'hydraulique a représenté en 2009 3,3 % des ventes d'électricité du Groupe. Au 31 décembre 2009, le Groupe disposait en hydraulique de 128,4 MW installés (dont 101,4 MW détenus en propre), soit 4,4 % de la capacité installée totale du Groupe.

#### (a) France

L'énergie hydraulique est la plus ancienne des énergies renouvelables. La petite hydraulique est une activité historique du

Groupe ; elle est la première technologie dans laquelle EDF Energies Nouvelles a développé son savoir-faire et ce, avant même l'entrée au capital d'EDF. Aujourd'hui, la filière connaît peu d'évolution en raison d'un nombre limité d'opportunités de développement en Europe et aux États-Unis. Néanmoins, le bon fonctionnement des centrales en période d'hydraulicité favorable assure au Groupe des revenus récurrents.

Au 31 décembre 2009, EDF Energies Nouvelles exploite sept usines hydroélectriques, dans le Rhône (une), en Corse (quatre) et en Guadeloupe (deux), d'une capacité cumulée de 18,4 MW. Le tableau ci-dessous présente le portefeuille de centrales hydrauliques du Groupe en exploitation en France au 31 décembre 2009 :

Site	Capacité (en MWc)	Date de mise en service	Détention (en %)
Couzon (Rhône)	3,5	1983	100 %
Via Nova (Corse)	1,5	1989	100 %
Asco (Corse)	4,7	1990/1992	100 %
Carbet (Guadeloupe)	3,5	1993	100 %
Canal Saint Louis (Guadeloupe)	0,5	1995	100 %
Scopamène (Corse)	3,6	1998	100 %
Soccia (Corse)	1,1	1998	100 %
<b>TOTAL</b>	<b>18,4</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>
<b>TOTAL - PART DU GROUPE</b>	<b>18,4</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>

#### (b) Bulgarie

EDF Energies Nouvelles est présent sur le marché de l'hydraulique bulgare depuis 2000 soit seule, soit sous forme de partenariats. Au 31 décembre 2009, le Groupe disposait de trois sites de production en Bulgarie : Pirin-Spanchevo (deux usines d'une capacité totale

de 49 MW, en partenariat avec un industriel bulgare - LITEX -), Passarel-Kokaliane (deux usines d'une capacité totale de 56 MW) et Ogosta (une usine d'une capacité totale de 5 MW, en partenariat avec le ministère bulgare de l'Agriculture).

Au 31 décembre 2009, le portefeuille de centrales hydroélectriques du Groupe en exploitation en Bulgarie se répartissait comme suit :

Site	Capacité (en MWc)	Date de mise en service	Détention (en %)
Passarel-Kokaliane	56,0	1954 et 1981	100 %
Pirin-Spanchevo	49,0	1981 et 1993	50 %
Ogosta	5,0	2002	50 %
<b>TOTAL</b>	<b>110,0</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>
<b>TOTAL - PART DU GROUPE</b>	<b>83,0</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>

Par ailleurs, le Groupe réalise actuellement la construction d'une usine hydroélectrique d'une capacité de 3 MW à Germanea ; sa mise en service est prévue pour le deuxième trimestre 2010.

Enfin, le Groupe s'appuie sur son implantation historique en Bulgarie pour y développer sa présence dans le photovoltaïque, où il dispose d'un portefeuille de projets en développement de 117 MWc.



### 6.5.4 BIOMASSE

La biomasse a représenté en 2009 5,4 % des ventes d'électricité du Groupe. Au 31 décembre 2009, le Groupe disposait en biomasse de 26 MW installés (dont 18,2 MW détenus en propre), soit 0,9 % de la capacité totale installée du Groupe.

EDF Energies Nouvelles détient, par l'intermédiaire de sa filiale à 100 % SIIF Energies Iberica, en partenariat avec Hermanos Santa

Maria (un producteur d'huile d'olive), une usine située à Lucena (Andalousie) de 26 MW, valorisant 180 000 tonnes par an de résidus d'olives humides, réduits à 77 000 tonnes après extraction d'huile, des noyaux et séchage. L'usine de Lucena est composée d'une unité de cogénération de 12,8 MW (dont 9 MW détenus en propre) et d'une unité de biomasse de 13,2 MW (dont 9,2 MW détenus en propre).

### 6.5.5 PRODUCTION THERMIQUE ET COGÉNÉRATION À PARTIR D'ÉNERGIES FOSSILES

La cogénération et la production thermique à partir d'énergies fossiles ont représenté 6,5 % des ventes d'électricité du Groupe en 2009. Au 31 décembre 2009, le Groupe disposait de 57,1 MW installés (dont 34,0 MW détenus en propre par le Groupe), soit 1,9 % de la capacité installée totale du Groupe. Cette activité est exclusivement menée en France.

L'exploitation de centrales thermiques et de cogénération à partir d'énergies fossiles est une activité historique, qui ne constitue plus un axe de développement pour le Groupe. Au cours de l'exercice

2009, le Groupe a ainsi cédé les centrales de cogénération de Chabossière (7,4 MW) et de Seclin (5,0 MW).

Au 31 décembre 2009, EDF Energies Nouvelles exploite deux centrales de cogénération en métropole dans le cadre de contrats comportant une obligation d'achat pour EDF et deux centrales thermiques outre-mer dans le cadre de contrats à long terme (Guadeloupe, Saint-Martin) d'une capacité cumulée de 57,1 MW, soit respectivement 26,8 MW pour la cogénération et 30,3 MW pour le thermique.

Le portefeuille d'usines de cogénération à partir d'énergies fossiles du Groupe en exploitation, en France, au 31 décembre 2009 était le suivant :

Site	Capacité (en MW)	Date de mise en service	Détention (en %)
Mulhouse	7,6	mars 1998	100 %
Cogeri	19,2	novembre 1998	35 %
<b>TOTAL</b>	<b>26,8</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>
<b>TOTAL - PART DU GROUPE</b>	<b>14,3</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>

Le portefeuille d'installations de production thermique du Groupe en exploitation, en France, au 31 décembre 2009 était le suivant :

Site	Capacité (en MW)	Date de mise en service	Détention (en %)
Energies Antilles (Jarry)	16,7	juin 2000	65 %
Energies Saint-Martin	13,6	septembre 2003	65 %
<b>TOTAL</b>	<b>30,3</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>
<b>TOTAL - PART DU GROUPE</b>	<b>19,7</b>	<b>N.A.</b>	<b>N.A.</b>

### 6.5.6 ÉNERGIES RENOUVELABLES RÉPARTIES

Depuis 2008, le Groupe a décidé d'accélérer le développement de sa présence dans les énergies réparties, prioritairement dans le solaire photovoltaïque distribué mais également dans les filières du bois énergie et des pompes à chaleur. Ce développement est conduit par l'intermédiaire d'EDF Energies Nouvelles Réparties (« EDF ENR »), société détenue à parité avec EDF et consolidée par

intégration globale dans les comptes d'EDF Energies Nouvelles depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2008.

Les principales technologies couvertes par le Groupe dans le cadre des énergies renouvelables réparties sont les suivantes :

- le solaire photovoltaïque distribué : les panneaux photovoltaïques situés sur le toit de bâtiments produisent de l'électricité vendue au réseau électrique ;

- le bois énergie : poêles, inserts, et cheminées à foyer fermé sont des appareils qui permettent de chauffer l'air ou d'alimenter un chauffage central ; ils brûlent du bois sous forme de bûches ou de granulés ; et
- les pompes à chaleur : ce sont des systèmes thermodynamiques qui « pompent » les calories gratuites du milieu ambiant (air, eau ou sol) pour les restituer dans le bâtiment afin d'y assurer le chauffage ou la production d'eau chaude sanitaire ; ces systèmes performants consomment une quantité d'électricité plusieurs fois inférieure à l'énergie restituée.

### (a) 2009 : une année de décollage pour le solaire photovoltaïque distribué

Dans le cadre de son développement dans le solaire photovoltaïque distribué, le Groupe réalise des installations de panneaux photovoltaïques visant deux types de marché distincts :

- d'une part, les clients particuliers souhaitant installer des panneaux photovoltaïques d'une capacité inférieure à 3 kWc sur le toit de leur maison ; et
- d'autre part, une clientèle de professionnels (entreprises, agriculteurs et collectivités locales) à travers l'installation de grandes surfaces de panneaux photovoltaïques d'une capacité de l'ordre de 20 à 150 kWc sur les toits de grands bâtiments privés ou publics (tels que des groupes scolaires, des hangars, des bâtiments à usage commercial et de grandes surfaces résidentielles), les installations d'une capacité supérieure à 150 kWc étant généralement prises en charge par EDF EN France.

Cette activité est conduite en partenariat avec Photon Power Technologies, filiale du Groupe. Créée en 2006, le Groupe y a pris une participation minoritaire de 20 % en 2007 puis, en janvier 2009, a acquis une participation complémentaire de 31 %. Les actionnaires minoritaires de la société ont consenti au Groupe une promesse de vente de la totalité de leurs actions (soit 49 % du capital), qui pourra être levée jusqu'au 30 avril 2010.

EDF ENR et Photon Power Technologies proposent des offres complètes incluant équipements et services aux entreprises, aux professionnels et aux particuliers, en s'appuyant notamment sur un réseau d'installateurs qualifiés et une équipe de vente solide (14 agences régionales, un centre d'appels...). En 2009, EDF ENR et Photon Power Technologies ont ainsi installé chez les particuliers 3 460 systèmes photovoltaïques (soit près de 10 MWc) contre 1 045 en 2008.

En complémentarité de ces activités, EDF ENR a, depuis 2008, conclu divers partenariats afin de développer l'offre du Groupe dans le photovoltaïque distribué, notamment auprès des particuliers.

EDF ENR a ainsi conclu des accords de partenariat avec des constructeurs de maisons individuelles, en particulier avec les groupes français Maisons France Confort et Geoxia, deux des principaux acteurs sur le marché français. Centrés sur la mise à disposition de solutions photovoltaïques performantes et économiques, ces partenariats ont pour vocation de permettre aux particuliers d'intégrer concrètement et simplement les énergies renouvelables dans leur projet de maison neuve.

EDF ENR a également conclu des accords de partenariat avec divers établissements bancaires, relatifs à des solutions de financement pour l'installation d'équipements photovoltaïques chez les particuliers dans les maisons individuelles neuves ou existantes. EDF ENR a par ailleurs conclu un accord de partenariat avec l'assureur Generali afin que ses clients puissent être accompagnés par EDF ENR dans la mise en place d'installations photovoltaïques dans les maisons individuelles.

EDF ENR a enfin mis en place une joint-venture, Captelia, avec Imerys Terre Cuite pour le développement de tuiles photovoltaïques intégrées aux toitures ; les tuiles photovoltaïques développées par Captelia sont ainsi intégrées aux offres EDF ENR depuis fin 2009.

### (b) Les relais de croissance : les pompes à chaleur et le bois énergie

Outre l'accélération de son développement dans le solaire photovoltaïque distribué, le Groupe développe également sa présence dans les filières des pompes à chaleur et du bois énergie, qui constituent pour lui des relais de croissance.

#### (i) Les pompes à chaleur

##### *RIBO*

EDF ENR détient depuis 2009 100 % de la société RIBO, présente sur le marché français du chauffage thermodynamique réversible intégré par diffusion d'air. En 2009, RIBO a réalisé un chiffre d'affaires de 3,3 millions d'euros.

##### *Partenariat avec le groupe Stiebel Eltron*

Depuis 2008, EDF ENR est associé au groupe allemand Stiebel Eltron dans une entreprise conjointe dédiée à l'industrialisation d'une nouvelle pompe à chaleur à très haute performance destinée à la rénovation des maisons individuelles.

#### (ii) Le bois énergie

##### *Supra*

Le Groupe est présent dans la filière du chauffage à bois par l'intermédiaire de sa filiale Supra. Détenu à 81,28 % par le Groupe, Supra est une société française cotée sur le marché Euronext Paris (Compartiment C) spécialisée dans la conception, la fabrication et la commercialisation d'équipements de chauffage à bois destinés aux particuliers.

Supra a réalisé en 2009 un chiffre d'affaires de 72 millions d'euros.

### (c) Participations industrielles et en matière de recherche-développement

Dans le cadre du renforcement de sa présence dans les énergies réparties, le Groupe s'appuie sur plusieurs participations industrielles et sur des partenariats en matière de recherche-développement. A la date du présent document de référence, EDF ENR détient ainsi, directement ou indirectement, les participations suivantes :

**(i) Participations industrielles****Tenesol**

EDF ENR détient 50 % de la société Tenesol, aux côtés de Total, qui en détient également 50 %. Tenesol est présent dans la recherche-développement, la fabrication de modules solaires photovoltaïques, la conception, la commercialisation, l'installation, l'exploitation et la maintenance de systèmes photovoltaïques. Présent dans plus de 50 pays dans le monde, Tenesol a, en 2009, fabriqué plus de 500 000 modules photovoltaïques et réalisé un chiffre d'affaires de 249 millions d'euros.

**Jacques Giordano Industries**

EDF ENR détient une participation de 25 % dans la Société Jacques Giordano Industries (JGI), fabricant français de capteurs solaires thermiques.

**(ii) Partenariats en recherche-développement****PV Alliance**

Depuis 2007, EDF ENR est présent à hauteur de 40 % dans PV Alliance aux côtés de Photowatt International (40 %) et de CEA Investissement (20 %). Ce partenariat a pour objet la recherche de l'amélioration du rendement des cellules photovoltaïques à base de silicium cristallin.

**Photosil**

Depuis 2007, le Groupe, par l'intermédiaire de sa filiale Apollon Solar, est associé avec l'espagnol FerroAtlántica, pour développer l'exploitation industrielle d'un procédé de fabrication de silicium métallurgique purifié par torche à plasma (procédé Photosil), destiné à la fabrication de cellules photovoltaïques.

**Apollon Solar**

EDF ENR détient 40 % du capital de la société Apollon Solar, société française créée en 2001 et spécialisée dans la recherche de solutions scientifiques, techniques et technologiques destinées à réduire les coûts d'accès à l'énergie photovoltaïque.

**SilPro (Silicium de Provence)**

Depuis 2008, EDF ENR détenait une participation de 25,7 % dans la société Silicium de Provence (SilPro), dont l'objet était la construction et l'exploitation d'une usine de silicium raffiné destiné à l'industrie solaire photovoltaïque. Dans un contexte de crise financière et de baisse de la demande de silicium, SilPro a fait face à des difficultés importantes de financement, et a finalement été placée en liquidation judiciaire le 4 août 2009. Le montant total des engagements d'EDF Energies Nouvelles Réparties dans le projet SilPro, qui était de 20 millions d'euros, a été intégralement provisionné dans les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2009.

**6.5.7 BIOCARBURANTS**

EDF Energies Nouvelles est entré en 2007 à hauteur de 25 % au capital de la société Alcogroup, qui rassemble les activités de Production et Distribution d'éthanol de la société belge Alcofinance.

Cette opération a permis au Groupe de prendre position dans la filière des biocarburants et de profiter du savoir-faire et de l'expérience d'un leader européen du marché de l'éthanol, doté d'un puissant réseau commercial et logistique.

La réalisation d'une première unité de production d'éthanol carburant à Gand, en Belgique, mise en service en 2008, a constitué la première concrétisation de ce partenariat. Cette usine, dont Alcogroup détient 51 %, dispose d'une capacité de production de 150 000 m<sup>3</sup> par an.

## 6.5.8 BIOGAZ

Au 31 décembre 2009, le Groupe détenait quatre centrales biogaz en France et en Belgique d'une capacité cumulée de 3,0 MW (dont 2,6 MW détenus en propre) et six centrales d'une capacité cumulée de 4,5 MW étaient en cours de construction en France.

Le développement de la filière est conduit par la société belge Verdesis. Contrôlée par le Groupe depuis 2007, son activité est la commercialisation, l'installation et la maintenance d'équipements de traitement de biogaz issu de centres d'enfouissement, de stations d'épuration ou de la méthanisation de déchets agricoles.

## 6.5.9 ÉNERGIES MARINES

### Partenariat avec DCNS

En juillet 2009, EDF Energies Nouvelles et DCNS, leader européen des systèmes navals de défense, ont conclu un accord de partenariat portant sur le développement et la réalisation en Europe de projets dans les énergies marines.

Ce partenariat permettra aux deux sociétés d'unir leurs expertises respectives dans le développement, la réalisation et la maintenance en Europe de projets dans les énergies marines. Les projets qui pourraient être menés dans le cadre de ce partenariat concerneront des réalisations dans le domaine de l'énergie des vagues, de l'énergie des courants marins et de l'énergie thermique

des mers. Les premières réalisations pourraient voir le jour dans les DOM-TOM.

### Partenariat avec Carnegie

En 2008, le Groupe a conclu un accord de partenariat avec Renewable Energy Holding (REH), société britannique investissant dans les technologies des énergies renouvelables. Ce partenariat a pour objectif de développer et déployer un procédé innovant d'utilisation de l'énergie des vagues (CETO) dans des projets de production d'électricité. En 2009, la société australienne Carnegie est venue aux droits de REH au titre de ce partenariat.

## 6.5.10 ACTIVITÉ DE DÉVELOPPEMENT-VENTE D'ACTIFS STRUCTURÉS

Dans le cadre de son activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés, le Groupe développe et construit pour compte de tiers des projets éoliens et solaires. Cette activité a notamment été développée afin de permettre au Groupe de réaliser et céder à des tiers des projets qui ne respectent pas ses critères d'investissement, de réaliser des projets dans certains États des États-Unis où les *utilities* locales ont une politique de propriété des centrales, et surtout de couvrir la plus grande partie de ses frais de développement et de structure. La cession de chaque projet comprend en général le développement, la construction ainsi que l'exploitation-maintenance.

Dans le contexte actuel de crise financière, l'activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés a particulièrement bien résisté avec un ralentissement limité en 2009, après l'année exceptionnelle de 2008.

A ce jour, EDF Energies Nouvelles entreprend son activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés à la fois en Europe (notamment en France) et aux États-Unis.

### L'activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés en Europe

Au cours de l'année 2009, le Groupe a poursuivi son activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés en France avec la cession du parc éolien de Fierville (Calvados), d'une capacité de 28 MW, et

d'une partie (2,3 MW) du parc éolien de Castanet (Hérault). Le Groupe a également cédé en 2009 la centrale solaire de Mangassaye, sur l'île de la Réunion, d'une capacité de 5,1 MWh ainsi que 11,6 MWh de projets solaires photovoltaïques en toiture en France (toitures industrielles et commerciales, hangars agricoles).

### L'activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés aux États-Unis

Au cours de l'année 2009, enXco a poursuivi son activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés et mis en service et livré à Wisconsin Public Service Corporation (WSPC) le parc éolien de Crane Creek (Iowa), d'une capacité de 99 MW, et a vendu à Kansas City Power and Light une partie du projet éolien de Spearville 2 (Kansas), d'une capacité de 48 MW.

Par ailleurs, dans le cadre de son activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés, enXco réalise le parc de Nobles (Minnesota), d'une capacité de 201 MW, pour le compte d'Xcel Energy, et achève le parc de Linden (État de Washington), d'une capacité de 50 MW, pour le compte de Southern California Public Power Company (SCPPA). Enfin, le Groupe a également conclu en 2009 un accord avec Xcel Energy en vue de la réalisation d'un parc éolien d'une capacité de 150 MW à Merricourt (Dakota du Nord), qui devrait être livré en 2011.

### 6.5.11 ACTIVITÉ D'EXPLOITATION - MAINTENANCE

---

Dans le cadre de l'exploitation des parcs éoliens et des centrales photovoltaïques, la division Opération et Maintenance du Groupe assure la supervision à distance des installations. Ce dispositif de supervision, propre à EDF Energies Nouvelles, est mis en œuvre systématiquement sur les nouveaux parcs éoliens et centrales photovoltaïques (à l'exception, pour l'éolien, des machines de faible puissance aux États-Unis et dans les DOM) et permet de conduire ou de superviser à distance le fonctionnement des installations, mesurer leurs performances en temps réel ainsi que de collecter les données nécessaires à l'analyse et à la correction des écarts aux prévisions.

Bénéficiant déjà d'une expérience et d'une capacité d'ingénierie qui constituent de réels atouts sur un marché mondial, le Groupe souhaite accélérer le développement de ses compétences dans le domaine de l'exploitation et maintenance pour ses activités européennes en s'appuyant notamment sur l'expérience de sa

structure américaine dans l'éolien (enXco assure l'exploitation maintenance de près de 5 400 turbines, soit près de 4 720 MW) et sur sa participation dans REETEC.

Le Groupe détient en effet depuis 2007 28 % de la société allemande REETEC, société de prestation de services dans le domaine de l'éolien (levage de turbines, connexion aux réseaux électriques, installation de câbles, maintenance...). REETEC assure pour le Groupe la maintenance lourde nécessitant des moyens de logistique importants ou une expertise technique particulière. En parallèle, en complément au dispositif permettant d'assurer la supervision et la conduite des moyens de production, le Groupe développe des capacités d'achat et de stockage des pièces de rechange et d'intervention au titre de la maintenance préventive et corrective des installations. Un centre européen dédié à ces opérations a été mis en service en 2009 dans le sud de la France, à proximité de Béziers.

## 6.6 Facteurs de dépendance

Les informations concernant les facteurs de dépendance du Groupe figurent au Chapitre 4 « Facteurs de risques » du présent document de référence.

## 6.7 Environnement législatif et réglementaire

### 6.7.1 LE CADRE INTERNATIONAL

---

Le 9 mai 1992, de nombreux États ont adopté à New York la Convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques. L'objectif de cette convention est de « stabiliser les concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère à un niveau qui empêche toute perturbation entropique dangereuse du système climatique ». La Convention est entrée en vigueur le 21 mars 1994.

Le 11 décembre 1997, les États parties à la Convention ont adopté un protocole à celle-ci : le Protocole de Kyoto, entré en vigueur le

16 février 2005. Le Protocole de Kyoto partage le même objectif que la Convention, mais la renforce de manière significative en introduisant des objectifs individuels et contraignants à atteindre par les parties. Chaque partie se voit ainsi assigner, durant la période 2008-2012, un objectif individuel de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre aboutissant globalement à une baisse d'au moins 5 % par rapport aux niveaux de 1990.

### 6.7.2 LA RÉGLEMENTATION COMMUNAUTAIRE

---

Le Protocole de Kyoto a été ratifié par l'Union Européenne et ses États membres le 31 mai 2002. L'Union Européenne, en tant que signataire, s'est vue assigner un objectif de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre de 8 %.

La promotion de l'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables est au premier rang des priorités de l'Union Européenne, notamment en ce qu'elle permet une accélération de la réalisation des objectifs du Protocole de Kyoto. L'Union Européenne a ainsi fixé pour l'ensemble des États un objectif de 12 % de la consommation intérieure brute d'énergie et 21 % de la consommation d'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables en 2010 (pour l'Europe des 27).

La stratégie de l'Union Européenne en faveur des énergies renouvelables a été transcrite dans la réglementation en particulier par la directive 2001/77/CE du Parlement européen et du Conseil du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité (dite directive « Énergies Renouvelables »).

La directive « Énergies Renouvelables » encourage le développement de l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables (il s'agit des sources d'énergie non fossiles renouvelables telles que l'énergie éolienne, solaire, hydroélectrique, biomasse, gaz de décharge, etc.). La directive fixe des objectifs nationaux aux États membres concernant la part de l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables dans la consommation brute d'électricité en 2010 (voir le paragraphe 6.4 du présent document de référence).

En outre, la directive 2009/28/CE du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables est venue prolonger les objectifs ambitieux de la directive « Énergies Renouvelables » en fixant pour objectif que la part d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation finale d'énergie au sein de l'Union Européenne (27 pays) atteigne 20 % d'ici 2020 (voir le paragraphe 6.4 du présent document de référence).

### 6.7.3 LES RÉGLEMENTATIONS NATIONALES

Le tableau ci-dessous résume les différents régimes de soutien aux énergies éolienne et solaire en vigueur à la date du présent document de référence dans chacun des principaux pays dans lesquels le Groupe développe sa présence :

Pays	Régimes de soutien aux énergies renouvelables (éolien et solaire)
Belgique	Certificats verts délivrés pendant 10 à 20 ans (prix plancher garanti, variable selon les filières) et amortissement accéléré sur une partie de l'investissement
Canada	Amortissement accéléré pour les entreprises productives d'énergie Quotas obligatoires d'énergies renouvelables dans la plupart des provinces Appels d'offres Obligation d'achat (contrat de 20 ans pour les fermes solaires) Tarif d'achat fixe sur 20 ans dans l'Ontario
Espagne	Obligation d'achat (contrats de 25 ans et tarifs réglementés pour les fermes solaires)
États-Unis	Crédit d'impôt ( <i>Production Tax Credit</i> pour les parcs éoliens et <i>Investment Tax Credit</i> pour les fermes solaires et les parcs éoliens) Amortissement accéléré Programmes incitatifs de crédit d'impôt ou de tarifs d'achat de l'électricité ou subventions (dans certains États) Quotas obligatoires d'énergies renouvelables ( <i>Renewable Portfolio Standards</i> ) fixés dans 29 États et le District de Columbia
France	Obligation d'achat (contrats non renouvelables de 15 ans pour l'éolien ou de 20 ans pour le solaire, conclus avec EDF ou un distributeur non nationalisé à des prix réglementés) Appels d'offres Mesures fiscales incitatives
Grèce	Obligation d'achat (contrats de 10 ans renouvelables une fois pour l'éolien et de 20 ans pour le solaire conclus avec les opérateurs des réseaux de transport ou de distribution) Subventions d'investissement jusqu'à 40 % du coût du projet
Italie	Certificats verts (délivrés pendant les 15 premières années de fonctionnement de l'installation), pour l'éolien Obligation d'achat (contrat standard conclu avec l'opérateur du réseau du transport ou un distributeur d'électricité le cas échéant, pour une durée d'un an, automatiquement renouvelable) Subventions à la production pour les centrales solaires photovoltaïques (et, pour les petits projets, existence d'un tarif minimum garanti pour la vente de l'électricité)
Portugal	Obligation d'achat (contrats conclus avec l'opérateur du réseau de transport pour des durées variables, à des prix réglementés)
Royaume-Uni	Certificats d'obligation ( <i>Renewables Obligations Certificates</i> ) Exemption de la taxe sur le changement climatique



Le tableau ci-dessous résume les différents régimes de fixation du prix de l'électricité issue de l'énergie éolienne en vigueur à la date du présent document de référence dans chacun des principaux pays dans lesquels le Groupe développe sa présence :

Pays	Régimes de fixation du prix de l'électricité éolienne
Belgique	Éolien <i>offshore</i> : Certificats verts vendus pendant 20 ans à l'opérateur national ELIA au prix minimum garanti de 10,7 centimes d'euros par kWh
Canada	Prix fixés dans le cadre de <i>Power Purchase Agreements</i> (PPA) négociés avec les utilities locales Tarif d'achat fixes sur 20 ans dans l'Ontario
États-Unis	Prix fixés dans le cadre de <i>Power Purchase Agreements</i> (PPA) négociés avec les utilities locales
France	Tarif applicable aux installations mises en service avant le 26 juillet 2006 : 8,38 centimes d'euros par kWh les 5 premières années. Pour les 10 années suivantes, tarif entre 8,38 et 3,05 centimes, en fonction du nombre d'heures équivalent pleine puissance constaté lors des 5 premières années d'exploitation  Tarifs applicables pour la métropole et la Corse aux installations situées à terre mises en service après le 26 juillet 2006 : 8,2 centimes d'euros par kWh les 10 premières années. Pour les 5 années suivantes, tarif entre 8,2 et 2,8 centimes, en fonction du nombre d'heures équivalent pleine puissance constaté lors des 10 premières années d'exploitation. Pour les DOM, Saint-Pierre-et-Miquelon et Mayotte un tarif unique à 11 c€/kWh a été fixé. Pour les installations situées en mer le tarif applicable est de 13 c€/kWh. Ces tarifs font l'objet d'une réévaluation sur une base annuelle. En 2010, le coefficient à multiplier par le tarif de base (8,2 c€/kWh pour l'éolien terrestre) est égal à : 0,98831.
Grèce	Tarif de 8,78 centimes d'euros par kWh pour les installations interconnectées au réseau de transport  Tarif de 9,94 centimes d'euros par kWh pour les installations situées dans les îles qui ne sont pas connectées au réseau de transport  Tarif de 10,48 centimes d'euros par kWh pour l'éolien <i>offshore</i>
Italie	Système de certificats verts, émis pendant les 15 premières années d'exploitation d'une installation, vendus soit sur le marché, soit pas le biais de contrats bilatéraux, soit au G.S.E. ( <i>Gestore dei Servizi Elettrici</i> ) à échéance : vente de l'électricité à l'opérateur du réseau et, le cas échéant, à un distributeur d'électricité  Pour la période de 2008-2010, la loi a fixé un prix de référence (plafond) pour la vente de l'électricité et des certificats verts de 180 euros par MWh
Portugal	Formule de rémunération incluant une part fixe, une part variable et une part « environnement ». Cette formule comprend également un facteur prenant en compte la quantité d'électricité produite par l'installation à certains moments de la journée et un facteur propre à chaque source d'énergie renouvelable.
Royaume-Uni	Système de quotas d'énergies renouvelables dans l'électricité fournie par les utilities. Les fournisseurs obtiennent des « certificats d'obligation » ( <i>Renewables Obligation Certificates</i> ) soit en produisant eux-mêmes l'électricité d'origine renouvelable, soit en les acquérant auprès des producteurs d'énergies renouvelables. Le non-respect du quota d'énergies renouvelables (7,9 % en 2007, 9,7 % en 2009, 10,4 % en 2010) entraîne une pénalité ( <i>Buy Out Price</i> ) de £37.19/MWh (valeur 2009) qui est ensuite reversée aux fournisseurs d'énergie au prorata de leur production d'énergies renouvelables ( <i>Buy Out Fund</i> ), ce qui représente une rémunération supplémentaire d'environ £16/MWh en 2010.  Exemption du paiement de la taxe sur le changement climatique (« <i>Climate Change Levy</i> ») (jusqu'à £4,70/ MWh en 2009)  Le prix payé au producteur d'énergies renouvelables dans le cadre de contrats d'achat ( <i>Power Purchase Agreements</i> ) est généralement calculé sur la base du prix de l'électricité sur le marché, du <i>Buy Out Price</i> , du <i>Buy Out Fund</i> et de la valeur de la taxe sur le changement climatique ( <i>Levy Exemption Certificate</i> )
Turquie	Choix pour les producteurs d'électricité d'origine renouvelable de vendre la production : <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ au distributeur local au prix régulé, garanti 10 ans, compris entre 50 et 55 €/MWh (le prix actuel est de 55 euros) ;</li> <li>➤ ou directement sur le marché de l'électricité.</li> </ul> Il est possible de choisir entre ces deux systèmes chaque année et pour chaque parc.

Le tableau ci-dessous résume les différents régimes de fixation du prix de l'électricité issue de source solaire en vigueur à la date du présent document de référence dans chacun des principaux pays dans lesquels le Groupe développe sa présence :

Pays	Régimes de fixation du prix de l'électricité solaire
Canada (Ontario)	Tarifs de 420 CAD/MWh
Espagne	Tarifs de 281,05 €/MWh (début 2010) pour les installations au sol 311,2 à 340 €/MWh (début 2010) pour les installations en toiture selon leur taille Mécanismes d'ajustement des tarifs trimestriels (10 à 16 % par an si les quotas sont atteints)
États-Unis	Prix fixés dans le cadre de <i>Power Purchase Agreements</i> (PPA) négociés avec les <i>utilities</i> locales Tarifs d'achat fixés dans certains États (dont la Californie) pour des parcs de petite taille et pour des volumes limités
France	Photovoltaïque au sol : 314 €/MWh plus coefficient d'ajustement départemental de 0 à 20 % selon les zones géographiques et 400 €/MWh dans les DOM-TOM et en Corse  Photovoltaïque intégré au bâti <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Bâtiments à usage d'habitation, d'enseignement ou de santé <sup>(1)</sup> : 580 €/MWh</li> <li>➤ Bâtiments à usage industriel ou agricole <sup>(1)</sup> : 500 €/MWh</li> </ul> Photovoltaïque intégré simplifié au bâti : 420 €/MWh
Grèce	Tarifs de 407 à 457 €/MWh selon la taille des installations sur le continent Tarifs de 457 à 507 €/MWh selon la taille des installations dans les îles
Italie	Subventions : Centrales au sol : de 360 à 400 €/MWh selon la taille du projet <sup>(2)</sup> Partiellement intégré : de 400 à 440 €/MWh selon la taille du projet <sup>(2)</sup> Intégré au bâti : de 440 à 490 €/MWh selon la taille du projet <sup>(2)</sup>

(1) Hormis pour les habitations principales, les bâtiments doivent être achevés depuis au moins 2 ans avant l'installation du système pour être éligibles aux tarifs.

(2) Ces montants sont réduits de 2 % par an pour les installations mises en service en 2009 et 2010.

Les énergies renouvelables font l'objet de législations et réglementations complexes, spécifiques à chaque pays ; elles ont connu et sont susceptibles de connaître au cours des prochaines

années des modifications importantes susceptibles d'affecter significativement l'activité du Groupe (voir le paragraphe 4.1.4 du présent document de référence).

## 6.8 Politique environnementale

De par son activité de producteur d'électricité à partir d'énergies renouvelables (éolien principalement mais également solaire, hydraulique et biomasse), le Groupe participe activement aux

enjeux mondiaux du développement durable tels que le combat contre l'effet de serre ou la sécurisation de l'approvisionnement énergétique.

### 6.8.1 EXIGENCES ENVIRONNEMENTALES

L'ensemble des installations du Groupe est conçu et exploité dans le respect de la réglementation environnementale applicable concernant la protection des paysages et des espaces naturels, les rejets atmosphériques et liquides ainsi que les bruits de voisinage. De même, le choix de l'implantation de ces installations est issu d'une longue démarche de concertation avec les autorités locales et les riverains et s'effectue en conformité avec les différentes contraintes réglementaires locales.

EDF Energies Nouvelles travaille avec les différents constructeurs afin de limiter les impacts de ses outils de production sur l'environnement, notamment la diminution des émissions sonores des éoliennes, l'amélioration du rendement et la baisse des émissions polluantes des installations de combustion. Ce souci permanent d'amélioration est conjugué à une politique d'entretien systématique préventif des matériels dont le vieillissement pourrait engendrer des dégradations du rendement énergétique.

Afin de formaliser cet engagement de conformité ainsi que les différents engagements pris par EDF Energies Nouvelles en faveur du développement durable, une nouvelle politique environnementale a été signée en 2009 par l'ensemble des membres du Comité de direction du Groupe.

Celle-ci s'applique à l'ensemble des activités et pays où le Groupe est implanté et les principaux engagements portent sur :

- le développement des énergies renouvelables actuelles et futures tout en maîtrisant les impacts environnementaux associés ;
- le respect de la réglementation applicable aux différentes phases du projet, la prévention du risque de pollution et le respect des engagements pris au niveau des parties intéressées locales ;

- la gestion et le suivi des différents prestataires employés ; et
- le contrôle périodique des performances environnementales et leurs améliorations en continu.

Cette politique s'inscrit en conformité avec la politique environnementale du groupe EDF ainsi que les politiques Biodiversité et Carbone associées ; certaines actions sont ainsi menées en commun.

## 6.8.2 MISE EN ŒUVRE DES ENGAGEMENTS ENVIRONNEMENTAUX

Dès les premières étapes de chaque projet, une attention particulière est portée au respect des différents engagements environnementaux.

Pour cela, EDF Energies Nouvelles agit sur des filières de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables qui sont actuellement au stade avancé (éolien, photovoltaïque) et travaille également au développement de nouvelles filières (énergies marines, biomasse...). Pour ce faire, un partenariat est établi avec l'équipe recherche-développement d'EDF dont les dépenses pour l'année 2009 ont été proches de 2 millions d'euros.

Par ailleurs, et conformément à la réglementation en vigueur, une évaluation des impacts environnementaux (réalisation d'études botaniques, avifaunes, paysagères, acoustiques...) est réalisée de manière systématique en phase Développement par un bureau d'études extérieur afin d'optimiser le design de l'installation ainsi que d'établir les mesures d'accompagnement devant être mises en place.

Par la suite, des spécifications sont établies à destination des différents prestataires employés en phase Chantier ou Exploitation-Maintenance concernant la protection de l'environnement ; par exemple, un cahier des charges environnemental est établi pour les prestations réalisées tant pour les projets éoliens que photovoltaïques.

Les exigences définies portent principalement sur la mise en place de moyens de rétention sous les stockages de produits dangereux, le respect des zones naturelles ou patrimoniales protégées (mise en place d'un balisage) ou encore l'équipement en moyens d'intervention en cas d'accident (kits d'absorbant, extincteurs en nombre suffisant).

Concernant la gestion des risques en phase Exploitation, EDF Energies Nouvelles organise régulièrement sur ses installations des exercices avec les services de secours locaux afin de leur présenter l'installation et ses caractéristiques et de réaliser un exercice de secours (exercice incendie, exercice de secours à la personne...).

Afin de veiller au respect de ces exigences, EDF Energies Nouvelles supervise les opérations de construction et d'exploitation-maintenance. Des suivis environnementaux sont mis en place tant en phase Chantier qu'en phase Exploitation-Maintenance par des organismes indépendants sur la plupart des parcs ; ceux-ci portent tant sur le respect des clauses environnementales établies que sur la vérification de l'absence d'impacts majeurs de l'installation sur l'environnement (suivis avifaunes et botaniques, mesures acoustiques de réception).

En France, la mise en œuvre de ces différents engagements environnementaux par EDF Energies Nouvelles a engendré en 2009 une dépense de 4,3 millions d'euros.

## 6.8.3 INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES

### 6.8.3.1 Système de Management Environnemental

Le Système de Management Environnemental mis en place en 2005 pour le métier Éolien sur le périmètre France (hors DOM-TOM) est déployé afin de respecter les engagements de la politique environnementale. Ce système décline les engagements de la politique environnementale en mettant en place les processus de gestion des incidents et des impacts environnementaux.

La certification ISO 14001 des activités de Développement, Construction et Production d'électricité d'origine éolienne en France a été confirmée en 2009 lors d'un audit du système de management par l'AFNOR<sup>(1)</sup> sur les projets en développement, en construction et en exploitation.

EDF Energies Nouvelles travaille actuellement sur un élargissement du périmètre de certification aux autres métiers et autres pays du Groupe sachant que l'ensemble des bonnes pratiques mises en place sont déjà généralisées à l'ensemble des projets.

(1) Organisme français de normalisation et de certification vérifiant que les exigences édictées dans les normes sont respectées dans les systèmes de management des entreprises certifiées.

### 6.8.3.2 Répartition des filières et consommation de ressources

Plus de 95 % de l'électricité produite par EDF Energies Nouvelles est d'origine renouvelable. La production restante (5 %) provient des centrales thermiques alimentées au gaz naturel ou au fioul. EDF Energies Nouvelles limite ainsi l'emploi de combustibles fossiles épuisables.

### 6.8.3.3 Gestion des impacts environnementaux

#### Rejets, émissions et déchets

La très grande majorité de la production électrique du Groupe est issue d'installations ne provoquant aucune émission de gaz à effet de serre (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>...), ni aucun rejet dans le milieu aquatique.

En effet, les énergies éolienne, hydroélectrique et solaire ne provoquent pas d'émission de polluants ; ne produisent pas de déchets et ne contribuent pas à l'effet de serre. Cette tendance est amenée à se poursuivre en 2010 avec la poursuite du développement de la filière éolienne, dont la capacité en construction s'élève à 713,4 MW au 31 décembre 2009 (pour 2 650 MW installés), mais aussi de la filière photovoltaïque dont la capacité en construction s'élève à 138,8 MWc (pour 80,9 MWc installés).

Par ailleurs, les centrales thermiques du Groupe sont équipées d'installations de traitement des fumées afin de respecter les seuils de rejets (poussières, CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>...) définis par une réglementation très précise.

Un important travail a été également mené sur le choix de combustible à plus faible émission de polluant : les émissions de SO<sub>2</sub> ont ainsi baissé de 75 % entre 2008 et 2009 grâce à l'utilisation de fioul à teneur trois fois plus faible en soufre.

La conception des nouveaux projets (biomasse) se fonde sur la recherche d'un rendement élevé combiné à la protection de l'environnement. Par exemple, EDF Energies Nouvelles essaie de choisir la chaudière la mieux adaptée au combustible utilisé et à la puissance nécessaire ou les équipements d'installations de traitement des fumées les plus efficaces de manière à réduire la consommation des combustibles.

#### Impacts visuels et sonores

Les impacts visuels et sonores sont pris en compte lors de la conception de chaque projet, en visant à optimiser l'intégration paysagère et à limiter les nuisances sonores pour les riverains. Cette prise en compte s'effectue à toutes les étapes d'avancement :

- en phase de projet, le Groupe fait appel à des experts (bureaux d'études ou associations locales) pour réaliser de nombreuses études (photomontages, covisibilité, émergences sonores, identification des éventuelles espèces protégées ou sensibles...) afin de mieux évaluer et maîtriser les impacts visuels et sonores d'un parc éolien ;

- en phase de réalisation des parcs éoliens, le Groupe installe des éoliennes tripales et blanches pour une meilleure harmonie avec l'environnement et suit, lors de l'implantation, les principales lignes du paysage (routes, collines...). EDF Energies Nouvelles assure également, le plus souvent, le raccordement de ses parcs éoliens au réseau électrique par une liaison souterraine, en évitant ainsi l'installation de nouvelles lignes aériennes. Les postes de livraison au réseau EDF font l'objet d'un habillage (pierres locales...) afin de les intégrer dans le paysage local ; et
- en phase d'exploitation-maintenance, le Groupe réalise des inspections régulières des installations (check-list de contrôle, réunion d'exploitation...) ; celles-ci portent notamment sur les différents aspects environnementaux (propreté, bruit de l'installation...). Par ailleurs, EDF Energies Nouvelles mène en France des campagnes d'évaluation de la conformité de ses parcs éoliens à la réglementation en vigueur sur les bruits de voisinage. Cette campagne a concerné cinq sites en 2009 et trois autres mesures sont programmées en 2010.

#### Protection de la biodiversité

Le Groupe prend en compte l'impact de ses activités sur les milieux naturels partout où ses ouvrages, ou leur exploitation, peuvent leur porter atteinte.

En France, des études sont réalisées sur chacun des projets (depuis le stade développement jusqu'à l'exploitation de l'installation) afin de mieux connaître leurs impacts sur les espèces végétales et animales présentes et d'identifier les mesures d'accompagnement envisageables en vue d'éliminer ou réduire ces impacts. En 2009, un poste d'environnementaliste a été créé au sein de la Direction du Développement France afin d'appuyer les équipes dans la conception des projets et de réaliser un suivi et une analyse des différentes études environnementales réalisées (avifaune, chiroptères, flore...).

Lors des chantiers de construction, une attention particulière est portée au respect des espaces naturels, notamment le balisage des lieux où sont localisées des espèces protégées ou le respect des périodes de nidification des espèces présentes.

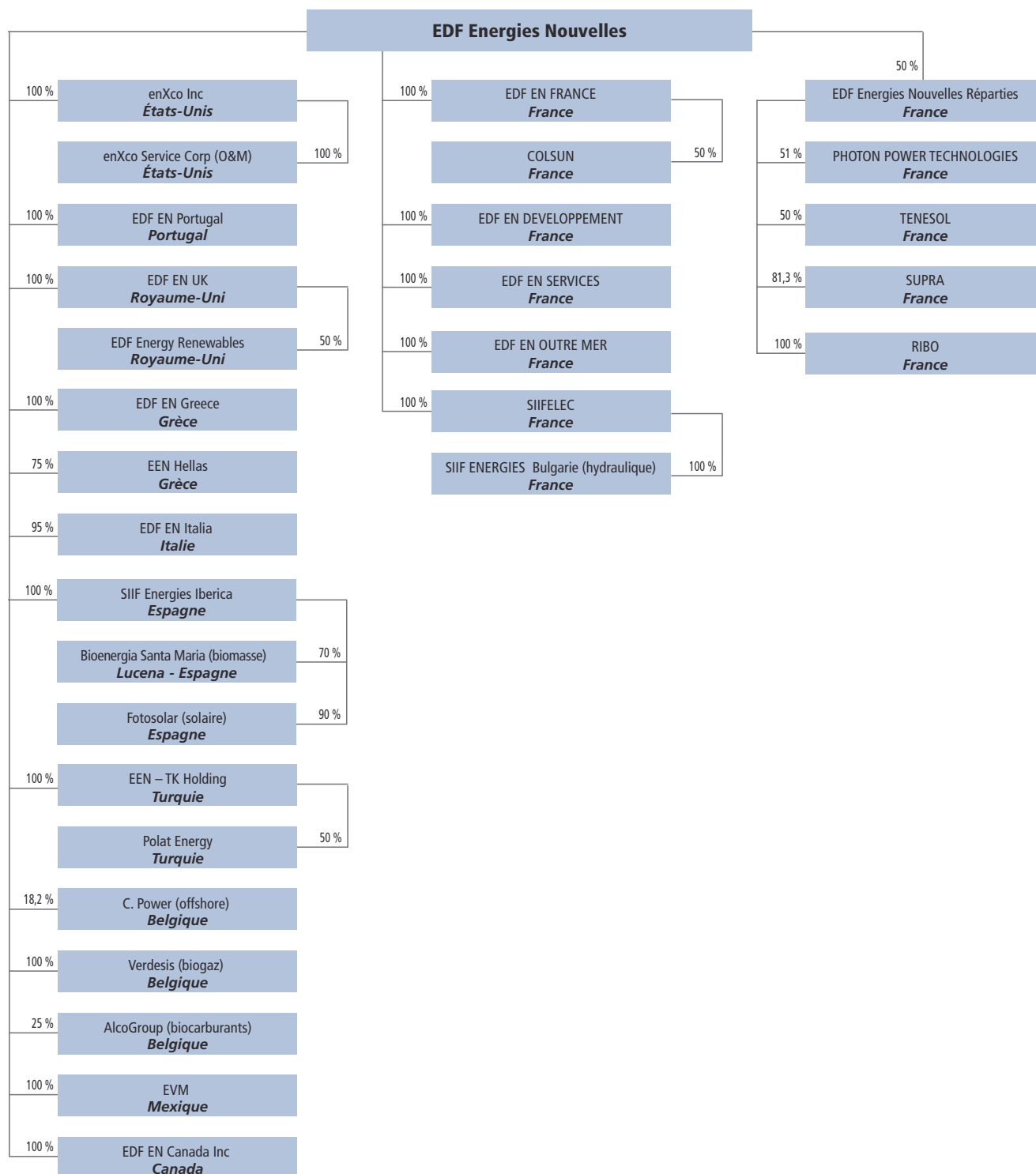
En France, EDF Energies Nouvelles a fait réaliser sur un certain nombre de parcs un suivi de l'impact sur l'avifaune par des ornithologues pendant la période d'exploitation. Par exemple, sur un parc éolien de 87 MW, EDF Energies Nouvelles participe à un plan de gestion de 250 hectares de milieux naturels sur 15 ans afin de préserver les espèces biologiques de la région.

Par ailleurs, une réflexion est en cours afin de définir un ensemble de bonnes pratiques en faveur de la conservation de la biodiversité présente sur les centrales du Groupe (gestion du couvert végétal, jachères écologiques...).

Les filiales d'EDF Energies Nouvelles en Europe et aux États-Unis poursuivent les mêmes objectifs.

# 7 Organigramme

L'organigramme ci-après est l'organigramme simplifié des principales sociétés constituant le Groupe au 31 décembre 2009. Les participations sont présentées en pourcentage arrondi de capital et de droits de vote :



## Principales relations entre la Société et ses filiales

Le tableau ci-dessous résume les principales relations entre la Société et ses filiales dans les zones Europe et Amériques au 31 décembre 2009 :

Valeurs en consolidation (en milliers d'euros)	EDF Energies Nouvelles (société mère)	Europe <sup>(1)</sup>	Amériques	Total consolidé
Actifs immobilisés <sup>(2)</sup>	54 579	2 539 509	1 169 908	<b>3 763 996</b>
Endettement financier hors Groupe <sup>(3)</sup>	1 493 753	1 432 190	515 534	<b>3 441 477</b>
Trésorerie nette du bilan <sup>(4)</sup>	175 608	171 181	84 571	<b>431 360</b>
Flux de trésorerie liés à l'activité	(7 856)	213 766	(98 581)	<b>107 329</b>
Dividendes versés dans l'exercice et revenant à la société cotée	31 030	(17 491)	(13 539)	-

(1) Hors EDF Energies Nouvelles SA.

(2) Dont écart d'acquisition, autres immobilisations incorporelles, immobilisations corporelles et titres mis en équivalence.

(3) Dont 60,4 millions d'euros de juste valeur des instruments dérivés et hors découverts qui figurent en trésorerie nette au bilan.

(4) Hors découverts bancaires et trésorerie bloquée.

## Flux financiers du Groupe

En termes de gestion de flux entre la Société et ses filiales, les financements de projets utilisés dans le cadre de ses investissements sont localisés dans chacune des filiales concernées. En revanche, il existe une gestion centralisée des lignes de crédit corporate (découverts bancaires et lignes de crédit à moyen terme par exemple) dont la quasi-totalité est portée par la Société. Sur la base

des prévisions de trésorerie (par exemple financements de besoins en fonds de roulement ou de crédit relais), la Société fournit les fonds nécessaires aux différentes filiales dans les différents pays. La Société refacture des frais de siège à la plupart de ses filiales.

Les autres flux concernent les versements de dividendes et les remboursements de prêts.



# 8

## Propriétés immobilières et équipements

### 8.1 Propriétés immobilières et équipements du Groupe

Le siège social du Groupe est situé à La Défense et est occupé au titre d'un bail conclu le 2 août 2006 pour une durée de 9 ans. Les biens immobiliers occupés par la Société et ses filiales n'appartiennent pas à des mandataires sociaux de la Société.

#### PARCS ÉOLIENS

Au 31 décembre 2009, le Groupe dispose de 83 parcs éoliens en exploitation implantés en Europe (France, Portugal, Grèce, Turquie, Royaume-Uni, Italie, Belgique et Allemagne) et en Amérique du Nord (États-Unis, Mexique). Certains de ces parcs ne sont pas détenus

par le Groupe seul mais en partenariat avec des développeurs locaux. En outre, au 31 décembre 2009, 19 parcs éoliens étaient en construction par le Groupe, dont 16 pour compte propre ou en partenariat.

Le tableau suivant présente, au 31 décembre 2009, les parcs éoliens détenus par le Groupe, seul ou en partenariat, ainsi que ceux en construction, pour compte de tiers, pour compte propre ou destinés à être exploités en partenariat, dans les différents pays d'implantation.

Pays	Nombre de parcs en exploitation	Dont détenus par le Groupe seul/en partenariat	Nombre de parcs en construction	Construction pour compte de tiers/ pour compte propre/en partenariat
Allemagne	1	1 par le Groupe seul	n.a.	n.a.
Belgique	1	1 en partenariat	n.a.	n.a.
États-Unis	24	13 par le Groupe seul 11 en partenariat	2	2 pour compte de tiers
France	21	13 par le Groupe seul 8 en partenariat	4	3 pour compte propre 1 pour compte de tiers
Grèce	7	4 par le Groupe seul 3 en partenariat	7	3 pour compte propre 4 en partenariat
Italie	6	6 en partenariat	2	2 en partenariat
Mexique	1	n.a.	1	1 en partenariat
Portugal	8	3 par le Groupe seul 5 en partenariat	n.a.	n.a.
Royaume-Uni	11	8 par le Groupe seul 3 en partenariat	2	2 en partenariat
Turquie	3	3 en partenariat	1	1 en partenariat

Les parcs éoliens du Groupe à travers le monde sont majoritairement implantés sur des terrains loués par le Groupe auprès des tiers et certains terrains sont détenus par le Groupe.

En Europe, les parcs éoliens du Groupe sont très majoritairement implantés sur des terrains loués, sous réserve de certaines réglementations locales (en Grèce, par exemple, les terrains sont occupés au titre d'autorisations d'occupation du domaine public). Il s'agit habituellement de baux à long terme, d'une durée moyenne

de 40 ans, allant donc au-delà de la durée des contrats d'achat d'électricité. A l'expiration du bail, le Groupe doit généralement remettre le terrain en état et procéder au démantèlement du parc.

Aux États-Unis, les parcs éoliens sont majoritairement implantés sur des terrains loués par le Groupe. Là encore, le Groupe conclut habituellement des baux de longue durée afin de sécuriser à long terme le foncier de ses centrales et est tenu, à l'expiration du bail, de remettre le terrain en état et procéder au démantèlement du parc.

## CENTRALES PHOTOVOLTAÏQUES

---

Au 31 décembre 2009, le Groupe dispose de 36 centrales photovoltaïques en exploitation en France, Italie, Espagne, aux États-Unis et au Canada ; 14 de ces centrales sont détenues par le Groupe seul, les 22 autres étant détenues en partenariat.

Par ailleurs, 27 centrales photovoltaïques sont en construction par le Groupe au 31 décembre 2009, toutes, sauf une en France (une partie de la centrale de Gabardan), étant destinées à être détenues en propre ou en partenariat.

## USINE DE BIOMASSE

---

Au 31 décembre 2009, le Groupe dispose d'une usine à Lucena, en Espagne, composée d'une unité de cogénération et d'une unité de biomasse, d'une capacité totale de 26 MW.

## USINES HYDROÉLECTRIQUES

---

Au 31 décembre 2009, le Groupe détenait, seul, sept usines hydroélectriques en France et une en Bulgarie et, en partenariat, deux autres usines en Bulgarie. Par ailleurs, il construit une usine hydroélectrique en Bulgarie d'une capacité de 3 MW.

## CENTRALES DE COGÉNÉRATION ET CENTRALES THERMIQUES

---

En France, au 31 décembre 2009, le Groupe détenait en partenariat une centrale de cogénération en métropole et deux centrales thermiques outre-mer (en Guadeloupe) ainsi qu'en propre une centrale de cogénération en métropole. La centrale thermique

d'Energies Antilles (en Guadeloupe) occupe un terrain au titre d'une autorisation d'occupation précaire accordée par les autorités publiques.

## USINES

---

Tenesol, au sein de laquelle EDF Energies Nouvelles Réparties détient une participation de 50 %, dispose de deux unités de production de panneaux photovoltaïques, l'une, d'une capacité de 35 MWc par an, située au Cap en Afrique du Sud et l'autre, d'une capacité de 15 MWc par an, située à Toulouse en France.

Par ailleurs, Supra, filiale à 81,28 % d'EDF Energies Nouvelles Réparties, dispose de deux unités de production d'appareils de chauffage domestique au bois situées en France, l'une à Obernai en Alsace et l'autre à Auneau en Eure-et-Loir.

## 8.2 Contraintes environnementales pouvant influencer l'utilisation par le Groupe de ses immobilisations

L'installation de centrales électriques, notamment de centrales éoliennes, est soumise, dans la plupart des pays dans lesquels opère le Groupe, à des enquêtes publiques et à des études d'impact environnemental préalables. Ces études incluent essentiellement une analyse de l'état initial du site et de son environnement et examinent les effets directs et indirects du projet d'installation de la centrale sur l'environnement. Certaines législations (notamment en France et au Portugal) prévoient des restrictions quant à l'implantation d'installations produisant des énergies renouvelables dans certaines zones (tel que sur les sites de Natura 2000, les parcs nationaux, etc.).

Dans tous les pays où sont implantées ses centrales électriques, notamment éoliennes, thermiques et de cogénération, le Groupe est soumis à une obligation, légale et/ou contractuelle (dans le cadre des baux relatifs aux sites d'implantation de ses centrales), en fin d'exploitation, de remettre en état le site d'implantation ainsi

que de démanteler la centrale. Au 31 décembre 2009, le Groupe a constitué des provisions correspondantes à hauteur de 1,3 million d'euros. Pour ses parcs éoliens, le Groupe ne constitue à ce jour que des provisions limitées (54,6 milliers d'euros en 2009), l'essentiel des coûts de démantèlement étant couvert par la valeur résiduelle des installations (turbines et autres équipements).

Par ailleurs, concernant les usines de biomasse, celles-ci peuvent être soumises à la réglementation particulière applicable aux installations classées. En Espagne comme en France, les usines de biomasse relèvent de telles réglementations. En France, les usines de biomasse d'une capacité de plus 20 MW constituent des installations classées soumises à autorisation des autorités publiques et les usines d'une capacité comprise entre 2 MW et 20 MW sont soumises à déclaration auprès des autorités publiques.

Une description détaillée de la politique environnementale du Groupe figure au paragraphe 6.8 du présent document de référence.

# 9

## Examen de la situation financière et du résultat

<b>9.1</b>	<b>Présentation générale</b>	<b>85</b>
9.1.1	Introduction	85
9.1.2	Facteurs ayant une influence significative sur les résultats du Groupe	85
9.1.3	Éléments du compte de résultat	87
<b>9.2</b>	<b>Résultats des opérations</b>	<b>88</b>
9.2.1	Changement de méthode comptable	88
9.2.2	Chiffre d'affaires	89
9.2.3	EBITDA	90
9.2.4	Dotations nettes aux amortissements	91
9.2.5	Résultat opérationnel	91
9.2.6	Résultat financier	92
9.2.7	Impôts sur les sociétés	92
9.2.8	Quote-part des sociétés mises en équivalence	93
9.2.9	Résultat net part du Groupe	93
<b>9.3</b>	<b>Structure financière</b>	<b>93</b>
<b>9.4</b>	<b>Trésorerie et ressources en capital</b>	<b>94</b>
	Flux de trésorerie générés par l'activité	94
	Flux de trésorerie liés aux opérations d'investissement	94
	Flux de trésorerie liés aux opérations de financement	94
<b>9.5</b>	<b>Structure de l'endettement</b>	<b>95</b>
<b>9.6</b>	<b>Engagements hors bilan</b>	<b>96</b>
9.6.1	Engagements hors bilan donnés et reçus	96
9.6.2	Nantissements, hypothèques et autres sûretés réelles	96
<b>9.7</b>	<b>Engagements contractuels</b>	<b>97</b>
<b>9.8</b>	<b>Informations financières relatives à EDF Energies Nouvelles SA</b>	<b>98</b>
9.8.1	Évolution de la situation financière et du résultat	98
9.8.2	États financiers d'EDF Energies Nouvelles SA pour l'exercice clos le 31 décembre 2009	98
9.8.3	Rapport des commissaires aux comptes d'EDF Energies Nouvelles SA pour l'exercice clos le 31 décembre 2009	99
9.8.4	Tableau des résultats des cinq derniers exercices	101
9.8.5	Évolution des participations	101
<b>9.9</b>	<b>Délais de paiement</b>	<b>102</b>

En application du Règlement (CE) n° 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur l'application des normes comptables internationales, les comptes consolidés d'EDF Energies Nouvelles au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2009 ont été établis conformément au référentiel IFRS (*International Financial Reporting Standards*) tel qu'adopté par l'Union Européenne au 31 décembre 2009.

En application de l'article 28-1 du Règlement (CE) n° 809/2004, les comparaisons des résultats du Groupe pour les exercices clos les 31 décembre 2007 et 2008 figurant au Chapitre 9 du document de référence 2008 et pour les exercices clos les 31 décembre 2007 et 2006 figurant au Chapitre 9 du document de référence 2007,

sont incluses par référence dans le présent document de référence ainsi que les éléments financiers relatifs aux exercices clos les 31 décembre 2007 et 2008, figurant au paragraphe 20.1 du document de référence 2008 et aux exercices clos les 31 décembre 2006 et 2007, figurant au paragraphe 20.1 du document de référence 2007, et les rapports des commissaires aux comptes correspondants.

Les informations qui suivent, relatives à la situation financière et au résultat d'exploitation du Groupe, doivent être lues avec les états financiers consolidés du Groupe ainsi que les notes annexées aux états financiers consolidés figurant au paragraphe 20.1 du présent document de référence.

## 9.1 Présentation générale

### 9.1.1 INTRODUCTION

Les activités du Groupe sont réparties selon une segmentation géographique et une segmentation par type d'activités. Au titre de la segmentation géographique, le Groupe distingue ainsi les activités en Europe et aux Amériques (États-Unis, Canada, Mexique). Au titre de la segmentation par type d'activité, il distingue quatre activités : (a) la Production (c'est-à-dire la gestion d'actifs – production et vente d'électricité produite par les centrales détenues par le Groupe), (b) l'Exploitation-Maintenance (interventions tant sur les centrales

électriques détenues par le Groupe que sur celles détenues par des tiers), (c) le Développement-Vente d'Actifs Structurés (vente de projets dans le domaine des énergies renouvelables) et (d) les Énergies Nouvelles Réparties (activités conduites par EDF Energies Nouvelles Réparties et ses filiales). La segmentation des activités du Groupe est détaillée dans la note 4 aux comptes consolidés relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2009 inclus au paragraphe 20.1 du présent document.

### 9.1.2 FACTEURS AYANT UNE INFLUENCE SIGNIFICATIVE SUR LES RÉSULTATS DU GROUPE

À la date du présent document de référence, le Groupe considère que les principaux facteurs ayant une influence significative sur sa performance financière sont les suivants :

#### **Le rythme des entrées en production des centrales du Groupe**

L'augmentation des revenus de l'activité de Production s'effectue d'une année sur l'autre par palier, au rythme des entrées en production des centrales que le Groupe conserve au terme de la phase de construction. Au cours de cette dernière phase, l'actif est constitué et comptabilisé en immobilisation ; le Groupe ne commencera à percevoir les revenus des centrales qu'à l'issue de cette phase et lors de la phase de production, au cours de laquelle le Groupe bénéficie le plus fréquemment d'un contrat d'achat d'électricité de longue durée (de 15 à 20 ans). Il convient de noter que l'entrée en production d'une centrale peut intervenir en fin d'année, date à laquelle son actif est intégralement comptabilisé, alors que ce n'est que l'année suivante que les revenus générés par ce dernier seront comptabilisés en année pleine. Ce calendrier affecte en conséquence la comparabilité des exercices et les calculs de rentabilité des capitaux investis.

#### **Une activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés récurrente mais source de revenus au montant variable**

L'activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés, c'est-à-dire développement et construction pour compte de tiers des projets éoliens et solaires, se poursuit chaque année de manière régulière aux États-Unis et plus irrégulière en Europe (principalement en France). Cette activité permet au Groupe de couvrir une part importante de ses frais de développement et de structure en percevant les revenus issus de cette activité ; elle constitue aussi un outil d'optimisation et de respiration de son portefeuille. Cette activité permet également d'accroître la marge de négociation du Groupe vis-à-vis des fournisseurs de turbines et de panneaux photovoltaïques. Les revenus et les marges qu'elle génère, et qui sont comptabilisés dans le résultat opérationnel, varient d'une année sur l'autre selon la taille et le nombre de projets vendus ainsi que leur prix de cession. Par ailleurs, la marge de cette activité est une marge de construction, par conséquent plus faible que celle générée par les activités de Production et d'Exploitation-Maintenance. Il convient également de préciser que les revenus et les marges associées sont comptabilisés au fur et à mesure de l'avancement de la phase de construction, conformément à la norme IAS 11.

## Acquisitions et cessions

Le Groupe a procédé par le passé à un recentrage géographique de ses activités sur ses marchés prioritaires (Europe, États-Unis) et procède régulièrement à des réallocations d'actifs. Il a pu ainsi procéder, à la marge, à diverses opérations de cession d'actifs ou de participations au cours des dernières années, comme en France (cessions des centrales de cogénération de Chabossière et Seclin en 2009), en Belgique (cession de 2,5 % de C-Power en 2009) ou au Mexique (cession des activités hydrauliques en 2007). Le Groupe procède également à l'acquisition de participations ou actifs, comme en France (acquisition de 50 % d'EDF Energies Nouvelles Réparties en 2008), en Turquie (acquisition de 50 % de Polat Enerji en 2008) ou encore au Danemark (acquisition de 50 % de la Société Greentech A/S en 2009).

## Le régime des PTC

Le système des *Production Tax Credit* (« PTC »), accordés par l'administration fiscale américaine constitue un avantage fiscal sous forme de crédits d'impôt, qui permet aux sociétés qui investissent dans le secteur des énergies renouvelables aux États-Unis de bénéficier d'une réduction directe de leur impôt sur les bénéfices. Ce système des PTC est renouvelé sur une base annuelle ou biennale (à titre d'exemple, la PTC qui avait été accordée pour la période 2005-2007, a été étendue jusqu'au 31 décembre 2008 puis jusqu'au 31 décembre 2009).

La date de ce renouvellement conditionne les décisions d'investissements dans le domaine de l'éolien aux États-Unis, le bénéfice du crédit d'impôt étant un facteur déterminant pour de tels investissements. Ainsi, les incertitudes sur son renouvellement et sur son délai d'octroi peuvent entraîner des fluctuations d'une année sur l'autre du résultat d'exploitation résultant de la vente de projet dans le cadre de l'activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés ainsi que dans le rythme d'investissement aux États-Unis. En février 2009, à la suite de l'installation de la nouvelle administration américaine, qui souhaite promouvoir l'énergie éolienne, la PTC a cependant été renouvelée jusqu'au 31 décembre 2012.

En outre, la structure particulière des projets américains (voir le paragraphe 6.5.1.2 du présent document de référence) créé un mécanisme de revenus en deux temps : (i) d'abord en Xco, filiale américaine de la Société, réalise une marge liée à la cession directe de parts de la société de projet, puis (ii) elle perçoit les revenus de l'exploitation. Ces revenus sont répartis entre le Groupe et le co-investisseur pendant la durée du contrat d'achat d'électricité sur une base contractuelle.

## L'évolution du prix des turbines

Dans un contexte de croissance du marché mondial de l'éolien, d'augmentation du prix des matières premières et de difficultés à satisfaire la demande sur certaines pièces (telles que les boîtes de vitesses), il existait jusqu'en 2008 une certaine tension sur le prix des turbines. Cette augmentation du prix des turbines affectait, au moins de manière temporaire, la marge réalisée par le Groupe dans le cadre de ses activités de réalisation de parcs éoliens et la rentabilité de ses projets. En 2009, compte tenu de la réduction de la demande des développeurs, de la baisse du prix des matières

premières et de la mise en service de nouvelles capacités de production, la situation a constitué de s'infléchir, la diminution progressive du prix des turbines s'accompagnant par ailleurs du développement d'un marché secondaire actif.

## La politique de financement

Le modèle de croissance du Groupe consiste à développer et financer des projets de centrales de production d'électricité. Le Groupe doit donc mettre en place pour chaque projet les financements nécessaires pour les mener à bien, tant sous forme de dettes que de fonds propres. Les appels de fonds ont lieu, et le niveau d'endettement évolue donc, en fonction de l'avancement du projet, selon un calendrier propre à chaque projet et qui peut être modifié en cours d'exécution. À ce titre, la réalisation de plusieurs centrales au cours d'un exercice peut donner lieu à une augmentation significative de l'endettement du Groupe et à une mobilisation plus importante de fonds propres par rapport à l'exercice précédent, ou, au sein d'un même exercice, d'un semestre ou d'un trimestre à l'autre. En outre, compte tenu de l'importance du recours à l'endettement dans le cadre des projets réalisés par le Groupe, qui représente l'essentiel du financement de ces projets, une remontée des taux d'intérêt accroît sensiblement les charges financières du Groupe (voir le paragraphe 4.4.1 du présent document de référence).

## Effets de change

Le Groupe réalise une part importante de ses activités en dehors de la zone Euro, notamment aux États-Unis et au Royaume-Uni. Il est donc exposé aux risques financiers pouvant résulter de la variation des cours de change du dollar américain et de la livre sterling, ainsi que du dollar canadien et du peso mexicain, tant par l'effet de conversion en consolidation des actifs et des passifs, que par les effets de change résultant des emprunts et créances en devises étrangères ou que les effets de change relatifs par exemple à des prêts intra-groupe et/ou achats de turbines et panneaux solaires, dans une devise étrangère à celle de la société qui effectue l'opération d'achat. En particulier, les financements accordés aux sociétés du Groupe en devises et notamment en dollar américain et en livre sterling, peuvent donner lieu à des effets de change. Dans ce cadre, le Groupe met en place une politique de gestion du risque de change de ces devises qui vise à supprimer tout gain ou perte de change dans le compte de résultat du Groupe, pour le dollar américain et la livre sterling.

## Différences des cadres réglementaires et des conditions tarifaires

Les cadres réglementaires, les conditions tarifaires et les mécanismes et niveaux d'aide varient de manière significative d'un pays à l'autre et conduisent donc à des niveaux de rentabilité différents selon les pays où le Groupe est implanté. En particulier, les résultats du Groupe peuvent varier en fonction des mécanismes de subventions directes et indirectes, des mécanismes de défiscalisation (notamment dans les départements français d'outre-mer (DOM)), des éventuelles clauses d'ajustement et clauses fixant les conditions de renouvellement, ou encore des divers délais d'obtention des permis et autorisations sur les projets développés.



Néanmoins, une fois le contrat d'achat d'électricité conclu pour une centrale en exploitation, le Groupe bénéficie généralement d'un cadre stabilisé pour une longue durée (15 à 20 ans en moyenne), sous réserve d'ajustements limités dans certains pays.

### Les variations des conditions climatiques

Le Groupe exerce son activité dans la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables ; ces énergies dépendent étroitement des conditions climatiques, en particulier des conditions de vent pour les centrales éoliennes, d'hydraulicité pour les usines hydrauliques et d'ensoleillement pour les centrales solaires photovoltaïques. Les conditions climatiques affectent donc la performance financière du Groupe d'une année sur l'autre ; elles en affectent directement le chiffre d'affaires, et par conséquent le résultat d'exploitation. Ainsi, bien que les résultats 2009 aient fortement progressé, le Groupe a connu au cours de cet exercice une faible hydraulicité pour ses usines hydrauliques françaises ainsi que des conditions de vent médiocres aux États-Unis, en Italie et au Royaume-Uni.

### Saisonnalité de l'activité dans les Énergies Nouvelles Réparties

Les activités d'EDF Energies Nouvelles Réparties et ses filiales et participations sont soumises à une saisonnalité, qui se traduit par un chiffre d'affaires plus faible au premier semestre qu'au second semestre ; ainsi, au cours du second semestre 2009, le chiffre

d'affaires de l'activité Énergies réparties s'est élevé à 183,5 millions d'euros contre 95,7 millions d'euros au premier semestre 2009. Pour Tenesol en particulier, détenue à 50 % par EDF Energies Nouvelles Réparties, l'activité de défiscalisation se réalise en fin d'année, dès lors que le ministère de l'Économie et des Finances octroie l'agrément correspondant. Pour Supra, détenue à 82,41 % par EDF Energies Nouvelles Réparties, la vente de produits bois s'effectue plutôt à compter du troisième trimestre, début de la période hivernale.

### Évolution possible du référentiel IFRS

Les normes IFRS sont susceptibles d'évoluer. En particulier, le Groupe utilise la méthode de l'intégration proportionnelle pour un certain nombre de sociétés dans lesquelles il est en situation de contrôle conjoint (par exemple Tenesol, où le Groupe est associé aux côtés de Total, et EDF Energy Renewables, où le Groupe est associé aux côtés d'EDF). Cette méthode de l'intégration proportionnelle, qui fait partie du référentiel IFRS actuellement en vigueur, fait l'objet de discussions, qui pourraient conduire à sa disparition en tant que méthode autorisée. Une telle décision aurait des impacts significatifs sur les comptes du Groupe tant au niveau du bilan que du compte de résultat.

Une description détaillée des facteurs de risque susceptible d'avoir un effet négatif sur l'activité, la situation financière, les résultats du Groupe ou sur sa capacité à réaliser ses objectifs figure au Chapitre 4 du présent document de référence.

## 9.1.3 ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT

Dans le cadre des comptes consolidés du Groupe établis conformément aux normes IFRS, les principaux postes du compte de résultat sont les suivants :

- ▶ le chiffre d'affaires, qui comprend principalement les ventes d'électricité produite par les centrales du Groupe, la vente de projets à différents stades d'avancement (vente de droits et de licences, ou vente clé en main), les ventes de produits et de services dans le domaine de l'éolien, les ventes d'installations photovoltaïques. Il comprend également les ventes de services correspondant à l'exploitation-maintenance de centrales éoliennes pour le compte de tiers, notamment aux États-Unis ;
- ▶ les achats consommés et autres achats, qui comprennent principalement les achats de combustibles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques et des centrales de cogénération du Groupe (notamment le gaz), ainsi que les achats relatifs aux projets destinés à être vendus par le Groupe (notamment les achats de turbines et de panneaux photovoltaïques), et pour lesquels la construction ne fait pas l'objet d'un contrat de construction clé en main ;
- ▶ les charges de personnel, qui regroupent les salaires et les indemnités transactionnelles ;
- ▶ les charges externes, qui regroupent les services extérieurs (notamment les coûts de sous-traitance d'exploitation-maintenance des centrales de production du Groupe) ainsi que les charges de sous-traitance de construction des centrales vendues par le Groupe et les prestations clé en main pour les centrales en construction destinées à être vendues. Les services extérieurs incluent également les charges dites de fonctionnement courant ;
- ▶ les impôts et taxes, qui comprennent principalement la taxe professionnelle, après plafonnement à la valeur ajoutée, et la taxe foncière en France ainsi qu'aux États-Unis, ainsi que d'éventuelles retenues à la source ;
- ▶ les autres produits et charges opérationnels, qui regroupent les produits nets de cession d'immobilisations, les résultats de cession de titres consolidés, la production stockée ainsi que des produits et charges courants à caractère inhabituel. Il convient de préciser que pratiquement tous les éléments de produits (et de charges) compris dans la détermination du résultat net de l'exercice proviennent des activités ordinaires du Groupe. En conséquence, les cessions de projets en cours, bien que pouvant prendre la forme de cessions de titres de sociétés de projets (pour les cas où il ne s'agit pas d'une vente de projets incluse dans le chiffre d'affaires) sont prises en compte dans le résultat opérationnel. Ce poste inclut les subventions portées au compte de résultat ainsi que la production immobilisée, qui comprend les coûts internes et externes relatifs à la phase de développement des projets du Groupe (dès lors qu'un projet répond aux critères d'activation du Groupe, les coûts de développement sont immobilisés ; ils font partie intégrante de la valeur de l'actif immobilisé) ;
- ▶ les dotations nettes aux amortissements, qui comprennent principalement les dotations aux amortissements des actifs de production du Groupe ;

- ▶ les pertes de valeur, qui comprennent les dépréciations des actifs immobilisés, notamment les pertes de valeur pouvant résulter des tests d'*impairment* effectués sur les actifs constitués notamment par les centrales de production d'électricité détenues par le Groupe, et les écarts d'acquisition ;
- ▶ les charges et produits financiers qui regroupent les éléments suivants :
  - le coût de l'endettement net qui comprend la charge d'intérêt liée aux financements des investissements (le Groupe a recours en règle générale à des financements de projets),
  - les plus-values ou moins-values de cession de titres des sociétés non consolidées ou mises en équivalence sur lesquelles le Groupe n'a pas le contrôle,
  - le résultat de change lié à l'exposition du Groupe aux variations dollar américain/euro et, dans une moindre mesure, aux variations livre sterling/euro,
  - les dotations aux provisions pour dépréciation d'immobilisations financières, et
  - les charges d'actualisation incluant les variations de juste valeur des instruments de couverture.

## 9.2 Résultats des opérations

### 9.2.1 CHANGEMENT DE MÉTHODE COMPTABLE

Le Groupe a développé des projets éoliens aux États-Unis sous forme de partenariat avec des investisseurs financiers. Les projets éoliens aux États-Unis ont trois sources de revenus (i) la vente de la production d'électricité dans le cadre du contrat d'achat (*Power Purchase Agreement* ou PPA) conclu généralement pour une durée de 20 ans avec une compagnie électrique, (ii) les *Production Tax Credit* (PTC) qui sont des crédits d'impôt d'une durée de 10 ans proportionnels à la production d'électricité, et (iii) la possibilité d'effectuer un amortissement accéléré. Ces deux derniers avantages fiscaux constituent une part significative des revenus globaux des projets (sur la base de l'historique des projets du Groupe entre 40 et 50 % des revenus totaux). enXco, la filiale américaine du Groupe, n'a pas la capacité fiscale suffisante pour absorber tous ces avantages fiscaux. Elle les monétise donc auprès de partenaires, dits « *tax equity investors* ». Les projets sont ainsi financés d'une part par les *tax equity investors*, qui apportent « *upfront* » le montant actualisé de la somme des avantages fiscaux et de la vente d'électricité qui leur seront attribués durant l'exploitation du parc éolien, d'autre part par de la dette bancaire externe (financement de projet) et enfin par apport en fonds propres d'enXco.

Compte tenu de l'appréciation qui était portée par le Groupe sur l'exercice de la gouvernance et le partage des risques entre les partenaires, ces entités ont, jusqu'à présent, été consolidées selon la méthode de l'intégration proportionnelle. Le pourcentage d'intérêt utilisé pour cette consolidation proportionnelle est le reflet de la répartition contractuelle des avantages – c'est-à-dire du produit de la vente d'électricité, des crédits d'impôts et des amortissements dérogatoires – entre EDF Energies Nouvelles et les *tax equity investors*. Ces derniers sont ainsi dénommés car ils récupèrent une partie de leur apport en fonds propres sous forme de bénéfices fiscaux.

L'adoption aux États-Unis du « *Safe Harbor Act* » a conduit à réapprécier l'équilibre des risques entre les partenaires. En outre, la publication par l'IASB de l'exposé-sondage N° 10 « États financiers consolidés » a fourni des indications pour analyser les droits de ces partenaires, qui s'avèrent à la lueur de ces évolutions et éclairages, être davantage des droits conservatoires (protection des minoritaires) que participatifs.

En conséquence, afin de mieux refléter dans les comptes consolidés la réalité économique et la substance de ces accords, à savoir que ces entités sont contrôlées par le Groupe, ce dernier a décidé de consolider ces entités selon la méthode de l'intégration globale.

S'agissant d'un changement de méthode comptable décidé par le Groupe, conformément aux dispositions d'IAS 8.19.b « Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs », son application a été faite de manière rétrospective au 1<sup>er</sup> janvier 2008 et l'effet de l'antériorité net d'impôts a été comptabilisé dans les capitaux propres à cette date.

Les parcs éoliens concernés sont les parcs d'Oasis (60 MW), Fenton (205,5 MW) et Wapsi North (100,5 MW).

Les impacts de ce changement de méthode de consolidation sur les comptes consolidés au 1<sup>er</sup> janvier 2008, ainsi qu'au 31 décembre 2008, sont présentés dans les comptes consolidés 2009 dans la note 3.4 « Changement de méthode de consolidation et reclassements ».

En conséquence, les informations relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2008 incluses dans les sections suivantes sont présentées telles que publiées (données historiques) ainsi que retraitées du changement de mode de consolidation des parcs éoliens américains afin de permettre une comparaison des exercices 2008 et 2009 sur une base similaire.

## 9.2.2 CHIFFRE D'AFFAIRES

Le chiffre d'affaires du Groupe a augmenté de 15,5 %, s'établissant à 1 173,1 millions d'euros au 31 décembre 2009 contre 1 015,4 millions d'euros au 31 décembre 2008. A taux de change constants, la progression est de 13,8 %. La progression du chiffre d'affaires du Groupe se caractérise par la progression du chiffre d'affaires de l'activité de Production, ainsi que celle de l'activité Energies

Réparties, avec une bonne montée en puissance des offres solaires dans l'intégré-bâti ; le chiffre d'affaires de l'activité Développement-Vente d'Actifs Structurés (DVAS) en 2009 est, quant à lui, en retrait, après une année 2008 importante en nombre et en volume de projets, notamment aux États-Unis.

Le tableau ci-dessous présente le chiffre d'affaires du Groupe par zone géographique :

(en milliers d'euros)	2008 (publié)	2008 (retraité)	2009
<b>Europe</b>	<b>517,5</b>	<b>517,5</b>	<b>739,5</b>
Production	180,1	180,1	271,2
Exploitation-Maintenance	5,4	5,4	6,4
Développement-Vente d'Actifs Structurés (DVAS)	147,0	147,0	182,7
Énergies Réparties	185,0	185,0	279,2
<b>Amériques</b>	<b>489,1</b>	<b>497,9</b>	<b>433,6</b>
Production	48,4	57,2	90,9
Exploitation-Maintenance	18,6	18,6	27,8
Développement-Vente d'Actifs Structurés (DVAS)	422,1	422,1	314,9
Énergies Réparties	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>1 006,6</b>	<b>1 015,4</b>	<b>1 173,1</b>

Le tableau ci-dessous présente le chiffre d'affaires du Groupe par activité :

(en milliers d'euros)	2008 (publié)	2008 (retraité)	2009
Production	228,5	237,3	362,1
Exploitation-Maintenance	24,0	24,0	34,2
Développement-Vente d'Actifs Structurés (DVAS)	569,1	569,1	497,6
Énergies Réparties	185,0	185,0	279,2
<b>TOTAL</b>	<b>1 006,6</b>	<b>1 015,4</b>	<b>1 173,1</b>

### Europe

Le chiffre d'affaires des activités du Groupe en Europe progresse de 42,9 % passant de 517,5 millions d'euros au 31 décembre 2008 à 739,5 millions d'euros au 31 décembre 2009. Cette augmentation s'explique comme suit :

- ▶ le chiffre d'affaires de l'activité Production progresse de 50,6 %, passant de 180,1 millions d'euros au 31 décembre 2008 à 271,2 millions d'euros au 31 décembre 2009, soit une hausse de 91,1 millions d'euros. Cette variation s'explique principalement par :
  - l'effet année pleine de la mise en service en 2008 de parcs éoliens au Portugal (194 MW nets), en France (162,6 MW nets), en Grèce (35 MW nets), en Italie (33,3 MW nets), au Royaume-Uni (20 MW nets) et de centrales photovoltaïques pour 7,4 MWC en France, 2,2 MWC en Italie et 1,2 MWC en Espagne,

la mise en service en 2009 des nouveaux parcs éoliens en France (101,1 MW nets), en Italie (27,2 MW nets), en Turquie (22,5 MW nets), en Grèce (19,8 MW nets), au Royaume-Uni (19 MW nets), au

Portugal (20 MW nets) et en Belgique (6,2 MW nets *offshore*) ainsi que des nouvelles centrales photovoltaïques en France (18,5 MWC nets) et en Italie (9 MWC nets). En France, 1,4 MW de biogaz ont également été mis en service.

La production annuelle 2009 en données consolidées en Europe s'est élevée à 2 767,6 TWh. Les productions constatées dans l'éolien en fin d'année au Portugal, en France et en Grèce ont permis à ces zones de rattraper le retard enregistré en début d'année en raison des mauvaises conditions de vent, mais l'Italie et le Royaume-Uni sont en repli par rapport à l'année dernière ;

- ▶ le chiffre d'affaires de l'activité Développement-Vente d'Actifs Structurés (DVAS) passe de 147,0 millions d'euros au 31 décembre 2008 à 182,7 millions d'euros au 31 décembre 2009. En 2008, le Groupe a vendu 6,1 MWC de projets photovoltaïques en Espagne et 26,3 MW de projets éoliens en France. En 2009, la vente de projets photovoltaïques a progressé en France avec la vente de 11,6 MWC de projets en toitures (toitures industrielles, commerciales et hangars agricoles) ainsi que du projet Mangassaye (5,1 MWC). Le chiffre d'affaires de l'activité

DVAS comprend également la vente de panneaux destinés aux sociétés intégrées proportionnellement, dont seule la part intra-groupe est éliminée dans le chiffre d'affaires consolidé ; il est globalement stable en 2009 par rapport à 2008. Enfin, dans le domaine de l'éolien, la fin du projet Fierville (28 MW au total) a été réalisée ;

- ▶ le chiffre d'affaires de l'activité Exploitation-Maintenance est de 6,4 millions d'euros au 31 décembre 2009. Il s'élevait à 5,4 millions d'euros au 31 décembre 2008 ;
- ▶ le chiffre d'affaires réalisé par l'ensemble EDF Energies Nouvelles Réparties et ses filiales, au 31 décembre 2009, s'élève à 279,2 millions d'euros, contre 185 millions d'euros au 31 décembre 2008, soit une progression de 50,9 %. Cette progression de 94,2 millions d'euros s'explique principalement par :
  - la bonne performance d'EDF Energies Nouvelles Réparties SA et Photon Power Technologies (passé de mise en équivalence à intégration globale en début d'année) dans le domaine des ventes de systèmes solaires pour l'intégré-bâti. Le chiffre d'affaires d'EDF Energies Nouvelles Réparties SA est passé de 20,5 millions d'euros au 31 décembre 2008 à 70,7 millions d'euros au 31 décembre 2009, soit une hausse de 50,2 millions d'euros ; le chiffre d'affaires de Photon Power Technologies s'élève, quant à lui, à 24,7 millions d'euros,
  - des performances supérieures à celles constatées en 2008 pour le groupe Tenesol et pour Supra ; le chiffre d'affaires du groupe Tenesol (consolidé en intégration proportionnelle à 50 %) s'élève à 108,5 millions d'euros au 31 décembre 2009 contre 95,8 millions d'euros au 31 décembre 2008, soit une hausse de 12,7 millions d'euros ; celui de Supra passe de 66 millions d'euros au 31 décembre 2008 à 72 millions d'euros au 31 décembre 2009, soit une hausse de 6 millions d'euros.

## Amériques

Le chiffre d'affaires 2008 publié par le Groupe pour la zone Amériques était de 489,1 millions d'euros. En tenant compte du changement de mode d'intégration de proportionnelle à globale des projets américains, le chiffre d'affaires 2008 de la zone est de

497,9 millions d'euros. Au 31 décembre 2009, le chiffre d'affaires Amériques s'élève à 433,6 millions d'euros, soit une baisse de 12,9 % par rapport au 31 décembre 2008. A taux de change constant, il baisse de 17,1 %.

- ▶ Le chiffre d'affaires de l'activité Production passe de 57,2 millions d'euros en 2008 à 90,9 millions d'euros en 2009, soit une hausse de 33,7 millions d'euros (+ 58,9 %) liée principalement à :
  - l'effet année pleine de la mise en service en 2008 du parc éolien de Wapsi North (100,5 MW nets) aux États-Unis et à un niveau moindre des centrales photovoltaïques (1,34 MWC nets),
  - les mises en services en 2009 des parcs éoliens de Shiloh 2 et d'Hoosier (256 MW nets au total) et d'une partie du parc de La Ventosa au Mexique pour 37,5 MW nets, ainsi que des centrales photovoltaïques aux États-Unis pour 4,4 MWC nets,
  - un effet de change favorable. A taux de change constant, la hausse est de 51,4 % ;
- ▶ la production 2009 de la zone Amériques s'élève à 2 140,1 TWh dans un contexte défavorable de conditions de vent ;
- ▶ le chiffre d'affaires de l'activité Développement-Vente d'Actifs Structurés passe de 422,1 millions d'euros en 2008 à 314,9 millions d'euros en 2009, soit une baisse de 107,2 millions d'euros. En effet :
  - en 2008, il concerne principalement la fin du projet Goodnoe (94 MW), ainsi que la vente des projets de Walnut (153 MW) et de Grand Meadows (100,5 MW),
  - en 2009, il comprend principalement la vente des projets éoliens de Crane Creek (99 MW), de Spearville 2 (48 MW) et de Linden (50 MW) ;
- ▶ le chiffre d'affaires de l'activité Exploitation-Maintenance augmente de 49,5 % ; il passe de 18,6 millions d'euros au 31 décembre 2008 à 27,8 millions d'euros au 31 décembre 2009. Cette augmentation est due pour l'essentiel aux nouveaux contrats conclus en 2008 et en 2009. A fin décembre 2009, 4 719 MW sont sous contrat d'exploitation-maintenance pour compte propre et pour compte de tiers. A taux de change constant, il progresse de 42,3 %.

## 9.2.3 EBITDA <sup>(1)</sup>

L'EBITDA s'élève à 334,2 millions d'euros au 31 décembre 2009 contre 226,8 millions d'euros au 31 décembre 2008, soit une augmentation de 47,3 %. Hors changement de méthode d'intégration des projets américains l'EBITDA aurait été de 322,2 millions d'euros en 2009 contre 215,9 millions d'euros publiés pour 2008, soit une progression de 49,2 %. Les principales composantes de cette évolution sont les suivantes :

- ▶ l'accroissement de l'activité du Groupe, notamment pour ses activités de Production, Développement-Vente d'Actifs Structurés, d'Exploitation-Maintenance et les activités d'EDF Energies Nouvelles Réparties, à hauteur de 119,3 millions d'euros ;

- ▶ la comptabilisation de l'excédent de la situation nette sur le prix d'acquisition (20,3 millions d'euros) du projet Monte Grighine en cours de construction (98,9 MW), acquis à hauteur de 50 % dans le cadre d'un partenariat conclu avec Greentech Energy Systems A/S, développeur européen de parcs éoliens ;
- ▶ l'augmentation des frais de développement et corporate de 32,2 millions d'euros d'une année sur l'autre.

Ainsi, l'EBITDA de la zone Europe passe de 151,5 millions d'euros fin décembre 2008 à 215,4 millions d'euros fin décembre 2009, soit une hausse de 42,2 %. L'EBITDA de la zone Amériques passe, quant

(1) La présente section présente le résultat opérationnel avant dotations aux amortissements, subventions d'investissement et pertes de valeur, dit « EBITDA » du Groupe. L'EBITDA ne doit en aucune manière être assimilé au résultat opérationnel, au résultat net ou au flux de trésorerie découlant de l'exploitation et ne saurait être employé comme un indicateur de profitabilité ou de liquidité passée ou future du Groupe.

à lui, de 75,3 millions d'euros fin décembre 2008 à 118,8 millions d'euros fin décembre 2009, soit une hausse de 57,8 %. A taux de change constant, l'EBITDA de la zone Amériques est de 113,2 millions d'euros, soit en hausse de 50,3 %.

L'évolution de l'EBITDA de la zone Europe s'explique principalement par l'effet des mises en service au cours de l'année ainsi que par l'effet année pleine des centrales mises en service en 2008. Par ailleurs, il tient compte de l'excédent de la situation nette sur le prix d'acquisition du projet Monte Grighine. Toutefois, la zone Europe concentre la majeure partie de la hausse des frais de développement et corporate du Groupe, et les performances, à périmètre constant, ont été inférieures à celles constatées au cours de l'année 2008 du fait notamment des conditions de vente d'électricité plus défavorables cette année que celles de l'année précédente (conditions de vent particulièrement mauvaises au Royaume-Uni et en Italie, limitation de la production en Sardaigne,

soucis techniques de démarrage en France et conséquence de la grève aux Antilles). Enfin, l'EBITDA de l'exercice 2009 tient compte également de l'amélioration des performances de l'ensemble EDF Energies Nouvelles Réparties et ses filiales.

L'évolution de l'EBITDA de la zone Amériques s'explique également par les effets mises en service des nouveaux parcs 2009 et des effets année pleine des parcs mis en service en 2008 dans un contexte global de performances de production limitées du fait de conditions de vent passables. Toutefois, l'évolution de l'EBITDA prend en compte également l'amélioration du niveau de rentabilité économique des projets DVAS sur l'année 2009 par rapport à celui enregistré en 2008, du fait notamment de la marge négative du projet Goodnoe (94 MW) en 2008 qui crée un effet de base favorable, ce projet ayant rencontré des difficultés de réalisation tout à fait exceptionnelles dans cette activité.

## 9.2.4 DOTATIONS NETTES AUX AMORTISSEMENTS

Les dotations nettes aux amortissements augmentent de 42 millions d'euros passant de 61,3 millions d'euros au 31 décembre 2008 à 103,3 millions d'euros au 31 décembre 2009. Cette

augmentation s'explique par les dotations aux amortissements des immobilisations relatives aux parcs mis en service cette année ainsi que par l'effet année pleine de ceux mis en service courant 2008.

## 9.2.5 RÉSULTAT OPÉRATIONNEL

Zone géographique (en millions d'euros)	2008 (publié)	2008 (retraité)	2009
Europe	108,2	108,2	146,7
Amériques	50,4	57,3	83,4
<b>TOTAL</b>	<b>158,6</b>	<b>165,5</b>	<b>230,1</b>

Le résultat opérationnel du Groupe est de 230,1 millions d'euros au 31 décembre 2009 contre 165,5 millions d'euros au 31 décembre 2008, soit une progression de 39 %.

### Europe

Le résultat opérationnel du Groupe pour ses activités en Europe passe de 108,1 millions d'euros au 31 décembre 2008 à 146,7 millions d'euros au 31 décembre 2009.

La hausse provient essentiellement de l'activité Production, due, d'une part, à l'effet année pleine des mises en service 2008 pour un montant total de 455,7 MW, dont 444,9 MW dans l'éolien et 10,8 MWC dans le solaire photovoltaïque ; et d'autre part, aux mises en service de nouveaux parcs au cours de l'exercice 2009 pour 244,7 MW, dont 215,9 MW dans l'éolien, 27,4 MWC dans le solaire photovoltaïque et 1,4 MW dans le biogaz.

Le résultat opérationnel Europe concentre également une large part de la hausse des frais de développement et de structure du Groupe et intègre également de moins bonnes conditions de production constatées cette année par rapport à l'an passé. Enfin, il comprend l'excédent de la situation nette sur le prix d'acquisition (badwill) du projet Monte Grighine et intègre la croissance de l'activité d'EDF Energies Nouvelles Réparties.

### Amériques

Le résultat opérationnel du Groupe dans la zone Amériques passe de 57,3 millions d'euros au 31 décembre 2008 à 83,4 millions d'euros au 31 décembre 2009, soit une augmentation de 45,6 %. A taux de change constants, la hausse est de 38,6 %. Cette hausse s'explique par la croissance des activités de Production et de Vente de projets, particulièrement soutenue au cours de l'exercice 2009, avec notamment les mises en production aux États-Unis des parcs éoliens de Shiloh 2 (150 MW) et Hoosier (106 MW) et de centrales photovoltaïques pour 4,4 MWC nets. Le résultat opérationnel bénéficie également de l'effet année pleine des parcs mis en service en 2008, notamment Wapsi North (100,5 MW) mis service en toute fin d'année. Le parc éolien de la Ventosa au Mexique (mise en service partielle pour 37,5 MW nets) et la centrale photovoltaïque de Arnprior au Canada (23,4 MWC nets) ont été mis en service en fin d'année 2009 et n'ont pas d'impact significatif sur le résultat de l'année.



La hausse du résultat opérationnel s'explique aussi par le bon niveau de rentabilité économique enregistré sur les projets DVAS sur l'année 2009 par rapport à celui enregistré au cours de l'exercice

2008, au cours duquel le projet Goodnoe (94 MW) – projet ayant rencontré des difficultés de réalisation tout à fait exceptionnelles dans cette activité – avait généré une marge négative.

## 9.2.6 RÉSULTAT FINANCIER

Le résultat financier est une charge de 104 millions d'euros au 31 décembre 2009 contre 47,5 millions au 31 décembre 2008, soit une augmentation de 56,5 millions d'euros, qui s'explique par :

- la hausse de la charge d'intérêts nette des produits de placements de 39,3 millions d'euros : elle passe de 41,6 millions d'euros au 31 décembre 2008 à 80,9 millions d'euros au 31 décembre 2009 du fait de la hausse de l'endettement liée à la mise en service de centrales en 2008 et 2009 ;
- la comptabilisation en 2009 de la variation de la juste valeur des instruments dérivés qui est un produit de 1,8 million d'euros alors qu'elle était une charge de 1,3 million d'euros en 2008, soit une variation positive de 3 millions d'euros ;
- les autres produits et charges qui constituaient une charge nette de 4,6 millions d'euros au 31 décembre 2008 constituent une charge nette de 24,9 millions d'euros au 31 décembre 2009,

soit une variation négative 20,3 millions d'euros. Cette variation s'explique principalement par la comptabilisation d'une provision de 20,2 millions d'euros, qui couvre les créances financières détenues par le Groupe sur la société Silicium de Provence (SilPro), dont EDF Energies Nouvelles détient une participation minoritaire indirecte. SilPro avait pour objet la construction et l'exploitation d'une usine de silicium raffiné, destinée à l'industrie solaire photovoltaïque. La crise financière et la baisse de la demande de Silicium ont engendré pour la société SilPro des difficultés importantes de financement, qui l'ont contrainte à demander son placement en redressement judiciaire au cours du premier semestre 2009, puis en liquidation judiciaire au cours du second. La provision couvre le risque maximum du Groupe estimé à ce jour sur ce dossier.

## 9.2.7 IMPÔTS SUR LES SOCIÉTÉS

La charge d'impôt sur les sociétés de l'exercice s'élève à 21,4 millions d'euros au 31 décembre 2009 contre 38 millions d'euros au 31 décembre 2008, pour un résultat bénéficiaire avant impôt des sociétés intégrées de 126,1 millions d'euros contre 117,9 millions d'euros au 31 décembre 2008. Le taux effectif d'impôt du Groupe s'établit à 16,96 %, contre 32,25 % en 2008.

La baisse de la charge d'impôt du Groupe et l'écart par rapport au taux normal d'imposition de 34,43 % en France pour l'exercice 2009 s'expliquent principalement par :

- les effets de minoration suivants :
  - des produits exceptionnels non récurrents et non imposables, avec notamment la comptabilisation d'un badwill non fiscalisé sur le projet Monte Grighine dans le cadre du partenariat conclu avec Greentech Energy Systems A/S, ou la réalisation en France de plus-values de cessions de titres de participation à un taux d'environ 1,72 %,
  - un crédit d'impôt exceptionnel en Italie du fait de l'adoption du dispositif fiscal temporaire « Tremonti-ter » d'aide à l'investissement dont a bénéficié le projet éolien Bonorva,
  - des taux d'imposition inférieurs dans plusieurs pays où le Groupe est présent (principalement le Royaume Uni, l'Italie, le Portugal, la Turquie et la Bulgarie),

- l'effet de l'utilisation aux États-Unis des crédits d'impôts (*Production Tax Credit* et *Investment Tax Credit*) de l'exercice 2009 et de ceux accumulés au titre des exercices 2006 à 2008. En effet, le Groupe a profité d'une possibilité d'amortissement exceptionnel sur le parc de Wapsi pour effectuer, en 2008, une opération de *Carry-back* qui l'a conduit à se faire rembourser l'impôt versé en 2006 et 2007 et à reprendre les crédits d'impôts correspondants sur la période 2006 à 2008. Cette opération avait mécaniquement conduit à une augmentation significative du taux effectif d'impôt des États-Unis, et donc du Groupe, sur l'exercice 2008,
- l'activation de déficits jusqu'alors non reconnus,
- des crédits d'impôt recherche ;
- les effets de majoration suivants :
  - la non-déductibilité permanente de certaines charges,
  - la non-reconnaissance de certains déficits principalement en Grèce.



## 9.2.8 QUOTE-PART DES SOCIÉTÉS MISES EN ÉQUIVALENCE

La quote-part des sociétés mises en équivalence passe d'une perte de 2 millions d'euros en 2008 à 0,2 million d'euros en 2009. Cette situation s'expliquait principalement par la perte comptabilisée en 2008 par le groupe belge Alcogroup détenu à 25 % par le Groupe ; d'une part Alcogroup avait déprécié ses actifs de production situés à l'île Maurice ; d'autre part la baisse des prix de l'éthanol avait eu un

effet négatif sur les performances globales du Groupe. Après avoir été très déficitaire au terme du premier semestre 2009, les résultats se sont finalement stabilisés pour être proches de l'équilibre au 31 décembre 2009 du fait notamment de l'évolution favorable des prix de l'éthanol et des bonnes performances de production de l'usine bioéthanol de Gand.

## 9.2.9 RÉSULTAT NET PART DU GROUPE

Le résultat net part du Groupe augmente de 38,7 %, passant de 70,6 millions d'euros au 31 décembre 2008 à 97,9 millions d'euros au 31 décembre 2009, soit une progression de 27,3 millions d'euros. Cette augmentation se décompose de la façon suivante :

- ▶ le résultat opérationnel augmente de 64,7 millions d'euros pour s'établir à 230,1 millions d'euros au 31 décembre 2009. Cette hausse étant principalement liée à l'accroissement de l'activité de production et de vente de projets ;
- ▶ la charge financière enregistre une augmentation de 56,5 millions d'euros, liée à l'augmentation de la charge d'intérêts nette des produits de placements et la prise en compte des conséquences de l'arrêt du projet SilPro ;
- ▶ la charge d'impôt passe de 38,0 à 21,4 millions d'euros, reflétant notamment l'impact du badwill non fiscalisé dans le cadre de l'opération Greentech, l'utilisation de crédits d'impôts aux États-Unis et la déduction fiscale relative aux investissements dans les DOM ;

- ▶ la quote-part de résultat des sociétés mises en équivalence constitue une perte de 0,2 million d'euros, due principalement à Alcogroup ; et
- ▶ les intérêts minoritaires s'élèvent à 6,6 millions d'euros au 31 décembre 2009. La prise en charge des conséquences de l'arrêt du projet Silpro contribue pour (13,9) millions d'euros sur le résultat consolidé et pour + 6,9 millions d'euros sur les intérêts minoritaires. Après neutralisation de cet impact, les intérêts minoritaires s'élèvent donc à 13,6 millions d'euros au 31 décembre 2009 contre 7,3 millions d'euros au 31 décembre 2008 ; l'augmentation des intérêts minoritaires s'explique par la croissance des résultats d'EDF Energies Nouvelles Réparties, une bonne hydraulité en Bulgarie et la croissance de l'activité en Italie.

## 9.3 Structure financière

Les fonds propres du Groupe s'élèvent à 1 572,5 millions d'euros au 31 décembre 2009 contre 1 474,1 millions d'euros au 31 décembre 2008. Les capitaux propres 2008 publiés s'élevaient à 1 491 millions d'euros. L'effet du retraitement des sociétés en partenariat aux États-Unis équivalait donc à une baisse de 16,9 millions d'euros.

L'endettement net, quant à lui, s'élève à 2 737,5 millions d'euros au 31 décembre 2009 contre 1 313,8 millions d'euros au 31 décembre 2008 ; l'endettement net publié au 31 décembre 2008 s'élevait à 1 218 millions d'euros ; l'effet du retraitement équivalait à une hausse de l'endettement net de 95,8 millions d'euros.

Sur l'exercice 2009, la variation de l'endettement net, en hausse de 1 423,7 millions d'euros, s'explique principalement par :

- ▶ le cash flow opérationnel dégagé sur l'exercice : + 236,0 millions d'euros ; il représente 71 % de l'EBITDA, ce qui constitue un niveau élevé du fait que l'impôt sur les sociétés à payer sur le résultat de l'année dernière était peu élevé ;

- ▶ l'augmentation du besoin en fonds de roulement : (192,8 millions d'euros), qui s'explique pour l'essentiel par une augmentation des stocks de turbines destinés aux projets éoliens américains. En valeur absolue, le besoin en fonds de roulement s'élève à 625 millions d'euros au 31 décembre 2009, dont 354 millions d'euros de stocks, 126 millions d'euros de travaux en cours, nets des avances reçues, 80,4 millions d'euros d'avances versées et diverses autres créances et dettes d'exploitation pour 64,6 millions d'euros ;
- ▶ les investissements réalisés sur la période : (1 318,6) millions d'euros, contre (1 069,5) millions d'euros en 2008, soit une augmentation de 23,3 %. Les investissements réalisés en 2009 dans le domaine de l'éolien (et autres technologies) représentent (912) millions d'euros, soit 69,2 % des investissements 2009 et dans le solaire (345,8) millions d'euros, soit 26,2 % des investissements. (60,8) millions d'euros soit 4,6 % ont été investis dans les activités d'EDF Energies Nouvelles Réparties ;

- le paiement des dividendes : (23,4 millions d'euros) ;
- les variations de périmètre : (76,0 millions d'euros) dont l'entrée en périmètre du parc Monte Grighine (opération Greentech) pour (57 millions d'euros) et le changement du mode de consolidation des sociétés Photon Power Technologies et Photon Power Industries pour (21 millions d'euros) et d'autres effets pour + 2 millions d'euros ; et
- les autres éléments (48,9 millions d'euros), notamment liés aux effets de la variation de change, d'actualisation et changements de méthode.

## 9.4 Trésorerie et ressources en capital

Le tableau ci-dessous résume les flux de trésorerie du Groupe pour les exercices clos les 31 décembre 2008 et 2009 (normes IFRS) :

<i>(en millions d'euros)</i>	2008 (publié)	2008 (retraité)	2009
Flux de trésorerie générés par l'activité	(0,3)	(13,1)	107,3
Flux de trésorerie liés aux opérations d'investissement	(1 008,0)	(1 008,0)	(1 291,1)
Flux de trésorerie liés aux opérations de financement	1 169,7	1 182,6	1 166,4

### FLUX DE TRÉSORERIE GÉNÉRÉS PAR L'ACTIVITÉ

Les flux de trésorerie générés par l'activité du Groupe se sont élevés à 107,3 millions d'euros en 2009, contre (13,1) millions d'euros en 2008. Cette augmentation s'explique d'une part, par une forte augmentation des amortissements et provisions due essentiellement à d'importantes mises en service en 2009, et

d'autre part, par l'évolution des charges d'intérêts sur les opérations de financement correspondant essentiellement à des intérêts, des commissions bancaires et à des charges et produits sur les dettes de location financement.

### FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT

En 2009, les flux de trésorerie liés aux opérations d'investissement se sont élevés à (1 291,1) millions d'euros contre (1 008) millions d'euros en 2008. Cette variation résulte du développement

de l'activité qui se traduit par de nombreux investissements particulièrement significatifs aux États-Unis, en France, au Mexique, en Italie et au Canada.

### FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT

Les flux de trésorerie liés aux opérations de financement ont représenté 1 166,4 millions d'euros en 2009 contre 1 182,6 millions d'euros en 2008.

Le financement des investissements engagés sur la période a été réalisé en partie par la souscription d'emprunts bancaires ou auprès d'autres sources de financement pour 1 957 millions d'euros alors que les dettes financières ont été remboursées pour 694,1 millions d'euros.

## 9.5 Structure de l'endettement

Le tableau ci-dessous résume la structure des dettes financières du Groupe pour les exercices clos les 31 décembre 2009 et 2008 :

(en millions d'euros)	2008 (publié)	2008 (retraité)	2009
Emprunts auprès des établissements de crédit	1 641,5	1 683,6	2 363,0
Autres dettes financières	177,6	222,5	1 012,6
Intérêts courus	3,8	3,9	4,5
<b>EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES <sup>(1)</sup></b>	<b>1 822,9</b>	<b>1 910,1</b>	<b>3 380,1</b>

(1) Hors découverts bancaires et juste valeur des dérivés

Au 31 décembre 2009, les emprunts et dettes financières s'élevaient à 3 380,1 millions d'euros contre 1 910,1 au 31 décembre 2008, soit une augmentation de 1 470 millions d'euros. Cette augmentation est liée aux investissements significatifs réalisés en 2009 pour des parcs éoliens destinés à être conservés par le Groupe. Cette variation résulte essentiellement :

- ▶ de la souscription d'emprunts auprès des établissements de crédits (1 378,4 millions d'euros), pour l'essentiel en France (724 millions d'euros), aux États-Unis (286,8 millions d'euros), en Italie (161,1 millions d'euros), en Grèce (77,4 millions d'euros), au Portugal (58 millions d'euros), en Turquie (38,2 millions d'euros) et au Canada (32,7 millions d'euros) ;
- ▶ du remboursement d'emprunts (694,1 millions d'euros), essentiellement en France (387,5 millions d'euros), aux États-Unis (172,8 millions d'euros), en Italie (73,6 millions d'euros), en Grèce (27,3 millions d'euros), au Portugal (22,3 millions d'euros) et au Royaume-Uni (6 millions d'euros) ;
- ▶ de la variation monétaire des autres dettes financières qui ont augmenté de 686,3 millions d'euros ; et
- ▶ des autres mouvements (notamment des effets des variations de périmètre et des écarts de conversion) pour le solde.

Le tableau ci-dessous résume la structure de l'endettement net du Groupe pour les exercices clos les 31 décembre 2009 et 2008 :

(en millions d'euros)	2008 (publié)	2008 (retraité)	2009
Emprunts et dettes financières	1 822,9	1 910,0	3 380,1
Découverts bancaires	138,4	138,4	34,9
Juste valeur des dérivés passifs	50,1	60,1	61,4
Juste valeur des dérivés actifs	(35,0)	(35,0)	(40,3)
Créances financières à court terme (nettes de provision)	(174,4)	(175,6)	(232,2)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au bilan	(584,0)	(584,2)	(466,3)
<b>ENDETTEMENT NET</b>	<b>1 218,0 <sup>(1)</sup></b>	<b>1 313,7</b>	<b>2 737,6</b>

(1) Depuis le 30 juin 2009, l'endettement net du Groupe inclut la trésorerie bloquée. L'endettement net à fin 2008 a été corrigé pour en tenir compte.

## 9.6 Engagements hors bilan

### 9.6.1 ENGAGEMENTS HORS BILAN DONNÉS ET REÇUS

Les engagements donnés et reçus par le Groupe liés à l'exploitation, au financement et aux investissements sont détaillés ci-dessous :

(en millions d'euros)	2008 (publié)	2008 (retraité)	2009	
Nantissements, hypothèques et autres sûretés réelles	965,2	1 010,1	1 603,6	voir § 9.6.2
Avals cautions et autres garanties donnés	1 108,1	1 108,1	1 102,2	(1)
Autres engagements donnés	2 330,7	2 330,7	2 476,5	(2)
<b>ENGAGEMENTS DONNÉS</b>	<b>4 404,0</b>	<b>4 448,9</b>	<b>5 182,3</b>	
Avals cautions et autres garanties donnés	1 158,4	1 158,4	832,4	(1)
Autres engagements donnés	2 945,9	2 945,9	3 094,3	(2)
<b>ENGAGEMENTS REÇUS</b>	<b>4 104,3</b>	<b>4 104,3</b>	<b>3 926,7</b>	

#### Analyse des engagements hors bilan

(1) Avals, cautions et autres garanties donnés : ce poste comprend principalement les engagements de bonne fin concernant des parcs éoliens et centrales solaires pour un montant de 769 millions d'euros. Ceux-ci s'élèvent à 600 millions d'euros aux États-Unis, 109,7 millions en France, 43 millions d'euros en Allemagne et 16,3 millions d'euros en Espagne.

Avals, cautions et autres garanties reçus : il s'agit principalement de garanties reçues des clients concernant l'acquisition de parcs éoliens et centrales solaires à hauteur de 752 millions d'euros. Ces garanties reçues représentent les contreparties des engagements de bonne fin cités ci-dessus.

(2) Autres engagements donnés : les autres engagements donnés incluent les engagements réciproques liés aux commandes d'immobilisations et contrats d'approvisionnement long terme pour 2 089,4 millions d'euros et les contrats de location et de service à long terme pour 274,4 millions d'euros. Concernant

ces derniers engagements, il existe une contrepartie difficile à chiffrer mais significative sous forme de garantie de rendement technique des installations pour des niveaux de vent, des débits d'eau, ou des quantités données de combustible.

Les engagements donnés sont également constitués d'engagements commerciaux pour 113 millions d'euros.

Autres engagements reçus : Les engagements reçus comprennent les engagements réciproques des commandes d'immobilisations et contrats d'approvisionnement cités ci-dessus pour 2 192,9 millions d'euros ainsi que les contrats de location et de service à long terme pour 274,8 millions d'euros. Les engagements reçus comprennent des engagements commerciaux pour 48,6 millions d'euros.

Les engagements reçus sont également composés de lignes de crédit accordées par les banques pour des financements de projets et non encore utilisées pour un montant égal à 578 millions d'euros.

### 9.6.2 NANTISSEMENTS, HYPOTHÈQUES ET AUTRES SÛRETÉS RÉELLES

Les nantissements d'actifs (installations immobilisées des parcs éoliens, créances détenues) en garantie des dettes financières, représentent 1 434 millions d'euros au 31 décembre 2009 principalement sur des actifs au Portugal (359,8 millions d'euros), en Italie (381 millions d'euros), aux États-Unis (331,1 millions d'euros), en Grèce (170 millions d'euros), en Angleterre (84,2 millions d'euros) et en France (32,7 millions d'euros).

Les nantissements de titres de sociétés du Groupe représentent 170 millions d'euros au 31 décembre 2009 essentiellement sur des titres des filiales en Italie (77 millions d'euros), au Portugal (52,4 millions d'euros) et en Grèce (29,4 millions d'euros).

Le tableau ci-dessous présente les nantissements d'actifs de la Société au 31 décembre 2009 :

Type de nantissement/hypothèques (en millions d'euros)	Montant d'actifs nantis (A)	Poste de bilan (B)	% correspondant (A)/(B)
Sur immobilisations corporelles	1 275 <sup>(1)</sup>	3 594	35,5 %
Sur immobilisations financières	170 <sup>(2)</sup>	.(2)	n.a.
Sur d'autres actifs (créances, comptes bancaires)	159 <sup>(3)</sup>	1 355	11,7 %
<b>TOTAL</b>	<b>1 604</b>	<b>6 125</b>	<b>26,2 %</b>

n.a. : Non applicable.

- (1) Pour les immobilisations corporelles, la référence de comparaison est le total des immobilisations corporelles du bilan consolidé au 31 décembre 2009. Ces nantissements couvrent les prêteurs qui ont apporté le financement externe à long terme de ces actifs. La durée de ces garanties est liée à la durée des emprunts et est majoritairement de l'ordre de 10 à 15 ans à l'origine.
- (2) Les nantissements sur immobilisations financières correspondent aux nantissements d'actions. Ce sont parfois les titres des filiales du Groupe qui portent les emprunts qui sont nantis. Ces titres sont en général éliminés et les immobilisations financières données en garantie n'apparaissent pas au bilan consolidé.
- (3) Le poste de bilan correspondant aux autres actifs prend en compte les autres débiteurs, les créances clients et la trésorerie et équivalents de trésorerie.

## 9.7 Engagements contractuels

Le tableau ci-dessous présente les obligations contractuelles du Groupe au 31 décembre 2009 par échéance :

Obligations contractuelles (en millions d'euros)	Total	Paiements dus par période		
		A moins d'un an	De un à cinq ans	A plus de cinq ans
Dettes à long terme	3 314,5	1 257,3	1 072,5	984,7
Obligations en matière de location financement	65,6	18,4	30,9	16,3
<b>SOUS-TOTAL OBLIGATIONS CONTRACTUELLES INSCRITES AU BILAN</b>	<b>3 380,1</b>	<b>1 275,7</b>	<b>1 103,4</b>	<b>1 001,0</b>
Contrats de location simple	36,9	4,2	10,2	22,5
Contrats de services	237,6	26,3	82,4	128,9
Contrat d'approvisionnement long terme	180,1	52,6	90,6	36,9
Engagements sur commandes d'immobilisations	1 908,9	706,2	1 201,4	1,3
Engagements commerciaux	112,9	14,1	64,1	34,8
<b>SOUS-TOTAL OBLIGATIONS CONTRACTUELLES HORS BILAN <sup>(1)</sup></b>	<b>2 476,4</b>	<b>803,4</b>	<b>1 448,7</b>	<b>224,4</b>
<b>TOTAL OBLIGATIONS CONTRACTUELLES</b>	<b>5 856,5</b>	<b>2 079,1</b>	<b>2 552,1</b>	<b>1 225,4</b>

(1) Le sous-total Obligations contractuelles hors bilan correspond à la ligne « Autres engagements donnés » du paragraphe 9.6.1 du présent document de référence.

Le tableau ci-dessous présente les autres engagements donnés :

Autres engagements donnés (en millions d'euros)	Total	Montants des engagements par période		
		A moins d'un an	De un à cinq ans	A plus de cinq ans
Engagements de bonne fin d'exécution	768,9	511,5	257,2	0,2
Garanties	326,7	239,0	63,4	24,3
Cautions	6,6	6,6	4,8	1,4
<b>TOTAL AVALS, CAUTIONS ET AUTRES GARANTIES DONNÉS <sup>(1)</sup></b>	<b>1 102,2</b>	<b>750,8</b>	<b>325,4</b>	<b>25,9</b>

(1) Voir le paragraphe 9.6.1 du présent document de référence.

## 9.8 Informations financières relatives à EDF Energies Nouvelles SA

### 9.8.1 ÉVOLUTION DE LA SITUATION FINANCIÈRE ET DU RÉSULTAT

#### Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires d'EDF Energies Nouvelles SA, société holding du groupe EDF Energies Nouvelles, s'élève à 31,9 millions d'euros au 31 décembre 2009 contre 20,8 millions d'euros au 31 décembre 2008.

Le chiffre d'affaires est composé principalement de prestations Groupe (par exemple, garanties données à des établissements financiers par la Société pour le compte des filiales, honoraires des commissaires aux comptes, honoraires de recherche-développement refacturés) et de *managements fees* auprès des différentes filiales du Groupe et accessoirement de prestations facturées à son actionnaire EDEV SA (quote-part de loyer de l'immeuble Cœur Défense). La progression du chiffre d'affaires est liée notamment à l'augmentation des managements fees et à la refacturation de divers honoraires (commissaires aux comptes, recherche-développement, loyer et commissions).

#### Résultats

Le résultat d'exploitation 2009 est négatif de (4,9) millions d'euros contre (5,8) millions d'euros l'an passé. Cette amélioration provient notamment d'un volume de facturation à l'intérieur du Groupe supérieur à l'évolution des charges d'exploitation. EDF Energies Nouvelles SA agissant comme holding de tête du Groupe, son résultat d'exploitation d'EDF Energies Nouvelles est structurellement négatif, car elle n'a pas la possibilité de refacturer l'intégralité de ses charges d'exploitation.

Le résultat financier d'EDF Energies Nouvelles SA est un produit de 28,9 millions d'euros au 31 décembre 2009 contre 35,1 millions d'euros au 31 décembre 2008, soit une baisse de 6,2 millions d'euros. En effet, en 2009, la Société a perçu de moindres produits financiers sur placements et compte courant du fait de la baisse des taux d'intérêt et dégage un résultat net de change négatif ;

des effets en partie compensés par le versement de dividendes en hausse (dont 13,5 millions d'euros par enXco) et une baisse des charges d'intérêts sur emprunt.

Le résultat exceptionnel s'établit à 4,6 millions d'euros au 31 décembre 2009 contre 4,3 millions d'euros au 31 décembre 2008. En 2009, il correspond notamment à la cession d'une partie (2,5 %) des titres de participation détenus dans la société C-Power (éolien *offshore*) qui passe ainsi de 20,8 % à 18,3 %.

Le résultat net de l'exercice est donc un bénéfice de 30,8 millions d'euros contre un bénéfice 34,3 millions d'euros sur l'exercice précédent.

#### Fonds propres et endettement net

Les fonds propres d'EDF Energies Nouvelles SA s'élèvent à 1 226,4 millions d'euros au 31 décembre 2009 contre 1 216,2 millions d'euros au 31 décembre 2008. Au 31 décembre 2009, le report à nouveau s'élève à 50,4 millions d'euros et le résultat net à 30,8 millions d'euros.

EDF Energies Nouvelles SA joue un rôle de financement de ses filiales et participations de plus en plus important compte tenu de la mise en place d'une centralisation de la trésorerie depuis un peu plus de quatre ans. Elle finance une partie des fonds propres des projets éoliens et solaires conservés par le Groupe et consent des avances aux filiales du Groupe aux fins de financer leur besoin en fonds de roulement, payer les acomptes aux fabricants de turbines, et financer les périodes de construction des fermes dans l'attente de la mise en place des financements de projets à recours limité.

Pour ces opérations, EDF Energies Nouvelles SA dispose de lignes corporate et de découverts bancaires d'un montant de 1 538 millions d'euros, ainsi que d'un solde de disponibilité de 210 millions d'euros.

### 9.8.2 ÉTATS FINANCIERS D'EDF ENERGIES NOUVELLES SA POUR L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2009

Les états financiers d'EDF Energies Nouvelles SA pour l'exercice clos le 31 décembre 2009 sont présentés en annexe 4 du présent document de référence.



## 9.8.3 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES D'EDF ENERGIES NOUVELLES SA POUR L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2009

« Mesdames, Messieurs les Actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre assemblée générale, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2009, sur :

- le contrôle des comptes annuels de la société EDF Energies Nouvelles SA, tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la justification de nos appréciations ;
- les vérifications et informations spécifiques prévues par la loi.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le Conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

### 1 Opinion sur les comptes annuels

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels 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 les comptes annuels. 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.

Nous certifions que les comptes annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de la Société à la fin de cet exercice.

### 2 Justification des appréciations

En application des dispositions de l'article L. 823-9 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les éléments suivants :

#### Immobilisations financières

La Société évalue annuellement la valeur d'inventaire de ses immobilisations financières selon la méthode décrite dans la note 5.3 – Immobilisations financières, relative aux règles et méthodes comptables. Nous avons procédé à l'appréciation de l'approche retenue par la Société et, sur la base des éléments disponibles à ce jour, nous nous sommes assurés du caractère approprié des informations communiquées en annexe par la Société au 31 décembre 2009.

#### Convention d'intégration fiscale

La note 5.8 – Intégration fiscale de l'annexe expose le traitement comptable applicable aux économies d'impôt et à leur éventuelle restitution aux filiales en vertu de la convention d'intégration fiscale. Nos travaux ont consisté à apprécier l'approche retenue et à revoir les calculs effectués par la Société. Sur la base des informations disponibles à ce jour, nos travaux ne remettent pas en cause le traitement retenu par la Société.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes annuels, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

### 3 Vérifications et informations spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par la loi.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport de gestion du Conseil d'administration et dans les documents adressés aux actionnaires sur la situation financière et les comptes annuels.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L. 225-102-1 du Code de commerce sur les rémunérations et avantages versés aux mandataires sociaux ainsi que sur les engagements consentis en leur faveur, nous avons vérifié leur concordance avec les comptes ou avec les données ayant servi à l'établissement de ces comptes et, le cas échéant, avec les éléments recueillis par votre Société auprès des sociétés contrôlant votre Société ou contrôlées par elle. Sur la base de ces travaux, nous attestons l'exactitude et la sincérité de ces informations.

En application de la loi, nous nous sommes assurés que les diverses informations relatives à l'identité des détenteurs du capital vous ont été communiquées dans le rapport de gestion. »

Les commissaires aux comptes  
Paris La Défense et Paris, le 9 février 2010

KPMG Audit Département de KPMG S.A.

Catherine Porta  
Associée

Alain Martin & Associés

Alain Martin  
Associé

## 9.8.4 TABLEAU DES RÉSULTATS DES CINQ DERNIERS EXERCICES

	2005	2006	2007	2008	2009
<b>Capital en fin d'exercice (en euros)</b>					
Capital social	68 972 608	99 287 574	99 287 574	124 109 466	124 104 466
Nombre des actions ordinaires existantes	4 310 788	62 054 734	62 054 734	77 568 416	77 568 416
Nombre d'actions à dividende prioritaire (sans droit de vote) existantes	0	0	0	0	0
Nombre maximal d'actions futures à créer					
▶ Par conversion d'obligations	-	-	-	-	-
▶ Par exercice de droits de souscription	-	-	-	-	-
<b>Opérations et résultats de l'exercice (en euros)</b>					
Chiffre d'affaires hors taxes	14 924 388	14 160 095	14 086 520	20 799 432	31 909 910
Résultat avant impôt, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	(1 732 596)	9 105 169	80 974 314	65 586 726	48 432 963
Impôt sur les bénéfices	(271 643)	310 553	(74 250)	(621 250)	(2 203 573)
Participation des salariés due au titre de l'exercice	-	-	-	-	-
Résultat après impôt, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	6 982 168	(322 237)	57 651 549	34 337 860	30 825 805
Résultat distribué	-	6 826 020	16 134 231	20 943 472	29 475 998
<b>Résultat par action (en euros)</b>					
Résultat après impôt, participation des salariés, mais avant dotations aux amortissements et provisions.	(0,46)	0,15	1,3	0,85	0,65
Résultat après impôt, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	1,62	0,01	0,93	0,44	0,397
Dividende attribué à chaque action	-	0,11	0,26	0,27	0,38*
<b>Personnel</b>					
Effectif moyen	61	66	72	76	82
Montant de la masse salariale	5 643 330	5 001 966	4 725 543	6 329 226	6 566 193
Montant des sommes versées au titre des avantages sociaux de l'exercice (Sécurité sociale, œuvres sociales)	1 988 210	2 683 484	2 280 303	3 229 879	5 656 888

\* Montant du dividende qui sera proposé à l'assemblée générale du 26 mai 2010.

## 9.8.5 ÉVOLUTION DES PARTICIPATIONS

### Souscriptions et augmentations au cours de l'exercice 2009

Les principales opérations réalisées en 2009 sont :

- ▶ souscription à une augmentation de capital dans Alcogroup (biocarburant), permettant ainsi une amélioration du gearing de la Société ;
- ▶ recapitalisation de la société Inversiones Eolicas (holding mexicaine détenant les participations dans le projet La Ventosa) via une conversion partielle du compte courant ;
- ▶ participation à l'augmentation de capital d'enXco via une conversion partielle du compte courant ; et
- ▶ augmentation de capital dans la société C-Power (éolien *offshore*) via une incorporation du compte courant.

### Cessions de titres au cours de l'exercice 2009

- ▶ cession de titres de participation (2,5 %) détenus dans la société C-Power ;
- ▶ dans le cadre de la réorganisation des participations du Groupe, les titres détenus dans des sociétés de développement grecques ont été cédés à EDF EN Grèce. De même, les titres détenus dans la société Energia Del Ismo ont été cédés à Inversiones Eolicas (Mexique) ; et
- ▶ vente de deux centrales de cogénération (Seclin et Chabossière).

Le détail de l'évolution des participations figure en annexe des comptes sociaux (voir l'annexe 4 du présent document de référence).

## 9.9 Délais de paiement

Conformément à l'article D.441-4 du Code de commerce, la Société donne la décomposition du solde des dettes à l'égard des fournisseurs au 31 décembre 2009 par date d'échéance :

Échéance	Dettes fournisseurs (en milliers d'euros)
Paiement à 30 jours	1 179
Paiement à plus de 30 jours	0

# 10 Trésorerie et capitaux

---

## 10.1 Information sur les capitaux du Groupe

Les informations relatives aux capitaux propres du Groupe figurent aux paragraphes 9.3 et 20.1 du présent document de référence.

## 10.2 Flux de trésorerie

Les informations relatives aux flux de trésorerie figurent aux paragraphes 9.4 et 20.1 du présent document de référence.

## 10.3 Financement

Les informations relatives au financement des activités du Groupe figurent aux paragraphes 9.5 et 4.4.3 du présent document de référence.

## 10.4 Restrictions à l'utilisation des capitaux

Par principe, les financements de projets prévoient des conditions au versement de dividendes aux actionnaires. En particulier, il est généralement prévu que la société concernée doit respecter un niveau minimum de couverture du service de la dette, mesuré par un ratio dit « DSCR » (Debt Service Coverage Ratio). Ce ratio, en général mesuré une à deux fois par an, correspond au rapport entre (i) le cash flow après paiement des coûts d'exploitation, des investissements de maintenance et de la charge d'impôt et (ii) le service de la dette (intérêts et principal) de la période mesurée. S'il est inférieur à un certain seuil, la société de projet n'a pas le droit de distribuer de dividendes. L'excédent de cash est alors intégralement conservé sur un compte de réserve jusqu'à ce que le ratio DSCR retrouve le niveau minimum requis ou est affecté à un remboursement anticipé partiel du financement afin de rétablir l'objectif de couverture du service de la dette.

Dans le cadre des financements de projets, les actifs sous-jacents et les titres de la société de projet font généralement l'objet d'un nantissement auprès des banques prêteuses.

En outre, les contrats de financement de parcs éoliens prévoient d'une part le blocage sur un compte spécial d'un montant correspondant en moyenne à six mois de service de la dette, et d'autre part que soit mise en réserve sur un compte bancaire spécifique une provision afin de couvrir les dépenses de gros entretien des éoliennes.

Les financements de projet comportent également parfois des clauses de *cash-sweep* (accélération des remboursements) ou de *stand-by equity* (réinjection de fonds propres afin de rétablir le cas de base). Enfin, la quasi-totalité des financements de projets

comporte une clause d'exigibilité anticipée (en général si le DSCR devient inférieur à 1).

Dans le cas particulier de la Grèce, il est impossible de distribuer en dividende la part du profit généré par les subventions reçues (les subventions représentant de l'ordre de 30 à 35 % du montant total de l'investissement).

Par ailleurs, les financements Corporate (hors financements conclus avec EDF) contiennent des clauses d'exigibilité anticipée qui prennent en compte différents ratios dont un ratio EBITDA/frais

financiers nets qui doit en général être supérieur à 2 et un seuil maximal d'endettement.

Enfin, certains financements incluent des clauses restrictives du type remboursement anticipé, au cas où EDF viendrait à descendre en-dessous d'un certain seuil de détention du capital de la Société, ou si la Société venait à changer de dénomination sociale.

Au 31 décembre 2009, la Société respectait chacun des covenants prévus dans le cadre de ses financements de projets et financements corporate.

## 10.5 Sources de financement attendues pour les investissements futurs

À la date du présent document, les sources de financement attendues pour les financements futurs seront pour l'essentiel des financements de projet (voir le paragraphe 4.4.3 du présent document de référence pour une description des conditions de financement du Groupe). Ils devraient continuer à représenter 70 à 90 % du total de l'investissement, le solde étant financé par des fonds propres.

Les financements de projet long terme sont en général d'une durée comprise entre 12 et 18 ans et leurs emprunts sont généralement à taux variables, auxquels est adjointe une couverture du taux au travers d'un swap (voir le paragraphe 4.4.1 du présent document de référence).

# 11 Recherche et développement, brevets et licences

---

## 11.1 Recherche et développement

Le marché des énergies renouvelables, notamment en matière d'éolien et de solaire photovoltaïque, est un marché sur lequel la technologie évolue rapidement. Afin de maintenir et d'accroître son niveau d'activité, le Groupe doit donc être en mesure d'anticiper et de suivre ces progrès technologiques. A ce titre, le Groupe porte un intérêt marqué aux activités de recherche-développement, qui constituent un facteur-clé de réussite dans son secteur d'activité.

Dans ce domaine, le Groupe s'appuie notamment sur les équipes de recherche-développement du groupe EDF. La Société et EDF ont ainsi conclu en 2008 un contrat-cadre visant à organiser leur collaboration pour les programmes de recherche-développement en matière d'énergie renouvelable.

Cette collaboration est organisée autour de programmes de recherche annuels à convenir entre les deux parties. Ce contrat est conclu pour une durée de trois ans et reconductible par tacite reconduction par période d'une année. Ce contrat pourra être résilié unilatéralement par EDF en cas de modification du niveau

de contrôle d'EDF sur la Société ou de changement d'activité conséquent au sein de la Société.

La collaboration avec EDF inclut des travaux relatifs à l'optimisation des performances des parcs éoliens (mesures de vent, études techniques de turbines, études sur les installations *offshore*, etc.), l'amélioration du rendement surfacique des cellules photovoltaïques et le développement de procédés de fabrication à moindre coût, l'optimisation des installations photovoltaïques sur toiture ainsi que l'appui au développement des projets d'exploitation des énergies marines.

En 2009, le budget alloué aux programmes de recherches conduits dans le cadre de ce partenariat avec EDF s'est élevé à près de 2 millions d'euros.

Dans le cadre de son développement dans les énergies renouvelables réparties, le Groupe a par ailleurs conclu plusieurs partenariats en recherche-développement (voir le paragraphe 6.5.6 (c) (ii) du présent document de référence).

## 11.2 Marques, brevets et licences

EDF et la Société ont conclu en 2006 un contrat de licence de marque, aux termes duquel EDF concède à la Société le droit d'utiliser son nom et sa marque dans le cadre des règles édictées dans sa charte graphique pour un montant d'un euro symbolique. Sauf cas particulier, l'ensemble des filiales de la Société applique cette charte graphique.

La Société bénéficie en particulier au titre de ce contrat du droit d'usage de la marque EDF Energies Nouvelles en tant que dénomination sociale, ce qui constitue, tant en France qu'à

l'étranger, un atout important pour le Groupe, qui bénéficie ainsi de la renommée internationale d'EDF, l'un des leaders européens de la production, la distribution et la commercialisation d'électricité en Europe.

Ce contrat de licence de marque est entré en vigueur pour la durée de la Société ; il sera néanmoins résilié de plein droit dès lors que la participation, directe ou indirecte, d'EDF dans la Société deviendra inférieure à 35 % du capital ou des droits de vote.



# 12 Information sur les tendances

## 12.1 Évolutions depuis la clôture de l'exercice 2009

Les informations relatives aux principaux événements intervenus depuis la clôture de l'exercice 2009 figurent au Chapitre 6 et au paragraphe 20.6 du présent document de référence.

## 12.2 Perspectives d'avenir

Le Groupe entend poursuivre la croissance rapide de son activité de producteur d'énergie renouvelable tout en maintenant sa rentabilité. Cette croissance s'articulera autour d'une poursuite du développement de l'activité éolienne terrestre et solaire photovoltaïque combinée au développement des énergies réparties, notamment le solaire distribué, et au développement de relais de croissance sur d'autres filières renouvelables conformément à la stratégie du Groupe présentée au paragraphe 6.3 du présent document de référence. Enfin, le Groupe a l'intention de poursuivre son activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés.

Dans cette perspective et pour refléter son modèle de croissance rentable, le Groupe s'est fixé des objectifs opérationnels et

financiers. Les tendances et objectifs présentés au présent paragraphe sont fondés sur des données, hypothèses, et estimations considérées comme raisonnables par la Direction du 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, comptable, concurrentiel, réglementaire, fiscal et aux conditions climatiques. En outre, la réalisation de certains risques décrits au Chapitre 4 du présent document, pourrait avoir un impact sur l'activité, la situation financière, les résultats du Groupe et sa capacité à réaliser ses objectifs. Le Groupe ne prend aucun engagement et ne donne aucune garantie sur la réalisation des objectifs figurant au présent Chapitre.

### OBJECTIFS DU GROUPE

Dans le cadre de sa stratégie de développement dans la production d'énergie verte, le Groupe s'était donné pour objectif en 2008 une accélération du développement de ses capacités de production, qui pourraient atteindre jusqu'à 4 000 MW fin 2012 (toutes filières confondues), pour sa quote-part détenue en propre et après cession d'actifs dans le cadre de son activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés <sup>(1)</sup>. Compte tenu du changement de mode de consolidation des parcs éoliens aux États-Unis intervenu en 2009 (voir la note 3.4 des comptes consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2009 inclus au paragraphe 20.1 du présent document de référence), cet objectif est ajusté à 4 200 MW fin 2012, dont 500 MWc dans le solaire photovoltaïque.

Le Groupe continuera de respecter les critères de rentabilité stricts qu'il s'est fixés :

- pour les projets éoliens et solaires aux États-Unis : un taux de rentabilité interne (TRI) projet après impôt compris entre 9 et 11 % ;

- pour les projets éoliens et solaires en France, au Portugal, en Grèce, au Mexique, au Canada et pour les projets solaires en Italie : un TRI projet avant impôt supérieur à 10 % ; et
- pour les projets éoliens et solaires en Turquie et au Royaume-Uni ainsi que pour les projets éoliens en Italie : un TRI projet avant impôt supérieur à 12 %.

Ces TRI sont calculés sur 20 ans, avant endettement, hors valeur terminale et en monnaie courante.

Par ailleurs, les activités de Développement-Vente d'Actifs Structurés devraient dégager une marge permettant de couvrir en moyenne au moins 80 % des frais de développement et de structure engagés par le Groupe au cours des prochaines années.

(1) Au 31 décembre 2009, le Groupe dispose d'une capacité installée de 2 257,0 MW détenus en propre et 467,2 MW devant être détenus en propre sont en cours de construction.

# 13 Prévisions ou estimations du bénéfice

## 13.1 Prévisions ou estimations de bénéfice du Groupe

### Hypothèses

Le Groupe a construit ses prévisions 2010 sur la base des états financiers relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2009 et des hypothèses suivantes :

- la production constatée ou, à défaut, la production moyenne hors aléa climatique appelée P50 (production estimée sur la base d'un vent moyen déterminé à partir d'un historique long terme) ;
- une permanence des méthodes comptables appliquées au cours de l'exercice 2009 pour l'exercice 2010 ;
- une croissance de la capacité installée en 2010 tenant compte des capacités en construction au 31 décembre 2009 (mentionnées au Chapitre 6 du présent document de référence) dont la mise en exploitation est prévue en 2010 ;
- des frais de structure et de développement couverts par les marges dégagées par l'activité Développement-Vente d'Actifs Structurés (ce qui suppose que les conditions de financement des acheteurs habituels de ces projets ne se détériorent pas significativement) ;
- des taux de change pris en compte de 1,4 USD et 0,85 GBP pour un euro ; et
- le périmètre est le périmètre de consolidation au 31 décembre 2009.

Les prévisions présentées ci-dessous sont fondées sur des données, hypothèses, et estimations considérées comme raisonnables par la Direction du 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, comptable, concurrentiel, réglementaire, fiscal et aux conditions climatiques. En outre, la réalisation de certains risques décrits au Chapitre 4 du présent document de référence pourrait avoir un impact sur l'activité, la situation financière, les résultats du Groupe et sa capacité à réaliser ses objectifs. Le Groupe ne prend aucun engagement et ne donne aucune garantie sur la réalisation des prévisions figurant au présent paragraphe.

Ces prévisions ont été établies sur la base des principes comptables adoptés par le Groupe pour l'élaboration de ses états financiers consolidés relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2009, sans prise en compte d'effet complémentaire des normes IAS 32 et 39 relatives à l'évaluation, la comptabilisation et la présentation des instruments financiers et IFRS 2 relative aux paiements fondés sur des actions.

### Prévisions du Groupe pour l'exercice 2010

Sur la base des hypothèses ci-dessus, le Groupe entend atteindre pour l'exercice 2010 un EBITDA <sup>(1)</sup> compris entre 430 et 450 millions d'euros.

(1) L'EBITDA correspond au résultat opérationnel avant dotations aux amortissements, subventions d'investissement et pertes de valeur. L'EBITDA ne doit en aucune manière être assimilé au résultat opérationnel, au résultat net ou au flux de trésorerie découlant de l'exploitation et ne saurait être employé comme un indicateur de profitabilité ou de liquidité passée ou future du Groupe.

## 13.2 Rapport des commissaires aux comptes sur les prévisions de bénéfice

« Monsieur le Président du Conseil d'administration,

En notre qualité de commissaires aux comptes et en application du règlement (CE) n°809/2004, nous avons établi le présent rapport sur les révisions de résultat de la société EDF Energies Nouvelles SA incluses dans le chapitre 13 de son document de référence établi au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2009.

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 CESR 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 estimées nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette mission. Ces diligences ont comporté une évaluation 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 historiques de la société EDF Energies Nouvelles SA. Elles ont également consisté à collecter les informations et les explications que nous avons estimées nécessaires permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les prévisions sont adéquatement établies sur la base des hypothèses qui sont énoncées.

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

A notre avis :

- les prévisions ont été adéquatement établies sur la base indiquée ;
- la base comptable utilisée aux fins de cette prévision est conforme aux méthodes comptables appliquées par la société EDF Energies Nouvelles SA et sans prise en compte d'effet complémentaire des normes IAS 32 et 39, relatives à l'évaluation, la comptabilisation et la présentation des instruments financiers et IFRS 2 relative aux paiements fondés sur des actions.

Ce rapport est émis aux seules fins de l'enregistrement du document de référence auprès de l'AMF et ne peut être utilisé dans un autre contexte. »

Les commissaires aux comptes

Paris La Défense et Paris, le 25 mars 2010

KPMG Audit Département de KPMG S.A.

Catherine Porta  
Associée

Alain Martin & Associés

Alain Martin  
Associé

# 14 Organes d'administration, de Direction et de surveillance et Direction générale

## 14.1 Composition et fonctionnement des organes de Direction et de contrôle

La Société est une société anonyme à Conseil d'administration. Un descriptif résumé des principales stipulations des statuts et du règlement intérieur relatives au Conseil d'administration, en

particulier à son mode de fonctionnement et ses pouvoirs, figure au paragraphe 21.2.2 du présent document de référence.

### 14.1.1 CONSEIL D'ADMINISTRATION

Le tableau ci-dessous présente la composition du Conseil d'administration ainsi que les mandats des membres du Conseil d'administration de la Société au cours des cinq dernières années (hors mandats détenus au sein de sociétés du Groupe, qui sont présentés en annexe 3 du présent document de référence) et le nombre d'actions de la Société qu'ils détiennent, au 31 décembre 2009 :

Nom Fonction Nombre d'actions	Date de première nomination Date de début du mandat actuel Date d'échéance du mandat (assemblée générale)	Autres mandats ou fonctions au cours des cinq dernières années exercées par l'administrateur, ou le cas échéant, par son représentant permanent
Pâris Mouratoglou Président du Conseil d'administration 1 000 025 actions	13 septembre 1990 16 avril 2004 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2009	<i>Mandats en cours</i> <b>France</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Co-Gérant de la SCI F.M.K.</li> <li>➤ Administrateur de EURO SIIF</li> <li>➤ Président d'Apollon Solar</li> </ul> <b>Autres et étranger</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Membre du Conseil de surveillance de Jacques Giordano Industries <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Administrateur de Tenesol (représentant EDF EN)</li> </ul> </li> <li>➤ Représentant de la société SIIF Présidente de Nexcis SA <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Administrateur d'Hôtel Victoria SA</li> </ul> </li> </ul> <b>Autres et étranger</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Gérant de SIIF SARL (Luxembourg)</li> </ul> <i>Mandats expirés</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Administrateur non exécutif de REH (Ile de Man)</li> <li>➤ Co-Gérant de la Société d'Études et de Réalisation du Port de Plaisance de Saint Raphaël (SERPP)</li> </ul>
Élie Cohen Administrateur 1 action	18 septembre 2006 1 <sup>er</sup> décembre 2006 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2011	<i>Mandats en cours (France)</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Membre du Conseil de surveillance de Steria <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Administrateur de Pages Jaunes</li> </ul> </li> </ul> <i>Mandats expirés</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Administrateur d'EDF Energies Nouvelles Reparties <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Administrateur de Vigeo</li> <li>➤ Administrateur d'Orange</li> </ul> </li> </ul>

Nom Fonction Nombre d'actions	Date de première nomination Date de début du mandat actuel Date d'échéance du mandat (assemblée générale)	Autres mandats ou fonctions au cours des cinq dernières années exercées par l'administrateur, ou le cas échéant, par son représentant permanent
EDEV Administrateur représenté par Pierre Lederer EDEV : 38 784 194 actions M. Lederer : aucune action	11 octobre 2000 30 mai 2007 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2012	<i>Mandats en cours (France)</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Directeur Exécutif Groupe en charge du commerce d'EDF SA <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Administrateur EDEV</li> </ul> </li> </ul> <i>Mandats expirés</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Membre du Conseil de surveillance d'EnBW</li> <li>➤ Administrateur de Deutsche Steinkohle AG <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Gérant d'EnBW Kernkraft GmbH</li> <li>➤ Administrateur d'EnBW Kraftwerke AG</li> </ul> </li> <li>➤ Administrateur et Président d'EnBW Regional AG</li> <li>➤ Administrateur et Président d'EnBW Transportnetze AG</li> <li>➤ Gérant d'EnBW Vertriebs- und Servicegesellschaften GmbH <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Administrateur d'Energiedienst AG</li> <li>➤ Administrateur de STEAG Aktiengesellschaft</li> <li>➤ Administrateur de Stadtwerke Düsseldorf AG <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Gérant d'EnBW Energy Solution GmbH</li> <li>➤ Gérant d'EnBW Gas GmbH</li> <li>➤ Gérant d'EnBW Trading GmbH</li> </ul> </li> <li>➤ Administrateur d'Energiedienst Holding AG</li> </ul> </li> <li>➤ Gérant de Gasversorgung Süddeutschland GmbH <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Gérant de Skandinavisk Kraftmeagling AS i.L.</li> </ul> </li> </ul>
Société Internationale d'Investissements Financiers (SIIF) Administrateur représentée par Catherine Mouratoglou SIIF : 18 463 284 actions Mme Mouratoglou : 800 actions	30 juin 2000 16 avril 2004 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2009	<i>Mandats en cours (France)</i> <b>France</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Présidente de Bois Fleuri SAS</li> <li>➤ Président-Directeur général de la SA EUROSIIF <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Administrateur de Hôtel Victoria SA</li> <li>➤ Représentante de la SA EUROSIIF,</li> </ul> </li> <li>Présidente de la SAS Du Lac Alain Cami</li> </ul> <b>Autres et étranger</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Présidente d'Energia Italia (Italie)</li> <li>➤ Gérante de SIIF SARL (Luxembourg)</li> <li>➤ Gérante de SIIM SARL (Luxembourg)</li> </ul>
Pierre Richard Administrateur 31 actions	18 septembre 2006 1 <sup>er</sup> décembre 2006 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2011	<i>Mandats en cours</i> <b>France</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Administrateur du groupe « Le Monde » <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Administrateur d'Air France-KLM</li> </ul> </li> <li>➤ Administrateur de Generali France Holding</li> </ul> <b>Autres et étranger</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Expert auprès du Conseil d'administration de la Banque Européenne d'Investissement</li> <li>➤ Membre du Conseil d'Orientation et du bureau de l'Institut de l'Entreprise</li> </ul> <i>Mandats expirés</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Président du Conseil d'administration de Dexia SA</li> <li>➤ Président du Conseil d'administration de Dexia Credit Local <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Administrateur délégué de Dexia SA</li> </ul> </li> <li>➤ Administrateur et Vice-Président de Dexia Banque Belgium <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Administrateur et Vice-Président du Conseil d'administration de Dexia BIL</li> <li>➤ Vice-Président du Conseil d'administration de Financial Security Assurance Holdings Ltd <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Administrateur du Crédit du Nord</li> </ul> </li> </ul> </li> <li>➤ Vice-Président de l'Association Française des Banques et membre du Comité exécutif de la Fédération Bancaire Française</li> </ul>
Corinne Fau Administrateur 1 action	Cooptation 22 septembre 2009 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2013	<i>Mandats en cours</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Directeur Gestion Finance de la Direction Commerce d'EDF <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Administrateur d'EDF Energies Nouvelles Reparties</li> <li>➤ Membre du Comité de direction EDF Optimal Solution</li> </ul> </li> <li>➤ Membre du Comité de direction EDF Partenariats Services</li> </ul> <i>Mandats expirés</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Administrateur de la CNIIEG</li> </ul>

Nom Fonction Nombre d'actions	Date de première nomination Date de début du mandat actuel Date d'échéance du mandat (assemblée générale)	Autres mandats ou fonctions au cours des cinq dernières années exercées par l'administrateur, ou le cas échéant, par son représentant permanent
Jean Thomazeau Administrateur 10 010 actions	29 novembre 2005 27 mai 2009 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2014	<i>Mandats en cours</i> <b>France</b> ➤ Administrateur de PRODEF <b>Etranger</b> ➤ Administrateur de Bank of the West (États-Unis) ➤ Vice-Président et Administrateur de la Banque SAFDIE, (Suisse) ➤ Président du Conseil d'administration BNP PARIBAS (EGYPT) SAE, (Egypte) ➤ Administrateur de la Bancwest Corp, (États-Unis)
EDF Administrateur représenté par Jean-Charles Samy EDF : 12 actions M. Samy : aucune action	11 octobre 2000 30 mai 2007 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2012	<i>Mandats en cours (France)</i> ➤ Directeur Corporate Finance au sein de la Direction Financière EDF ➤ Administrateur d'EDF Energies Nouvelles Reparties ➤ Membre du Comité exécutif de Dunkerque LNG ➤ Membre du Conseil de surveillance d'EDF assurances ➤ Directeur général de la Société C3 SA ➤ Président-Directeur général de la société C2 ➤ Président-Directeur général de la société C9
Jean-Louis Mathias Administrateur 1 action	26 janvier 2007 26 janvier 2007 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2009	<i>Mandats en cours (France)</i> ➤ Directeur Exécutif groupe EDF (coordination activités France et RH) ➤ Membre du Conseil de surveillance de Dalkia ➤ Président du Conseil d'administration d'EDF Trading <i>Mandats expirés</i> ➤ Directeur général délégué d'EDF ➤ Président du Conseil d'administration d'EDEV ➤ Direction de Gaz de France ➤ Administrateur de la Fondation Gaz de France ➤ Censeur de Gaz de France International ➤ Administrateur de la Compagnie Française des Méthanes Holding ➤ Administrateur de la Compagnie Française des Méthanes ➤ Administrateur de COFATECH ➤ Administrateur de COGAC ➤ Administrateur de Gaz du Sud Ouest ➤ Administrateur de Petrofigaz (représentant permanent de Gaz de France) ➤ Membre du Comité de direction de Gaselys ➤ Administrateur de l'Association Française du Gaz

Messieurs Élie Cohen et Pierre Richard sont administrateurs indépendants au sens du Code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF et des critères adoptés par le règlement intérieur du Conseil.

Madame Corinne Fau a été cooptée en remplacement de Monsieur Jean-François Astolfi le 22 septembre 2009 pour la durée restant à courir de son mandat. Monsieur Olivier Paquier a été nommé Directeur général délégué de la Société le 1<sup>er</sup> octobre 2009 et a été remplacé en qualité de représentant permanent d'EDF par Monsieur Jean-Charles Samy à compter du 22 septembre 2009. Monsieur Pierre Lederer a remplacé Monsieur Jean-Pierre Benqué en qualité de représentant permanent d'EDEV le 11 janvier 2009.

**Catherine Mouratoglou (66 ans)** est représentante permanente de la Société Internationale d'Investissements Financiers (« SIIF ») au Conseil d'administration de la Société depuis juin 2000. Diplômée de lettres et d'histoire de l'art à l'Université de Paris La Sorbonne, elle est notamment gérante de la Société Internationale d'Investissements Financiers, société détenant, outre une participation dans EDF Energies Nouvelles, des participations dans plusieurs sociétés hôtelières en France.

**Jean-Charles Samy (46 ans)** est représentant permanent d'EDF au Conseil d'administration de la Société depuis septembre 2009. Diplômé de l'École Polytechnique et ingénieur du corps des Ponts et Chaussées, il a commencé sa carrière au ministère de l'Économie, notamment comme rapporteur au Comité Interministériel de Restructurations Industrielles. Il a rejoint le groupe Thalès en 1996, au sein de la division avionique, comme responsable du développement externe. En 1999, il rejoint le groupe Alstom en tant que Directeur de la Stratégie de la branche Transport. Il est nommé responsable des fusions-acquisitions en 2001, où il a notamment été en charge de l'exécution du programme de cessions du groupe Alstom. En 2006, il rejoint la banque Dresdner Kleinwort à Paris, où il est responsable du département Fusions-Acquisitions pour la France. Il rejoint le groupe EDF en 2008 en tant que Directeur Corporate Finance.

**Pierre Lederer (60 ans)** est représentant permanent d'EDEV au Conseil d'administration de la Société depuis janvier 2009. Diplômé de Mathématiques, il intègre EDF en 1974 où il occupe différentes responsabilités au service des études économiques générales, au service des mouvements d'énergie et au service de la production



thermique. Chef du service des études économiques générales (EEG) en 1993, il est nommé Directeur de la Stratégie d'EDF en 1996 puis Directeur « Stratégie – Valorisation – Optimisation » au Pôle Industrie du Groupe en 1999. Il rejoint en 2000 le directoire d'EnBW, troisième énergéticien allemand détenu à hauteur de 45 % par EDF, et devient Vice-Président du directoire en 2007. En qualité de *Chief Operating Officer*, il a notamment piloté l'élaboration des processus commerciaux dans le cadre de l'ouverture des marchés de l'énergie ; il a également mis en place l'optimisation de la chaîne de valeur, la gestion des risques de marché et lancé le renouvellement du parc de production de l'entreprise. En février 2009, il est nommé Directeur général adjoint Commerce et, depuis décembre 2009, il est Directeur Exécutif du groupe EDF en charge du commerce, de l'Optimisation et du Trading.

**Jean Thomazeau (70 ans)** est administrateur de la Société depuis 2005. Diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris, de l'École Polytechnique et de l'Université de Stanford, il a débuté sa carrière en 1964 au sein de la Morgan Guaranty Trust Co., à New York. En 1976, il rejoint la BNP où il est nommé en 1977 sous-Directeur, puis Directeur adjoint en 1981 et Directeur de département en 1985. Il prend en charge la Direction Amérique, Asie-Océanie en 1991 puis la Direction Entreprises, Banques et Risques et la Direction centrale des Risques. En 1993, il devient membre du Comité de direction générale de BNP Paribas et occupe les fonctions de conseiller du Président entre 2000 et 2003.

**Pierre Richard (69 ans)** a été nommé administrateur de la Société en 2006. Ancien élève de l'École Polytechnique, ingénieur général des Ponts-et-Chaussées et diplômé de l'université de Pennsylvanie, il débute sa carrière au sein de l'établissement public d'aménagement de la ville de Cergy-Pontoise dont il devient Directeur général adjoint en 1970. Conseiller technique au cabinet du Secrétaire d'État au logement entre 1972 et 1974, il est ensuite conseiller à la Présidence de la République pour suivre les dossiers des collectivités locales, de l'aménagement du territoire, de l'environnement, de l'urbanisme et de la construction. Nommé en 1978 Directeur général des Collectivités locales au ministère de l'Intérieur, il participe à l'élaboration des projets de loi de décentralisation. Co-Président du groupe Dexia de 1996 à 1999, il en devient au 1<sup>er</sup> décembre 1999 administrateur délégué et Président du Comité de direction ; de janvier 2006 à septembre 2008, il est Président du Conseil d'administration de Dexia SA. Il est actuellement administrateur d'Air France-KLM, du groupe Le Monde et de Generali France et expert auprès du Conseil d'administration de la Banque Européenne d'Investissement (BEI).

**Élie Cohen (60 ans)** a été nommé administrateur de la Société en 2006. Docteur en gestion et en science politique, il a entrepris une double carrière de docteur et d'enseignant du supérieur. Élève

chercheur de l'École des Mines puis chargé de recherche au Centre de sociologie de l'Innovation de l'École des Mines, il a ensuite rejoint le CNRS comme Directeur de recherche au Groupe d'Analyse des Politiques Publiques de Paris 1 puis au Cevipof (FNSP). Comme Maître de Conférences puis Professeur, Élie Cohen a enseigné à l'Institut d'Études Politiques (Macro-Éco, Micro-Éco, Économie Publique, Politiques publiques, Gestion publique), à l'École Normale Supérieure Ulm (Sociologie des Organisations), à l'École Nationale d'Administration, à Harvard (Political Economy), et au Collège des Ingénieurs (Stratégies industrielles et financières). Il est également membre du Conseil d'Analyse Économique auprès du Premier Ministre.

**Jean-Louis Mathias (62 ans)** est administrateur de la Société depuis 2007. Ancien élève de l'École Polytechnique et de l'École Nationale de la Statistique et de l'Administration Économique et licencié en sociologie, il a intégré EDF GDF Services en 1973 et a exercé différentes fonctions, notamment celles de chef d'agence à Aix-en-Provence et de Directeur de centre à Paris. En 1992, il a rejoint la Direction du personnel et des relations sociales (Direction commune à EDF et Gaz de France) dont il a été nommé Directeur en 1996. En 1998, il est devenu Directeur commercial de Gaz de France avant d'être nommé Directeur du Négoce en 2000. Depuis juin 2002, il était Directeur général adjoint du groupe Gaz de France. En septembre 2004, il a rejoint EDF en qualité de conseiller du Président et membre du Comité exécutif. En décembre 2004, il est nommé Directeur général délégué d'EDF, responsable de l'intégration du groupe et des programmes d'amélioration de la performance, ainsi que de la conduite des activités dérégulées en France (notamment production, commercialisation et services). En décembre 2009, il est nommé Directeur Exécutif Groupe en charge de la coordination des activités France et des ressources humaines. Il est également membre du Conseil de surveillance de Dalkia.

**Corinne Fau (48 ans)** est administrateur de la Société depuis septembre 2009. Diplômée de l'Institut d'Études Politiques de Paris et titulaire d'une maîtrise de sciences économiques, elle a débuté sa carrière comme auditeur chez Befec Mulquin et Associés. Elle a ensuite occupé la fonction de chef de mission au sein du département corporate finance de Price Waterhouse, de 1989 à 1993. Elle intègre le groupe EDF en 1994 comme chargée d'affaires fusions et acquisitions dans la structure « Synergie Développement Services », avant de rejoindre en 1998 la Direction Financière d'EDF où elle est nommée responsable du pôle fusions et acquisitions dans le secteur des services puis assure la préparation du changement de statut d'EDF et prend la Direction du projet « ouverture du capital ». En 2006, elle devient Directeur Gestion Finance de la Direction Commerce d'EDF.

## 14.1.2 PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Le Conseil d'administration du 13 septembre 1990 a nommé M. Pâris Mouratoglou en qualité de Président du Conseil d'administration. M. Mouratoglou était également Directeur général de la Société jusqu'en juillet 2006.

**Pâris Mouratoglou (69 ans)** est diplômé de l'École Polytechnique. Il a débuté sa carrière en tant qu'économiste puis a rejoint le groupe de promotion immobilière Grands Ports de France en tant qu'associé et gérant. En 1979, il fonde le groupe Énergies en France en association avec Lazard Frères puis avec la Compagnie Générale des Eaux, qui a construit et exploité une cinquantaine

d'usines hydroélectriques en Europe. Il fonde ensuite en 1983 avec Vivendi la société Sithe aux États-Unis, devenue l'un des plus grands producteurs privés d'électricité au monde. Enfin, en 1991, il fonde SIIF, société spécialisée dans la construction et l'exploitation de centrales thermiques et hydroélectriques en France. En 1998, il fait prendre à la Société une orientation stratégique vers le secteur des énergies renouvelables, en particulier l'énergie éolienne et fait en quelques années de SIIF, rebaptisée en 2004 EDF Énergies Nouvelles, un leader français des énergies renouvelables.



### 14.1.3 DIRECTEUR GÉNÉRAL ET DIRECTEURS GÉNÉRAUX DÉLÉGUÉS

Le tableau ci-dessous présente la composition de la Direction générale ainsi que les mandats du Directeur général et des Directeurs généraux délégués au cours des cinq dernières années (hors mandats détenus au sein des sociétés du Groupe, qui sont présentés en annexe 3 du présent document de référence) et le nombre d'actions de la Société qu'ils détiennent, au 31 décembre 2009 :

Nom Fonction Nombre d'actions	Date de première nomination Date de début du mandat actuel Date d'échéance du mandat	Autres mandats ou fonctions exercées (hors Groupe) au cours des cinq dernières années
David Corchia Directeur général 323 851 actions	18 juillet 2006 1 <sup>er</sup> janvier 2010 31 décembre 2012	<i>Mandats en cours</i> ➤ Gérant des sociétés civiles familiales NA, PAR, SA
Yvon André Directeur général délégué (France et Affaires Nouvelles) 102 840 actions	23 avril 2002 1 <sup>er</sup> janvier 2010 31 décembre 2012	<i>Mandats en cours</i> ➤ Administrateur d'Alcogroup (Belgique) ➤ Administrateur C-Power (Belgique) ➤ Administrateur de Finance Consult <i>Mandats expirés</i> ➤ Administrateur de Sallèle Limousis ➤ Membre du Comité de développement de Total Energie
Christophe Geffray Directeur général délégué (Industrie) 1 353 actions	31 août 2006 1 <sup>er</sup> janvier 2010 31 décembre 2012	<i>Mandats en cours</i> ➤ Administrateur de géothermie Bouillante SA (Guadeloupe) <i>Mandats expirés</i> ➤ Membre du Comité de surveillance d'ECK (Pologne)
Michel Trousseau Directeur général délégué (Europe du Nord et Orientale, Approvisionnement Photovoltaïque) aucune action	2 juillet 2008 1 <sup>er</sup> janvier 2010 31 décembre 2012	<i>Mandats en cours</i> ➤ Conseiller du Commerce Extérieur de la France ➤ Gérant de Palabe Soleils SARL <i>Mandats expirés</i> ➤ Executive Vice President Engineering, Investment and Risk de United Water (USA) ➤ Directeur des Projets, Risques et Investissements de SUEZ Environnement
Olivier Paquier Directeur général délégué (Énergies Réparties) aucune action	1 <sup>er</sup> octobre 2009 31 décembre 2012	<i>Mandats en cours</i> ➤ Administrateur et Président du Conseil de Tenesol SA ➤ Administrateur de la société PV Alliance <i>Mandats expirés</i> ➤ Administrateur de SAPAR FINANCE SA ➤ Président du Conseil d'administration et Directeur général de la Société C13 ➤ Directeur général et chef de file de la Société C3 SA ➤ Administrateur de la Société C14 SA ➤ Administrateur de la Société C15 SA ➤ Président du Conseil d'administration et Directeur général de la Société C9 ➤ Président du Conseil d'administration et Directeur général de la Société C2

**David Corchia (41 ans)** est Directeur général de la Société depuis juillet 2006. Diplômé de l'École Nationale des Ponts et Chaussées, il a débuté sa carrière en tant que banquier au sein du groupe BNP Paribas, spécialisé en particulier dans le financement de projets. Il rejoint en 1995 la banque d'affaires JP Morgan, dont il est nommé en 2000 responsable Énergie et Environnement France. En 2004, il rejoint le groupe EDF Energies Nouvelles en tant que Directeur général délégué. En juillet 2006, il est nommé Directeur général de la Société.

**Yvon André (59 ans)** est Directeur général délégué de la Société depuis 2002. Diplômé de l'Institut Commercial de Nancy et du Centre de Perfectionnement des Affaires (CPA Paris), il a débuté sa carrière au sein de la Banque Petrofigaz, filiale de BNP Paribas et Gaz de France, où il a occupé diverses positions à la Direction

Financière et de l'exploitation. En 1996, il rejoint en qualité de Directeur général Cogetherm, une filiale d'EDF spécialisée dans le développement de la cogénération. En 2001, il est nommé Directeur général adjoint d'EDEV.

**Christophe Geffray (52 ans)** est Directeur général délégué Industrie de la Société depuis août 2006. Diplômé de l'école d'ingénieur électricien de Grenoble et en génie nucléaire du Massachusetts Institute of Technology, il a débuté sa carrière par le démarrage des tranches nucléaires de Gravelines avant d'occuper plusieurs postes de Direction en centrale électrique, dans le charbon à Pont sur Sambre, dans le gaz à Dunkerque puis en 2000 comme Directeur du site nucléaire de Gravelines. Son expérience internationale est fondée sur une expatriation de trois ans dans les années 1990 à Atlanta aux États-Unis dans une filiale d'EDF, Framatome et de

Westinghouse, puis comme Directeur des Ressources humaines d'EDF International & Gaz de juin 2004 à 2006.

**Michel Trousseau (54 ans)** est Directeur général délégué de la Société depuis 2008. Ingénieur diplômé de l'École Polytechnique et du Centre Européen d'Éducation Permanente (CEDEP-INSEAD), il a débuté sa carrière en qualité d'ingénieur au sein de Degrémont (groupe Lyonnaise des Eaux, devenu SUEZ Environnement), avant d'occuper des fonctions Direction exécutive, successivement de Directeur Informatique, Directeur Marketing et Qualité, Directeur puis Directeur général adjoint Réalisation, activité Construction et BOT. En 1998, il rejoint Aguas Argentinas, filiale argentine de SUEZ Environnement, dont il est successivement Directeur général adjoint puis Directeur général. En 2002, il devient Directeur des Projets, Risques et Investissements de SUEZ Environnement. De 2006 à 2008, il était Executive Vice President Engineering, Investment and Risk de United Water, filiale américaine de SUEZ Environnement basée dans le New Jersey.

**Olivier Paquier (45 ans)** est Directeur général délégué Énergies Réparties de la Société depuis octobre 2009. Ancien élève de l'École Nationale d'Administration (ENA), il a débuté sa carrière en tant qu'adjoint au chef du bureau « extérieur » puis « opérations financières » à la Direction de la prévision au Ministère de l'économie et des finances. Il a ensuite occupé au sein du Trésor la fonction d'attaché financier pour les pays de la Communauté des États Indépendants à Moscou avant de devenir chef du bureau Afrique, Caraïbes, Pacifique-Zone Franc en 1998 puis chef du bureau des entreprises d'assurance en 2001. En 2002, il a été nommé sous-Directeur des Assurances à la Direction du Trésor. Il devient ensuite en 2003 Directeur de la division « Trésorerie de groupe et Financement des filiales » d'EDF puis, en 2005, Directeur de la division « Fusions-acquisitions et Financements structurés » d'EDF. Il était de 2006 à 2009 représentant permanent d'EDF au Conseil d'administration de la Société.

#### 14.1.4 COMITÉ DE DIRECTION

Le Directeur général a constitué un Comité de direction représentant les différents métiers et zones géographiques du Groupe. Le Comité étudie notamment les questions et les décisions relatives à la stratégie et aux investissements du Groupe.

A la date du présent document de référence, le Comité de direction est composé de M. David Corchia, Directeur général, M. Yvon André, Directeur général délégué (France et Affaires Nouvelles),

M. Christophe Geffray, Directeur général délégué (Industrie), M. Michel Trousseau, Directeur général délégué (Europe du Nord, Europe Orientale et Amont Photovoltaïque), M. Olivier Paquier, Directeur général délégué (Énergies Réparties), Mme Laurence Juin, directrice générale adjointe en charge de l'Europe du Sud, et M. Philippe Crouzat, Directeur Financier.

#### 14.1.5 RELATIONS AU SEIN DES ORGANES D'ADMINISTRATION

La Société Internationale d'Investissements Financiers, administrateur de la Société, a pour représentant permanent Mme Catherine Mouratoglou, épouse du Président du Conseil d'administration.

Hors de cette circonstance, il n'existe, à la connaissance de la Société, aucun lien familial entre les membres du Conseil d'administration, le Directeur général et les Directeurs généraux délégués du Groupe.

En outre, 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'un membre du Conseil d'administration, du Directeur général ou d'un Directeur général délégué, (ii) aucun des membres

du Conseil d'administration ni le Directeur général ni aucun des Directeurs généraux délégués n'a été associé à une faillite, mise sous séquestre ou liquidation, (iii) aucune incrimination et/ou sanction publique officielle n'a été prononcée à l'encontre d'un membre du Conseil d'administration, du Directeur général ou d'un Directeur général délégué par des autorités judiciaires ou administratives (y compris des organismes professionnels désignés) et (iv) aucun des membres du Conseil d'administration, ni le Directeur général ni aucun des Directeurs généraux délégués n'a été empêché 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.

## 14.2 Conflits d'intérêts au niveau des organes d'administration et de la Direction générale

La Société entretient actuellement des liens opérationnels importants avec EDF, outre le fait qu'EDF soit l'un de ses principaux clients, le Groupe bénéficie en effet de partenariats avec les entités du groupe EDF, notamment en recherche-développement et en projets (voir les Chapitres 11 et 22 du présent document de référence). Par ailleurs, conformément aux stipulations des accords conclus entre EDF et M. Pâris Mouratoglou, le groupe EDF détient 50 % du capital et des droits de vote de la Société et en est donc le principal actionnaire (voir le paragraphe 18.4 du présent document de référence).

Il ne peut être exclu qu'EDF et ses filiales soient amenés à se retrouver dans une situation où leurs propres intérêts et ceux du Groupe seraient en conflit, y compris lors de décisions relatives à

la réalisation de nouveaux projets ou de décisions relatives aux orientations stratégiques du Groupe.

Par ailleurs, EDF et EDEV, filiale à 100 % d'EDF, disposent chacun d'un siège au Conseil d'administration de la Société et Mme Corinne Fau et M. Jean-Louis Mathias, administrateurs de la Société, exercent également des fonctions de Direction au sein du groupe EDF.

A la connaissance de la Société, à l'exclusion de ce qui est indiqué ci-dessus, il n'existe pas, à la date du présent document de référence, de conflits d'intérêts potentiels entre les devoirs, à l'égard de la Société, des membres du Conseil d'administration, du Directeur général et des Directeurs généraux délégués, et leurs intérêts privés et/ou d'autres devoirs.

# 15 Rémunération et avantages

## 15.1 Rémunération et avantages en nature

### 15.1.1 RÉMUNÉRATION DES MEMBRES DU CONSEIL D'ADMINISTRATION DE LA SOCIÉTÉ

Le tableau ci-dessous détaille le montant de la rémunération versée par la Société aux membres du Conseil d'administration au cours des exercices clos les 31 décembre 2008 et 2009 (à l'exception de celle du Président du Conseil d'administration qui est présentée au paragraphe 15.1.2).

#### ► TABLEAU 3 (RECOMMANDATION AMF) – JETONS DE PRÉSENCE ET AUTRES RÉMUNÉRATIONS PERÇUES PAR LES MANDATAIRES SOCIAUX NON DIRIGEANTS

Nom	Mandat	Rémunération 2008	Rémunération 2009
Société Internationale d'Investissements Financiers Représentée par Catherine Mouratoglou	Administrateur	Néant	Néant
EDF Représentée par Jean-Charles Samy	Administrateur	Néant	Néant
EDEV Représentée par Pierre Lederer	Administrateur	Néant	Néant
Corinne Fau	Administrateur	Néant	Néant
Jean Thomazeau	Administrateur	Néant	Néant
Jean-Louis Mathias	Administrateur	Néant	Néant
Pierre Richard	Administrateur	15 000 € + 25 000 € versés en janvier 2009	15 000 € + 25 000 € versés en janvier 2010 <sup>(1)</sup> 30 000 € au titre d'une mission spéciale
			Total = 70 000 €
Élie Cohen	Administrateur	15 000 € + 25 000 € versés en janvier 2009	15 000 € + 25 000 € versés en janvier 2010 <sup>(1)</sup>

(1) Montant versé au titre des jetons de présence 2008 et 2009 liés à la participation aux réunions du Conseil d'administration et de ses Comités.

Monsieur Pierre Richard a perçu pour une mission spéciale confiée par le Conseil d'administration en 2009 la somme de 30 000 euros ; cette mission constitue une convention réglementée qui sera soumise à l'approbation de l'assemblée générale des actionnaires du 26 mai 2010 (voir le Chapitre 19.2 du présent document de référence).

La Société n'a pas versé d'autres rémunérations aux administrateurs susvisés.

#### Jetons de présence

Le Conseil d'administration a fixé comme suit les principes pour la répartition annuelle des jetons de présence aux seuls administrateurs indépendants, dans la limite du montant accordé par l'assemblée générale des actionnaires :

- un montant fixe forfaitaire annuel de 15 000 euros ;
- un montant variable en fonction de la participation de l'administrateur égal à 2 000 euros par Conseil ou Comité ;
- attribution en janvier pour la présence au cours de l'année écoulée et en juin pour le montant forfaitaire.

Il a toutefois été fixé un plafond de 40 000 euros pour le montant total de la rémunération à percevoir au titre de chaque exercice pour chacun des administrateurs indépendants.

### Rémunérations et avantages de toute nature versés aux administrateurs de la Société par les sociétés contrôlées et par la société qui contrôle pour l'exercice 2009

Madame Corinne Fau a perçu de la part de la société EDF SA une rémunération brute pour l'exercice 2009 d'un montant de 188 945 euros dont une part variable de 42 500 euros. Elle a également bénéficié d'une attribution de 50 actions gratuites d'EDF.

Monsieur Jean-Louis Mathias a perçu de la part de la société EDF SA une rémunération brute pour l'exercice 2009 d'un montant de 538 750 euros plus une part variable de 226 773 euros et des avantages en nature et autres primes statutaires d'un montant de 36 138 euros.

Monsieur Élie Cohen a perçu en qualité d'administrateur de la société EDF Energies Nouvelles Réparties, filiale contrôlée d'EDF Energies Nouvelles, la somme de 20 000 euros de jetons de présence pour l'année 2008.

## 15.1.2 RÉMUNÉRATION DES DIRIGEANTS MANDATAIRES SOCIAUX DE LA SOCIÉTÉ

### ► TABLEAU 1 (RECOMMANDATION AMF) – SYNTHÈSE DES RÉMUNÉRATIONS ET ACTIONS ATTRIBUÉES À CHAQUE DIRIGEANT MANDATAIRE SOCIAL

Nom	Type de rémunération	2008	2009
Pâris Mouratoglou Président du Conseil d'administration	Rémunérations (détaillée au tableau 2)	200 004 €	200 004 €
	Valorisation des actions de performance (détaillée au tableau 4)	0	0
	<b>TOTAL</b>	<b>200 004 €</b>	<b>200 004 €</b>
David Corchia Directeur général	Rémunérations (détaillée au tableau 2)	623 355 €	675 324 €
	Valorisation des actions de performance (détaillée au tableau 4)	57 090 €	127 152 €
	<b>TOTAL</b>	<b>680 445 €</b>	<b>802 476 €</b>
Yvon André Directeur général délégué	Rémunérations (détaillée au tableau 2)	395 000 €	419 151 €
	Valorisation des actions de performance (détaillée au tableau 4)	38 060 €	69 933,60 €
	<b>TOTAL</b>	<b>433 060 €</b>	<b>489 084,60 €</b>
Christophe Geffray Directeur général délégué	Rémunérations (détaillée au tableau 2)	274 092 €	292 897 €
	Valorisation des actions de performance (détaillée au tableau 4)	28 545 €	69 933,60 €
	<b>TOTAL</b>	<b>302 637 €</b>	<b>362 830,60 €</b>
Michel Trousseau Directeur général délégué	Rémunérations (détaillée au tableau 2)	142 380 €	309 712 €
	Valorisation des actions de performance (détaillée au tableau 4)	38 060 €	69 933,60 €
	<b>TOTAL</b>	<b>180 440 €</b>	<b>379 645,60 €</b>
Olivier Paquier Directeur général délégué	Rémunérations (détaillée au tableau 2)	n.a.	73 000 €
	Valorisation des actions de performance (détaillée au tableau 4)	n.a.	69 933,60 €
	<b>TOTAL</b>	<b>n.a.</b>	<b>142 933,60 €</b>

Le tableau suivant détaille le montant de la rémunération versée et les avantages en nature octroyés par la Société et ses filiales aux dirigeants mandataires sociaux au cours des exercices clos les 31 décembre 2008 et 2009.

► TABLEAU 2 (RECOMMANDATION AMF) – RÉCAPITULATIF DES RÉMUNÉRATIONS DE CHAQUE DIRIGEANT MANDATAIRE SOCIAL

Exercice au titre duquel les sommes sont dues	2008		2009	
	Montants dus	Montants versés	Montants dus	Montants versés
<b>Pâris Mouratoglou</b>				
<b>Président du Conseil d'administration</b>				
Rémunération fixe	200 004 €	200 004 €	200 004 €	200 004 €
Rémunération variable	0	0	0	0
Avantages en nature	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>200 004 €</b>	<b>200 004 €</b>	<b>200 004 €</b>	<b>200 004 €</b>
<b>David Corchia</b>				
<b>Directeur général</b>				
Rémunération fixe	382 356 €	382 356 €	399 000 €	399 000 €
Rémunération variable	225 000 €	155 000 €	260 000 €	225 000 €
Avantages en nature	15 999 €	15 999 €	16 324 €	16 324 €
<b>TOTAL</b>	<b>623 355 €</b>	<b>553 355 €</b>	<b>675 324 €</b>	<b>640 324 €</b>
<b>Yvon André</b>				
<b>Directeur général délégué</b>				
Rémunération fixe	268 800 €	268 800 €	279 000 €	279 000 €
Rémunération variable	100 000 €	77 500 €	112 000 €	100 000 €
Avantages en nature	26 200 €	26 200 €	28 151 €	28 151 €
<b>TOTAL</b>	<b>395 000 €</b>	<b>372 500 €</b>	<b>419 151 €</b>	<b>407 151 €</b>
<b>Christophe Geffray <sup>(1)</sup></b>				
<b>Directeur général délégué</b>				
Rémunération fixe	182 264 €	182 264 €	189 646 €	189 646 €
Rémunération variable	80 000 €	77 500 €	90 000 €	80 000 €
Avantages en nature	11 828 €	11 828 €	13 251 €	13 251 €
<b>TOTAL</b>	<b>274 092 €</b>	<b>271 592 €</b>	<b>292 897 €</b>	<b>282 897 €</b>
<b>Michel Trousseau</b>				
<b>Directeur général délégué</b>				
Rémunération fixe	92 571 €	92 571 €	204 000 €	204 000 €
Rémunération variable	45 000 €	0	90 000 €	45 000 €
Avantages en nature	4 809 €	4 809 €	15 712 €	15 712 €
<b>TOTAL</b>	<b>142 380 €</b>	<b>97 380 €</b>	<b>309 712 €</b>	<b>264 712 €</b>
<b>Olivier Paquier <sup>(2)</sup></b>				
<b>Directeur général délégué nommé le 1<sup>er</sup> octobre 2009</b>				
Rémunération fixe	n.a.	n.a.	50 000 €	50 000 €
Rémunération variable	n.a.	n.a.	23 000 €	0
Avantages en nature	n.a.	n.a.	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>73 000 €</b>	<b>50 000 €</b>

(1) Christophe Geffray est rémunéré au titre de son contrat de travail par la société EDF EN France.

(2) Olivier Paquier est rémunéré au titre de son contrat de travail par la société EDF EN depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2009.

Il n'y a aucune rémunération exceptionnelle et aucun jeton de présence pour les dirigeants mandataires sociaux.

Les avantages en nature visés ci-dessus correspondent à :

- des voitures de fonction ;
- la souscription d'une assurance chômage pour les dirigeants (GSC) au profit d'Yvon André, de David Corchia et de Michel Trousseau ;
- la constitution d'un capital d'assurance-vie au profit d'Yvon André et de Christophe Geffray.

Pour l'exercice 2009 à verser en 2010, le Conseil d'administration a décidé de fonder la rémunération variable des dirigeants pour une grande partie sur l'atteinte de performances financières et opérationnelles (en termes de capacités de production d'énergie) du Groupe au 31 décembre 2009. Ces critères ont été largement atteints. En conséquence, au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2009 il sera versé en mars 2010 à M. David Corchia une prime de 260 000 euros, à M. Yvon André de 112 000 euros, à M. Michel Trousseau de 90 000 euros, à M. Christophe Geffray de 90 000 euros et à M. Olivier Paquier de 23 000 euros. La part de rémunération variable peut varier jusqu'à 120 % du bonus cible qui s'exprime en pourcentage de la rémunération fixe ; compte tenu des résultats 2009, le Conseil d'administration a décidé de relever légèrement (dans la limite de 10 %) ce plafond pour certains dirigeants.

Il est rappelé que le Président du Conseil d'administration ne perçoit aucune rémunération variable.

Pour la rémunération variable concernant l'exercice 2010 à verser en 2011, le Conseil d'administration a défini de nouveaux critères en début d'année 2010.

Par ailleurs, après avis du Comité des nominations et des rémunérations et dans le cadre du renouvellement du mandat du Directeur général, le Conseil d'administration du 22 septembre 2009 a institué au profit du Directeur général une prime d'intéressement à long terme sur 3 ans acquise *prorata temporis* sous réserve de l'atteinte d'objectifs financiers qui ont été définis par le Conseil pour 2010, 2011 et 2012.

Il est également rappelé qu'il n'existe aucun régime supplémentaire de retraite pour les dirigeants.

Monsieur Christophe Geffray est intégralement rémunéré au titre de son contrat de travail par la société EDF EN France, filiale à 100 % d'EDF Energies Nouvelles et Monsieur Olivier Paquier est salarié d'EDF Energies Nouvelles.

## Actions gratuites

Le Conseil d'administration a attribué le 5 novembre 2007 (plan n° 1), dans le cadre du premier plan d'attribution d'actions gratuites, 1 000 actions gratuites à chacun de MM. David Corchia, Yvon André et Christophe Geffray. Les actions ont été acquises définitivement en novembre 2009 (les conditions de présence et de performance ayant été remplies). Elles resteront cependant indisponibles jusqu'en 2011 et 20 % devront être conservés jusqu'à la cessation des fonctions du mandataire concerné. La valorisation unitaire de ces actions dans les comptes consolidés est de 54,97 euros (juste valeur IFRS 2).

Le Conseil d'administration a attribué le 30 octobre 2008 (plan n° 2), dans le cadre du second plan d'attribution d'actions gratuites, 3 000 actions à M. David Corchia, 2 000 actions à M. Yvon André, 1 500 actions à M. Christophe Geffray et 2 000 actions à M. Michel Trousseau. Les actions issues du plan n° 2 pourront être acquises à l'issue d'une période de 2 ans sous réserve de la présence du bénéficiaire au sein du Groupe et pour 50 % des actions sous réserve de l'atteinte par le Groupe en 2009 et 2010 d'objectifs opérationnels quantitatifs. La valorisation unitaire de ces actions dans les comptes consolidés est de 19,03 euros (juste valeur IFRS 2).

Le Conseil d'administration a attribué le 12 novembre 2009 (plan n° 4) 2 200 actions gratuites à chacun des quatre Directeurs généraux délégués et 4 000 à M. David Corchia. Les actions issues du plan n° 4 pourront être acquises à l'issue d'une période de 2 ans sous réserve de la présence du bénéficiaire au sein du Groupe et pour 100 % des actions sous réserve de l'atteinte par le Groupe en 2010 et 2011 d'objectifs opérationnels quantitatifs. La valorisation unitaire de ces actions dans les comptes consolidés est de 31,788 euros (juste valeur IFRS 2).

Par ailleurs, dans le cadre du plan d'attribution d'actions à l'ensemble des salariés (plan n° 3 et plan n° 5 décrits au paragraphe 17.1.4 du présent Document de Référence), ils ont bénéficié chacun de l'attribution de 60 actions au titre du Plan n° 3 (2008) et de l'attribution de 60 actions au titre du Plan n° 5 (2009) sous les mêmes conditions de présence et de performance que les autres salariés.

L'ensemble des actions définitivement acquises au titre des plans n° 1, 2, 3 susvisés devront être conservées au minimum pendant 2 ans et 20 % des actions acquises devront être conservées par les mandataires jusqu'à la cessation de leurs fonctions.

L'ensemble des actions définitivement acquises au titre des plans 2009 - N° 4 et 5 susvisés devront être conservées au minimum pendant 2 ans et les Directeurs généraux délégués et le Directeur général devront respectivement conserver 25 % et 30 % des actions acquises jusqu'à la cessation de leurs fonctions.

La valeur unitaire des actions est basée sur le cours de Bourse de l'action à la date du Conseil d'administration ayant attribué lesdites actions.



Les modalités de ces attributions sont détaillées dans le tableau ci après :

► TABLEAU 6 (RECOMMANDATION AMF) – ACTIONS DE PERFORMANCE

Mandataire	N° et date du plan	Nombre	Valorisation (norme IFRS 2)	Date d'acquisition	Nombre d'actions effectivement acquise	Date de disponibilité	Conditions de performance
David Corchia	Plan n° 1 5/11/2007	1 000	54 970 €	5/11/2009	1 000	6/11/2011	Oui pour 50 %
	Plan n° 2 30/10/2008	3 000	57 090 €	30/10/2010	-	31/10/2012	Oui pour 50 %
	Plan n° 4 12/11/2009	4 000	127 152 euros	12/11/2011	-	13/11/2013	Oui pour 100 %
	<b>TOTAL</b>	<b>8 000</b>	<b>239 212 €</b>		<b>1 000</b>		
Yvon André	Plan n° 1 5/11/2007	1 000	54 970 €	5/11/2009	1 000	6/11/2011	Oui pour 50 %
	Plan n° 2 30/10/2008	2 000	38 060 €	30/10/2010	-	31/10/2012	Oui pour 50 %
	Plan n° 4 12/11/2009	2 200	69 933,60 €	12/11/2011	-	13/11/2013	Oui pour 100 %
	<b>TOTAL</b>	<b>5 200</b>	<b>162 963,60 €</b>		<b>1 000</b>		
Christophe Geffray	Plan n° 1 5/11/2007	1 000	54 970 €	5/11/2009	1 000	6/11/2011	Oui pour 50 %
	Plan n° 2 30/10/2008	1 500	28 545 €	30/10/2010	-	31/10/2012	Oui pour 50 %
	Plan n° 4 12/11/2009	2 200	69 933,60 €	12/11/2011	-	13/11/2013	Oui pour 100 %
	<b>TOTAL</b>	<b>4 700</b>	<b>153 448,60 €</b>		<b>1 000</b>		
Michel Trousseau	Plan n° 2 30/10/2008	2 000	38 060 €	30/10/2010	-	31/10/2012	Oui pour 50 %
	Plan n° 4 12/11/2009	2 200	69 933,60 €	12/11/2011	-	13/11/2013	Oui pour 100 %
	<b>TOTAL</b>	<b>4 200</b>	<b>107 993,60 €</b>		-		
Olivier Paquier	Plan n° 4 12/11/2009	2 200	69 933,60 €	12/11/2011	-	13/11/2013	Oui pour 100 %
	<b>TOTAL</b>	<b>2 200</b>	<b>69 933,60 €</b>		-		

► TABLEAU 7 (RECOMMANDATION AMF) – ACTIONS DE PERFORMANCE DEVENUES DISPONIBLES AU COURS DE L'EXERCICE

Néant

Le tableau ci-dessous détaille l'existence pour chaque dirigeant mandataire social d'un contrat de travail, d'une retraite complémentaire, d'indemnités de départ ou liées à une clause de non-concurrence :

► TABLEAU 10 (RECOMMANDATION AMF) - CONTRAT DE TRAVAIL ET RETRAITES

Dirigeants mandataires sociaux	Contrat de travail		Régime de retraite supplémentaire		Indemnités de départ		Indemnités relatives à une clause de non-concurrence	
	Oui	Non	Oui	Non	Oui	Non	Oui	Non
Pâris Mouratoglou Président du Conseil d'administration		X		X		X		X
David Corchia Directeur général		X*		X	X			X
Yvon André Directeur général délégué	X			X	X			X
Christophe Geffray Directeur général délégué	X			X		X		X
Michel Trousseau Directeur général délégué		X		X	X			X
Olivier Paquier Directeur général délégué	X			X		X		X

\* Conformément aux Recommandations AFEP-MEDEF d'octobre 2008, M. David Corchia, Directeur général de la Société, a renoncé à son contrat de travail au 31 décembre 2009.

Les modalités de mise en oeuvre des recommandations AFEP-MEDEF d'octobre 2008 relatives à la rémunération des dirigeants mandataires sociaux sont détaillées au paragraphe 16.4 du présent document de référence.

### 15.1.3 ENGAGEMENT DE TOUTE NATURE PRIS AU BÉNÉFICE DU DIRECTEUR GÉNÉRAL ET DES DIRECTEURS GÉNÉRAUX DÉLÉGUÉS VISÉS À L'ARTICLE L. 225-102-1 ALINÉA 3 DU CODE DE COMMERCE

#### Engagement pris au bénéfice de M. David Corchia, directeur général

Conformément à l'article L. 225-42-1 du Code de commerce, le Conseil d'administration, lors de sa réunion du 22 septembre 2009, a décidé d'octroyer une indemnité de départ à M. David Corchia en cas de départ contraint (révocation, non-renouvellement, demande de démission) dans le cadre de son mandat, soit à compter du 1er janvier 2010.

Le montant de cette indemnité, soumise à des conditions de performances, est fixé à vingt-quatre mois de rémunération globale.

Cette indemnité sera soumise à l'approbation de l'assemblée générale des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2009.

#### Engagement pris au bénéfice de M. Yvon André, directeur général délégué (France et Affaires Nouvelles)

A l'occasion du renouvellement de son mandat de directeur général délégué, le Conseil d'administration du 22 septembre 2009, a autorisé l'actualisation des conditions de performances auxquelles est soumise l'indemnité de départ dont M. Yvon André dans le cadre de son contrat de travail en cas de licenciement (hors cas de faute grave ou lourde). Le montant de cette indemnité reste fixé à vingt et un mois de rémunération globale.

Cette convention sera soumise à l'approbation de l'assemblée générale des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2009.

#### Engagement pris au bénéfice de M. Michel Trousseau, directeur général délégué (Europe du Nord et Orientale, Approvisionnement photovoltaïque)

Conformément à l'article L. 225-42-1 du Code de commerce, le Conseil d'administration, lors de sa réunion du 22 septembre 2009, a décidé d'octroyer une indemnité de départ à M. Michel Trousseau en cas de départ contraint (révocation, non-renouvellement, demande de démission) dans le cadre du renouvellement de son mandat, soit à compter du 1er janvier 2010.

Le montant de cette indemnité, soumise à des conditions de performances, est fixé à dix-huit mois de rémunération globale.

Cette indemnité sera soumise à l'approbation de l'assemblée générale des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2009.

Conformément à la réglementation, ces engagements font l'objet d'une publication sur le site internet de la Société dans la rubrique informations réglementées.

## 15.2 Sommes provisionnées par la société ou ses filiales aux fins de versement de pensions, de retraites ou d'autres avantages au profit des dirigeants

Le montant total des sommes provisionnées par la Société ou ses filiales aux fins de versement de pensions, de retraites ou d'autres avantages au profit des dirigeants est de 69 000 euros au

31 décembre 2009. Aucun des mandataires sociaux ne bénéficie d'un régime de retraite spécifique.

# 16 Fonctionnement des organes d'administration et de direction

---

## 16.1 Mandats des membres des organes d'administration et de direction

Les informations détaillées sur les mandats des dirigeants de la Société figurent au paragraphe 14.1 du présent document de référence.

## 16.2 Informations sur les contrats de service liant des membres des organes d'administration et de direction à la Société

Le Conseil d'administration a confié en 2009 à M. Pierre Richard, administrateur, une mission de réflexion et recherches de modes de financement alternatifs. Cette mission a été rémunérée à hauteur de 30 000 euros.

A l'exception de la mission susvisée, il n'existe pas, à la connaissance de la Société, de contrats de service liant les membres du Conseil d'administration, le Directeur général ou les Directeurs généraux délégués de la Société ou à l'une quelconque de ses filiales prévoyant l'octroi d'avantages aux termes d'un tel contrat.

## 16.3 Comités du Conseil d'administration

Conformément aux stipulations de l'article 16 des statuts, le Conseil d'administration a institué trois Comités chargés de l'assister dans ses travaux : un Comité d'audit, un Comité des nominations et des rémunérations et un Comité de la stratégie.

Chaque Comité rend compte de ses missions au Conseil d'administration.

Les Comités ont un rôle strictement consultatif. Le Conseil d'administration apprécie souverainement les suites qu'il entend donner aux conclusions présentées par les Comités. Chaque administrateur reste libre de voter comme il l'entend sans être tenu par les études, investigations ou rapports des Comités ni leurs éventuelles recommandations.

Pourront être nommés en qualité de membres de chacun des Comités, les administrateurs personnes physiques ou représentants permanents des administrateurs personnes morales. Les membres sont désignés à titre personnel et ne peuvent pas se faire représenter. Le Président de chaque Comité est désigné par le Conseil d'administration.

La composition des Comités peut être modifiée à tout moment par le Conseil d'administration.

Les Comités peuvent se faire assister, à leur demande, par des consultants externes lorsqu'ils l'estiment nécessaire au bon déroulement de leurs travaux.

## COMITÉ D'AUDIT ET DES RISQUES

Le Comité d'audit et des risques est composé de trois membres au moins, dont au moins un administrateur indépendant, désignés pour la durée de leur mandat d'administrateur.

Ne peuvent être membres du Comité d'audit et des risques les personnes exerçant des fonctions salariées au sein de l'entreprise ou de l'une de ses filiales.

Les membres du Comité d'audit et des risques doivent posséder les compétences financières et/ou comptables nécessaires à l'exercice de leurs fonctions.

Le Comité d'audit et des risques aide le Conseil d'administration à veiller à l'exactitude et à la sincérité des comptes sociaux de la Société et des comptes consolidés du Groupe et à la qualité du contrôle interne et de l'information délivrée aux actionnaires et au marché. Il assure le suivi des questions relatives à l'élaboration et au contrôle des informations comptables et financières.

Il reçoit tout particulièrement comme missions du Conseil d'administration :

- en matière d'examen des comptes :
  - de procéder à l'examen préalable des projets de comptes sociaux et consolidés, annuels et semestriels, afin de vérifier les conditions de leur établissement et de s'assurer de la pertinence et de la permanence des principes et des règles comptables adoptés,
  - de procéder à l'examen des risques, des litiges et des engagements hors-bilan significatifs,
  - de s'assurer du traitement adéquat des opérations significatives au niveau du Groupe,
  - de prendre connaissance régulièrement de la situation financière, de la situation de la trésorerie et des engagements significatifs de la Société et du Groupe ;
- en matière de contrôle interne :
  - d'assurer le suivi de l'efficacité et de la qualité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, afin principalement de s'assurer qu'ils concourent à ce que les comptes sociaux et consolidés reflètent avec exactitude et sincérité la réalité de la Société et du Groupe, et soient conformes aux normes comptables,
  - d'assurer le suivi du processus d'élaboration de l'information financière, et
  - de veiller à la pertinence et à la qualité de la communication financière au sein de la Société ;
- en matière de contrôle externe :

Le Comité d'audit et des risques est chargé du suivi du contrôle légal des comptes sociaux et consolidés. Il a notamment pour tâche essentielle de garantir l'indépendance et l'objectivité des commissaires aux comptes :

- en pilotant la procédure de sélection des commissaires aux comptes et en examinant les questions relatives à la nomination, au renouvellement ou à la révocation des commissaires aux comptes de la Société et en émettant, à destination du Conseil,

une recommandation sur les commissaires aux comptes proposés à la désignation par l'assemblée générale, et

- par un examen du montant et du détail des rémunérations qui sont versées par le Groupe, aux commissaires aux comptes et au réseau auquel ils peuvent appartenir ; à ce titre, le Comité doit se faire communiquer les honoraires versés par la Société et son Groupe et s'assurer que leur montant, ou la part qu'ils représentent dans le chiffre d'affaires du cabinet et du réseau, ne sont pas de nature à porter atteinte à l'indépendance des commissaires aux comptes.

En outre, le Comité d'audit et des risques examine toute question relevant de sa compétence que lui soumettrait, pour avis, le Conseil d'administration.

Pour l'accomplissement de ses missions, le Comité, s'il le souhaite, entend les commissaires aux comptes, hors la présence des mandataires sociaux, des administrateurs non-membres du Comité, et des membres de la Direction Financière. Il entend également hors la présence des mandataires sociaux, les salariés de la Société responsables de l'établissement des comptes et du contrôle interne, y compris les Directeurs Financiers et Comptables.

Le Comité doit pouvoir recourir à des experts extérieurs en tant que de besoin.

Le Comité dispose d'un délai suffisant en vue de l'examen des comptes de la Société. La présence des commissaires aux comptes aux réunions du Comité d'audit et des risques examinant les comptes de la Société est nécessaire.

Plus précisément, s'agissant des procédures de contrôle financier et des procédures de contrôle interne de collecte et contrôle des informations, le Comité vérifie qu'elles sont définies et qu'elles garantissent la fiabilité et la sincérité des informations financières. Il veille à leur évaluation et, le cas échéant, à leur amélioration régulière.

Les comptes-rendus d'activité au Conseil doivent permettre à ce dernier d'être pleinement informé des recommandations et conclusions de ses travaux. Il doit informer sans délai le Conseil d'administration de toute difficulté rencontrée dans l'exercice de ses fonctions.

Pour l'ensemble de ses missions, le Comité présente ses conclusions, recommandations, propositions ou avis au Conseil à qui il revient de décider.

Il est également chargé de relire le rapport du Président sur le fonctionnement du Conseil et sur le contrôle interne exigé par la loi.

Au cours de l'exercice 2009, le Comité d'audit et des risques s'est réuni quatre fois, afin notamment d'examiner :

- les comptes sociaux et consolidés du Groupe pour l'exercice 2008 ;
- le rapport financier semestriel au 30 juin 2009 ;
- le budget 2010 et le plan à moyen terme de la Société ;
- la situation financière et de trésorerie du Groupe ;
- la cartographie des risques ;

- la relecture du rapport 2008 du Président sur le contrôle interne ;
- certaines procédures de contrôle interne ainsi que certains traitements comptables spécifiques ;
- le programme d'audit interne 2010-2011 du Groupe ; et

- les nouveaux contrats d'apporteurs d'affaires.

Au 31 décembre 2009, le Comité d'audit et des risques est composé de M. Élie Cohen, Président et administrateur indépendant, M. Jean Thomazeau et M. Jean-Charles Samy, représentant permanent d'EDF.

## COMITÉ DES NOMINATIONS ET DES RÉMUNÉRATIONS

Le Comité des nominations et des rémunérations est composé de trois membres au moins, dont au moins un administrateur indépendant, désignés pour la durée de leur mandat d'administrateur. Le Président du Conseil d'administration est membre de ce Comité.

### (i) MISSIONS RELATIVES AUX NOMINATIONS

Le Comité des nominations et des rémunérations a pour missions :

- d'examiner et de formuler des propositions au Conseil d'administration concernant les candidats aux fonctions de membres du Conseil d'administration, de Directeur général, de Directeur général délégué, de Président du Conseil d'administration, de membres et de Président du Comité d'audit et des risques et du Comité de la stratégie ; à cette fin, il doit évaluer les compétences, les connaissances et l'expérience requises, décrire les missions et apprécier le temps à consacrer à l'exercice de la fonction ;
- d'étudier les propositions soumises par les parties intéressées, y compris par la Direction et par les actionnaires ;
- d'évaluer périodiquement le bon fonctionnement du Conseil d'administration ; et
- d'examiner chaque année, au cas par cas, la situation de chaque administrateur au regard des critères d'indépendance énoncés dans le présent règlement intérieur.

### (ii) MISSIONS RELATIVES AUX RÉMUNÉRATIONS

Le Comité des nominations et des rémunérations a pour missions :

- de se prononcer sur tous les modes de rémunération, y compris les avantages en nature, de prévoyance ou de retraite, reçus de toute société du Groupe ou société affiliée ;
- de formuler des propositions au Conseil d'administration sur la rémunération du Directeur général et des Directeurs généraux délégués, et notamment sur la détermination de la part variable de la rémunération ;
- de formuler des propositions au Conseil d'administration sur la rémunération du Président, celui-ci ne participant pas aux débats du Comité sur ce sujet ;
- d'émettre un avis sur les propositions de la Direction générale en matière de rémunération des cadres dirigeants (en ce compris les membres du Comité de direction de la Société, ainsi que tous les salariés dont la rémunération dépasse 150 000 euros sur la zone Europe et 200 000 dollars américains sur la zone États-Unis) ;

- de veiller à ce que la Société respecte ses obligations en matière de transparence des rémunérations ; à ce titre, il prépare à l'attention du Conseil d'administration, un rapport annuel sur les rémunérations visées à l'article L. 225-102-1, alinéa 1<sup>er</sup>, destiné à être inséré dans le rapport annuel.

En ce qui concerne la rémunération des administrateurs, le Comité des nominations et des rémunérations :

- formule des propositions sur la répartition des jetons de présence ;
- formule des propositions sur les éventuelles rémunérations allouées à des administrateurs s'étant vu confier des missions exceptionnelles.

En ce qui concerne les plans d'options de souscription ou d'achat d'actions et toutes autres formes de rémunérations en actions, notamment l'attribution d'actions gratuites ou de rémunérations indexées ou liées à des actions, le Comité des nominations et des rémunérations a pour mission :

- de débattre de la politique générale régissant le bénéfice de tels systèmes et de soumettre d'éventuelles propositions à ce sujet au Conseil d'administration ;
- de s'assurer que les informations soient données à ce sujet dans le rapport annuel et lors de l'assemblée générale des actionnaires ;
- de soumettre des propositions au Conseil d'administration concernant le choix à opérer entre les formules autorisées par la loi et indiquer les raisons de ce choix, ainsi que ses conséquences.

Au cours de l'exercice 2009, le Comité des nominations et des rémunérations s'est réuni quatre fois, afin notamment d'examiner :

- la rémunération des mandataires sociaux ;
- la nomination d'un nouveau Directeur général délégué ;
- les candidatures proposées au Conseil d'administration ;
- les recommandations AFEP MEDEF relatives à la rémunération des dirigeants sociaux de sociétés cotées ;
- les clauses d'indemnisation des dirigeants en cas de départ ;
- le renouvellement du mandat d'un administrateur ;
- les clefs de répartition des jetons de présence aux administrateurs ;
- la mise en place de système de fidélisation des salariés au niveau mondial et notamment d'un plan d'attribution d'actions gratuites ;

- le renouvellement du mandat du Directeur général et des Directeurs généraux délégués ;
- la détermination des objectifs pour la rémunération variable des dirigeants ; et

- la revue annuelle de l'indépendance des administrateurs.

Au 31 décembre 2009, le Comité des nominations et des rémunérations est composé de M. Pierre Richard, Président et administrateur indépendant, M. Pierre Lederer, représentant permanent d'EDEV, et M. Pâris Mouratoglou.

## COMITÉ DE LA STRATÉGIE

Le Comité de la stratégie est composé de trois membres au moins, dont au moins un administrateur indépendant, désignés pour la durée de leur mandat d'administrateur.

Le Comité de la stratégie a pour mission d'assister le Conseil d'administration dans le cadre de la mise en œuvre de la stratégie du Groupe et des opérations d'investissement mentionnées à l'article 9.1 du règlement intérieur. Il l'assiste dans la mise en œuvre de cette stratégie et l'aide à déterminer et à maintenir sa politique d'investissement, notamment en :

- examinant la stratégie d'investissement du Groupe, et formulant des propositions au Conseil d'administration sur les orientations stratégiques du Groupe dans le cadre de son projet d'entreprise ou sur les orientations stratégiques de plus long terme ;
- procédant à toute étude ou toute mission appropriée ;

- se saisissant de toute opération ou de tout fait ou événement pouvant avoir une incidence significative sur la stratégie et les investissements du Groupe.

Au cours de l'exercice 2009, le Comité de la stratégie s'est réuni trois fois afin notamment d'examiner les sujets suivants :

- la crise financière et ses impacts ;
- les investissements sur des nouvelles zones ;
- le projet First Solar ; et
- les énergies « Bio » (biomasse, biogaz et biocarburants).

Au 31 décembre 2009, le Comité de la stratégie est composé de M. Élie Cohen, Président et administrateur indépendant, M. Pierre Lederer, représentant permanent d'EDEV, M. Jean-Louis Mathias, M. Pâris Mouratoglou et M. Jean Thomazeau.

## 16.4 Gouvernement d'entreprise

### RECOMMANDATIONS DU CODE AFEP-MEDEF

Lors de son introduction en Bourse en 2006, la Société avait fait le choix, dans un souci de transparence et d'information du public, de mettre en œuvre les recommandations du Code AFEP-MEDEF de 2003 en matière de gouvernement d'entreprise, sous réserve des stipulations particulières du pacte d'actionnaires conclu entre le groupe EDF et le groupe Mouratoglou. La Société a notamment ainsi mis en place trois Comités du Conseil d'administration (audit, nominations et rémunérations, stratégie) et deux administrateurs indépendants ont été désignés au Conseil d'administration.

Le 6 octobre 2008, le Code AFEP-MEDEF a été modifié afin de prendre en compte diverses recommandations relatives à la rémunération des dirigeants mandataires sociaux de sociétés cotées. Ce Code, tel que modifié, est disponible sur le site Internet du MEDEF ([www.medef.fr](http://www.medef.fr)).

Lors de sa réunion du 3 décembre 2008, le Conseil d'administration a pris connaissance des dernières recommandations AFEP-MEDEF. A cet égard le Conseil d'administration a pu constater dès cette date

que ces recommandations, qui s'inscrivaient dans la démarche de gouvernement d'entreprise du Groupe adoptée dès 2006, avaient pour la plupart déjà été mises en œuvre au sein d'EDF Energies Nouvelles.

Le Conseil d'administration, qui s'est réuni le 22 septembre 2009, comme il s'y était engagé, a adopté les aménagements permettant de se conformer pleinement aux recommandations du Code AFEP-MEDEF relatives à la rémunération des dirigeants mandataires sociaux de sociétés cotées. Dans ce cadre, M. David Corchia a annoncé qu'il renoncerait à son contrat de travail au 31 décembre 2009, de façon à respecter le non-cumul de mandat de Directeur général et de contrat de travail.

Le Code AFEP-MEDEF, tel que modifié en 2008, est le Code de gouvernement d'entreprise auquel se référera EDF Energies Nouvelles, sous réserve des stipulations du pacte d'actionnaires susvisé (voir Décision AMF n°206C2226 du 7 décembre 2006).



## CONTRÔLE ET ÉVALUATION DU FONCTIONNEMENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Le Conseil d'administration s'est réuni 11 fois en 2009. Le taux de participation des administrateurs aux séances du Conseil est de 82 % pour l'année. Le taux de participation aux Comités est de 100 %.

Selon l'article 19 du règlement intérieur du Conseil, le Conseil d'administration organise une fois par an un débat sur son fonctionnement. Le Conseil d'administration procède à l'évaluation de son propre fonctionnement, qui est confiée, à l'initiative du Président du Conseil d'administration, à des administrateurs indépendants.

Pour l'exercice 2009, cette évaluation a été effectuée sur la base d'un questionnaire soumis aux administrateurs, portant sur les principes et les modalités de fonctionnement du Conseil d'administration.

Les résultats examinés par le Conseil d'administration du 13 janvier 2010 témoignent d'un niveau satisfaisant en matière de fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités.

L'évaluation du Conseil de 2008 avait mis en évidence le souhait des administrateurs de pouvoir disposer de la possibilité d'intégrer au Conseil un profil d'expert technique. Une modification statutaire a été adoptée par l'assemblée générale des actionnaires du 29 mai 2009 afin de créer la fonction de censeur. Le Conseil dispose désormais de la possibilité de nommer un ou deux censeurs qui participent au Conseil avec voix consultative.

Le règlement intérieur et le règlement d'initiés ont été modifiés pour intégrer cette nouvelle position au sein du Conseil.

Par ailleurs, le Conseil d'administration du 9 février 2010, sur rapport du Comité des nominations et des rémunérations, a validé au regard des critères du règlement intérieur, conformes aux recommandations du Code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF, la qualité d'administrateur indépendant de Messieurs Élie Cohen et Pierre Richard.

## RÈGLEMENT INTÉRIEUR DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Le règlement intérieur du Conseil d'administration, adopté par celui-ci lors de sa séance du 18 juillet 2006 et modifié lors de ses séances du 25 avril 2007 et du 19 mars 2009, vise à assurer la

transparence du fonctionnement du Conseil d'administration. Ses principales dispositions sont résumées au paragraphe 21.2.2 du présent document de référence.

## RAPPORT SUR LE CONTRÔLE INTERNE

Le Président du Conseil d'administration de la Société a établi un rapport sur le contrôle interne dans les conditions de l'article L. 225-37 du Code de commerce et les commissaires aux comptes ont

émis un rapport sur le rapport précité ; ces deux rapports figurent respectivement en annexes 1 et 2 du présent document de référence.

## RÈGLEMENT VISANT À PRÉVENIR LE RISQUE D'OPÉRATIONS D'INITIÉS

Dans le cadre de son introduction en Bourse, la Société a adopté en 2006 un règlement destiné à prévenir le risque d'opérations d'initiés au sein du Groupe, visant à faire respecter les principes et règles en vigueur ainsi que les recommandations émises par les autorités boursières dans le domaine de la gestion des risques liés à la détention, à la divulgation ou à l'exploitation d'informations privilégiées.

A cet effet, le Groupe a notamment décidé de fixer des périodes d'interdiction pendant lesquelles les personnes appartenant à un groupe dit « sensible » (constitué notamment des mandataires sociaux, membres de Comités, des salariés travaillant pour la Direction ainsi que les personnes qui leur sont étroitement liées au sens de l'article L. 621-18-2 du Code monétaire et financier) ne sont pas autorisées à acheter, à vendre ou à réaliser des opérations sur les titres EDF Energies Nouvelles.



# 17 Salariés

## 17.1 Informations sociales

### 17.1.1 INFORMATIONS GÉNÉRALES

#### (A) Effectifs du Groupe <sup>(1)</sup>

Le tableau ci-dessous présente l'évolution, au cours des deux dernières années des effectifs du Groupe (hors EDF Energies Nouvelles Réparties) répartis par zone géographique :

Pays	31 décembre 2008	31 décembre 2009
Allemagne	3	3
Belgique	14	19
Bulgarie	60	76
Espagne	26	35
France	231	329
Grèce	28	38
Italie	19	15
Portugal	27	29
Royaume-Uni	16	17
Turquie	15	31
États-Unis	463	604
Canada		20
<b>TOTAL EDF ENERGIES NOUVELLES (HORS EDF ENERGIES NOUVELLES RÉPARTIES)</b>	<b>901</b>	<b>1 215</b>

Le tableau ci-dessous présente les effectifs d'EDF Energies Nouvelles Réparties et ses filiales aux 31 décembre 2008 et 2009 :

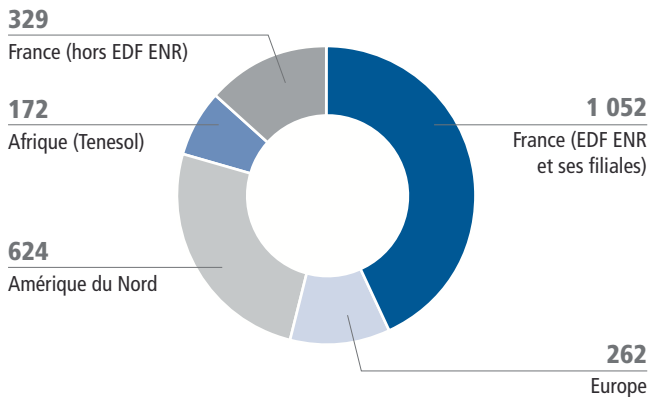
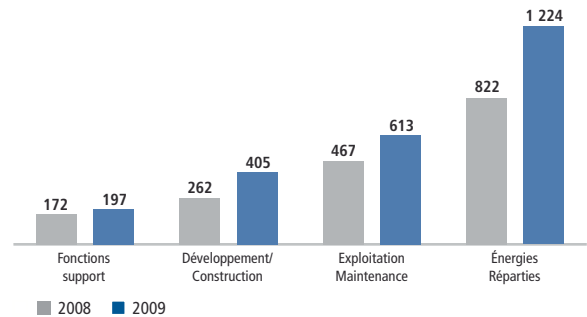
Pays	31 décembre 2008	31 décembre 2009
France (EDF Energies Nouvelles Réparties, Tenesol, Supra, Ribo)	637	1 052
Afrique du Sud (Tenesol)	134	121
Afrique de l'Ouest et Maroc (Tenesol)	52	51
<b>TOTAL</b>	<b>822</b>	<b>1 224</b>

Au 31 décembre 2009, le Groupe employait 2 439 salariés contre 1 723 au 31 décembre 2008.

Cette forte croissance des effectifs s'explique par le dynamisme du Groupe en France et à l'international. Le Groupe a poursuivi ses

recrutements sur l'ensemble de ses métiers : le développement de projets éoliens et solaires, la réalisation, l'exploitation et la maintenance des actifs, et les énergies réparties.

(1) Les effectifs du Groupe comprennent les salariés des sociétés entrant dans le périmètre de consolidation et sont comptabilisés selon les mêmes critères.

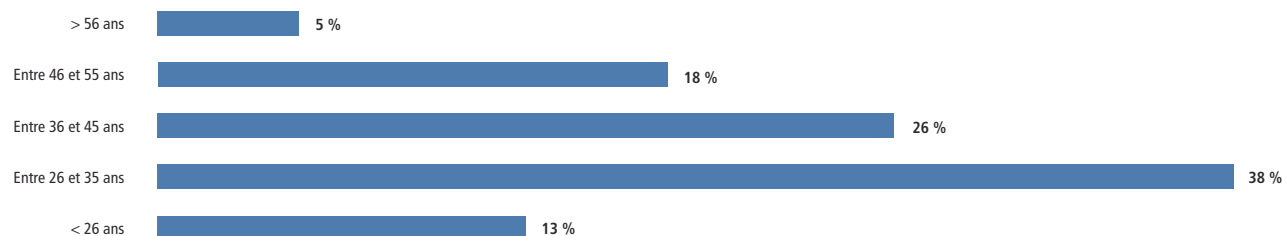
**(B) Répartition géographique des effectifs au 31 décembre 2009****(c) Répartition des effectifs par métiers****(D) Principaux indicateurs de données sociales**

	France (hors EDF ENR)	EDF ENR	Europe	Amérique du nord	TOTAL Groupe
<b>Effectifs</b>					
Effectifs fin de période	329	1 224	262	624	2 439
Nombre de cadres	250	218	89	116	673
% de cadres	76 %	18 %	34 %	19 %	28 %
Nombre de non-cadres	79	1 006	173	508	1 766
% de non-cadres	24 %	82 %	66 %	81 %	72 %
Nombre de CDI	324	968	242	624	2 158
Nombre de CDD	5	256	20	0	281
% de salariés à temps partiel	4 %	2 %	4 %	1 %	3 %
Nombre d'hommes	214	942	200	503	1 859
% d'hommes/effectif global	65 %	77 %	76 %	81 %	76 %
Nombre de femmes	115	282	62	121	580
% de femmes/effectif global	35 %	23 %	24 %	19 %	24 %
Nombre d'hommes cadres	166	174	70	95	505
% d'hommes cadres/total hommes	78 %	18 %	35 %	19 %	27 %
% d'hommes cadres/total cadres	67 %	80 %	78 %	82 %	75 %
Nombre de femmes cadres	84	44	19	21	168
% de femmes cadres/total femmes	73 %	16 %	31 %	17 %	29 %
% de femmes cadres/total cadres	33 %	20 %	21 %	18 %	25 %
<b>Santé et sécurité</b>					
Nombre d'accidents du travail avec 1 jour ou plus d'arrêt	2	51	0	18	71
Nombre d'accidents du travail mortels	0	0	0	0	0
Taux d'absentéisme	1,2 %	2 %	ND	1 %	ND

	France (hors EDF ENR)	EDF ENR	Europe	Amérique du nord	TOTAL Groupe
<b>Formation</b>					
Ratio dépenses de formation sur masse salariale	1,36 %	1,13 %	1,45 %	5,4 %	2,4 %
Nombre d'heures de formation	4 505	16 357	1 586	30 422	52 870
Nombre de salariés formés	179	798	46	542	1 565
% de salariés formés	55 %	65 %	17 %	87 %	64 %
Insertion et formation des jeunes					
Nombre d'apprentis et contrats d'apprentissage	2	20,5	na	na	23
Nombre de stagiaires	34,5	14	3	0	52
<b>Emploi</b>					
Recrutements	133	439	74	222	868
Autres Arrivées	4	0	0	30	34
<b>TOTAL ARRIVÉES</b>	<b>137</b>	<b>439</b>	<b>74</b>	<b>252</b>	<b>902</b>
Départs en retraite	0	5	0	0	5
Démissions	11	54	5	34	104
Licenciements	3	43	3	22	71
Autres départs	25	133 <sup>(1)</sup>	10	5	173
<b>TOTAL DÉPARTS</b>	<b>39</b>	<b>235</b>	<b>18</b>	<b>61</b>	<b>353</b>

(1) Dont 106 fin de CDD.

## (E) Pyramide des âges au 31 décembre 2009



## 17.1.2 LE GROUPE EN FRANCE

Au 31 décembre 2009, le Groupe employait en France 1 553 salariés, soit environ 63,7 % de ses effectifs.

### (A) Activités historiques du Groupe

#### Effectifs

En France, le Groupe (hors EDF Energies Nouvelles Réparties) comptait 329 collaborateurs au 31 décembre 2009, soit une progression de 42 % par rapport au 31 décembre 2008.

La croissance est portée par des équipes jeunes (66 % des salariés ont moins de 35 ans) hautement qualifiées, issues principalement d'écoles d'ingénieurs, d'écoles de commerce et de grandes universités. Ainsi EDF Energies Nouvelles participe activement au recrutement de jeunes cadres diplômés en France. 76 % des salariés ont le statut de cadre.

#### Métiers - recrutements

En France, les équipes apportent une expertise variée reconnue sur l'ensemble des métiers historiques du Groupe (le développement, la réalisation, l'exploitation-maintenance, mais aussi le financement de projets, la gestion d'actifs...).

Dans une année de crise, EDF Energies Nouvelles s'est distingué en embauchant en France plus de 130 personnes dans les métiers suivants :

- Développement de projets : Les recrutements ont accompagné la croissance de l'activité photovoltaïque. Les métiers du développement exigent des compétences très larges. Ils comprennent la gestion d'un projet éolien/solaire, le choix des sites, l'étude technique et financière, l'analyse des aspects environnementaux, l'analyse du potentiel éolien/solaire, la gestion des aspects juridiques et financiers du projet (financements structurés).

- Réalisation : Négociation des contrats de vente d'électricité, montage des projets de construction et suivi de chantier éoliens et solaires (au sol et intégré au bâti). Les équipes se sont dotées de nouvelles compétences issues notamment du secteur du bâtiment et de bureaux de contrôle.
- Fonctions Support : Elles se renforcent autour d'une organisation en place. Les collaborateurs des fonctions Support apportent leur expertise et permettent une meilleure maîtrise des risques tout en concourant à assurer au Groupe une meilleure performance.
- Exploitation et Maintenance des actifs : Les équipes exploitation et maintenance se sont constituées autour de profils variés :
  - des techniciens dont les compétences sont axées sur des activités opérationnelles de terrain ;
  - des profils d'ingénieurs capables de gérer les installations en production avec un objectif d'amélioration de la performance et d'optimisation du fonctionnement des centrales, tout en restant garant de la fiabilité des installations et du suivi de production.

La maintenance et l'entretien des centrales offrent d'importantes perspectives de recrutement d'une main-d'œuvre locale. Les équipes Exploitation et Maintenance se sont installées en 2009 à Colombiers (à proximité de Béziers) dans le centre européen d'exploitation et maintenance du Groupe, qui a été construit sur le modèle du centre d'exploitation-maintenance de la filiale américaine enXco. Ce centre abrite les trois activités qui composent l'Exploitation et la Maintenance : la supervision des centrales, l'ingénierie de maintenance et les interventions sur les matériels ainsi que la maintenance préventive et corrective.

Enfin, afin de consolider sa position dans les métiers de construction de parcs et de toitures photovoltaïques, le Groupe a créé en décembre 2008, en partenariat avec la société allemande Beck Energy, la société Colsun dont les activités sont principalement centrées sur la construction de centrales solaires au sol et la réalisation du lot électrique pour les projets en toiture. Au 31 décembre 2009, Colsun comptait 24 salariés et 3 contrats de professionnalisation.

## Formation

La formation au sein des sociétés françaises du Groupe se développe autour de trois objectifs :

- des formations habilitantes permettant aux salariés d'exercer leurs fonctions en toute sécurité. En France, le Groupe a mis l'accent sur les programmes de formation en matière de sécurité en organisant des formations sur les thématiques suivantes : habilitations électriques, travaux en hauteur, techniques de secours et évacuation d'une victime travaillant sur éolienne (*rescue*), ou encore extincteurs ainsi que des formations donnant les autorisations de conduite des nacelles et des chariots élévateurs pour travailler sur les toitures ;
- des actions de sensibilisation environnementale (bruit, aspects visuels, gestion de chantier...) qui s'inscrivent dans le système de management environnemental ;
- des formations permettant aux salariés de perfectionner ou d'acquérir de nouvelles connaissances.

Outre les actions de formations réalisées en externe, le Groupe a développé des programmes de formations internes : environ 25 journées ont été organisées permettant un échange sur les

bonnes pratiques, un partage des savoir-faire et des connaissances autour des experts du Groupe (techniques, juridiques, fiscalistes, financements de projets, systèmes d'information...).

Parallèlement, le centre d'Exploitation et Maintenance de Colombiers finalise son projet d'ouverture d'un centre de formation dédié aux métiers de l'Exploitation et Maintenance. Une démarche EHS (Environnement, Hygiène et Sécurité) est initiée.

## (B) Energies Nouvelles Réparties

En 2009, le Groupe a continué de renforcer sa présence dans le domaine des énergies renouvelables réparties, et en particulier dans le solaire photovoltaïque distribué. Les sociétés portant ces activités connaissent une croissance importante de leurs effectifs.

La société EDF Energies Nouvelles Réparties compte 49 collaborateurs (salariés d'EDF Energies Nouvelles Réparties ou mis à disposition). Ce sont ses principales filiales Supra, Tenesol, Ribo et Photon Power Technologies qui portent l'essentiel des effectifs de cette branche d'activité.

La société Supra, spécialisée dans la fabrication d'appareils de chauffage et de cheminées, dispose de deux sites de production en France. Elle comptait 373 collaborateurs au 31 décembre 2009. Supra a poursuivi en 2009 ses actions de formation visant à garantir la sécurité des salariés à leur poste de travail.

Tenesol, consolidée à 50 % par le Groupe, est investi dans plusieurs métiers intégrant l'ensemble de la chaîne de valeur de la filière photovoltaïque :

- en amont, un métier d'industriel et de fabricant de panneaux solaires (341 salariés dans les usines du Cap en Afrique du Sud et de Toulouse en France) ;
- au niveau du siège et de ses filiales aval, une activité d'ingénierie et systémier de solutions photovoltaïques (277 collaborateurs) ;
- en complément, les filiales DOM-TOM sont impliquées dans les métiers de maintenance et d'exploitation des centrales photovoltaïques (372 collaborateurs).

Le groupe Tenesol comptait 990 collaborateurs fin 2009 (comprenant les filiales de Tenesol entrant dans le périmètre de sa propre consolidation). Depuis deux ans, le groupe Tenesol est investi dans une logique de recrutement d'ingénieurs et de cadres à forts potentiels. Des formations pour les salariés évoluant dans les activités « à risque » sont mises en œuvre régulièrement (travail en hauteur, habilitations électriques, permis caristes, formations équipiers incendie et autres).

La société Ribo, spécialiste du développement et de l'exploitation de solutions innovantes de chauffage, climatisation et traitement de l'air, basée à Castelnaudary (département de l'Aude), comptait 32 salariés fin 2009.

Enfin, la société Photon Power Technologies comptait 314 salariés au 31 décembre 2009, soit une progression de 68 % de ses effectifs en un an. En 2009, Photon Power Technologies a embauché 130 personnes en CDI et 51 en CDD.

Plus de 1 200 contrats d'intérimaires ont été gérés en 2009. Photon Power Technologies a organisé des actions visant à former ses salariés à la sécurité (travaux en hauteur, risque électrique, utilisation de nacelles, etc.) et aux métiers du photovoltaïque.

## 17.1.3 LE GROUPE À L'INTERNATIONAL

### Effectifs

Le Groupe a poursuivi son expansion à l'international avec une progression de 35 % des effectifs en 2009.

En Europe, les filiales historiques du Groupe (Grèce, Bulgarie, Portugal, Italie, Espagne...) enregistrent une croissance de leurs effectifs sur l'ensemble des métiers du Groupe, poursuivant ainsi la professionnalisation des équipes et leur organisation.

Les filiales européennes consolident leurs effectifs en se dotant de fonctions support (c'est le cas notamment de la filiale espagnole Fotosolar ou de l'Italie qui ont renforcé la fonction financements de projets et internalisé progressivement certaines activités comme la comptabilité et le Conseil juridique).

Ces filiales favorisent l'emploi local en ayant recours à des ressources de main-d'œuvre locales proches des installations (en Bulgarie tout comme en Grèce, en Turquie, en Italie, ces sociétés emploient du personnel local pour assurer notamment le gardiennage des installations). En Turquie, pour répondre aux exigences de l'opérateur turc, des techniciens poste ont été recrutés à proximité des sites afin de contrôler et signaler les dysfonctionnements des turbines ou de tout autre équipement électrique).

L'ensemble des filiales européennes ont mené des actions de formation destinées à renforcer la sécurité de leurs salariés dans le cadre de l'exercice de leur fonction. Ainsi, EDF EN Italia et ses filiales ont entrepris d'adopter les dispositifs nécessaires pour se mettre en conformité avec la réglementation italienne en matière de sécurité sur le lieu de travail (formations au secourisme, à la lutte contre les incendies...), de respect de la vie privée et de délégation des responsabilités au sein de l'entreprise (avec mise en place d'un « modèle d'organisation » et d'un « organisme de vigilance »). L'Angleterre a recruté un responsable HSE.

En Amérique du Nord, la filiale enXco a continué à renforcer ses équipes pour accompagner sa croissance (200 nouveaux embauchés) portant ainsi ses effectifs à 604 salariés.

Ses équipes se répartissent entre :

- ▶ 414 salariés dans les métiers d'exploitation-maintenance ;
- ▶ 141 salariés dans le développement et les métiers techniques. enXco a renforcé ses équipes spécialisées dans le développement de projets solaires et le développement de projets sur de nouveaux territoires (notamment les métiers de la sécurisation du foncier) ; et
- ▶ 49 personnes dans les fonctions support.

enXco a renforcé ses actions en matière de sensibilisation à la sécurité. Au 31 décembre 2009, le taux de fréquence des accidents déclarés était de 2,62, atteignant ainsi l'objectif fixé par enXco d'obtenir un taux inférieur à 2,8. Les actions dans ce domaine se poursuivront en 2010.

La filiale américaine intensifie également ses actions de formation à destination de ses salariés et managers.

Au Canada, nouvelle implantation du Groupe, les équipes sont constituées, d'une part, de développeurs de projets éoliens au sein de la société Saint Laurent Energies et d'autre part, de développeurs, de chargés d'affaires construction, de profils Exploitation et Maintenance au sein de l'entité EDF EN Canada.

### Mobilité

Le Groupe encourage la mobilité et connaît des exemples réussis d'expatriation, notamment en Angleterre, en Italie, en Grèce et aux États-Unis. Les nouveaux marchés et les nouvelles activités offrent également de nouvelles perspectives d'expatriation, notamment en Turquie, au Canada et au Mexique.

Le Groupe connaît aujourd'hui des exemples réussis de mobilité entre les filiales. Les équipes construction du Portugal interviennent ainsi pour le Groupe dans d'autres pays apportant leur expertise et leur savoir-faire (notamment au Mexique et en Italie).

## 17.1.4 FIDÉLISATION

Le Groupe s'attache à motiver et fidéliser ses collaborateurs ainsi qu'à attirer de nouveaux talents. Dans cet objectif, le Groupe a mis en place trois plans d'attribution d'actions gratuites en 2007, 2008 et 2009 pour ses collaborateurs clés en France et dans ses filiales.

### Plan d'attribution d'actions gratuites 2007

En 2007, la Société a attribué 24 550 actions gratuites à certains dirigeants et salariés en France. Les actions ont été définitivement attribuées à leurs bénéficiaires, sous réserve de présence au sein du Groupe et de l'atteinte de certaines conditions de performance, en novembre 2009 (soit au terme d'une période de deux ans), et sont depuis soumises à une période d'incessibilité de deux ans, soit jusqu'en novembre 2011.

Les salariés des filiales étrangères (États-Unis, Royaume-Uni, Portugal, Grèce, Italie et Espagne) qualifiés de collaborateurs clés ont bénéficié d'un plan appelé « *Mirror stock plan* » reproduisant le

mécanisme d'attributions d'actions gratuites. Ce plan, à échéance novembre 2009 et novembre 2010, est également soumis à des conditions de présence et de performances collectives. 29 910 unités ont été attribuées au titre de ce plan.

### Plans d'attribution d'actions gratuites 2008

Le Conseil d'administration du 30 octobre 2008 a adopté un plan d'attribution d'actions gratuites pour les collaborateurs clés (regroupant les dirigeants et les collaborateurs clés France) et un plan d'attribution d'actions gratuites pour l'ensemble des salariés France des filiales détenues à plus de 51 % (soit 221 salariés). Pour ces deux plans, l'acquisition des actions en octobre 2010 est soumise à une condition de présence ainsi que pour partie à des conditions de performance collective fondées sur les résultats opérationnels du Groupe et suivie d'une période d'incessibilité de 2 ans pour les actions acquises définitivement.

Les salariés des filiales étrangères (États-Unis, Royaume-Uni, Portugal, Grèce, Italie et Espagne) qualifiés de collaborateurs clés ont bénéficié d'un plan appelé « *Mirror stock plan* » reproduisant le mécanisme d'attribution d'actions gratuites. Ce plan, à échéance novembre 2010 et novembre 2011, est également soumis à des conditions de présence et de performances collectives.

### Plans d'attribution d'actions gratuites 2009

Le Conseil d'administration du 12 novembre 2009 a adopté un plan d'attribution d'actions gratuites pour les collaborateurs clés (regroupant les dirigeants et les collaborateurs clés France) et un plan d'attribution d'actions gratuites pour l'ensemble des

salariés France. Pour ces deux plans, l'acquisition des actions en novembre 2011 est soumise à une condition de présence ainsi que pour partie (à l'exception des dirigeants mandataires sociaux pour lesquels la totalité des actions est soumise) à des conditions de performance collective fondées sur les résultats opérationnels du Groupe et suivie d'une période d'incessibilité de deux ans pour les actions acquises définitivement.

Les salariés des filiales étrangères (États-Unis, Royaume-Uni, Portugal, Grèce, Italie et Espagne), qualifiés de collaborateurs clés, ont bénéficié d'un plan appelé « *Mirror stock plan* » reproduisant le mécanisme d'attribution d'actions gratuites. Ce plan, à échéance novembre 2011 et novembre 2012, est également soumis à des conditions de présence et de performances collectives.

## 17.2 Options de souscription et d'achat d'actions

Néant.

## 17.3 Intéressement du personnel

Lors de son introduction en Bourse en 2006, la Société a procédé à une augmentation de capital réservée aux salariés de la Société et de sociétés liées adhérentes à un plan d'épargne entreprise ainsi qu'à une augmentation de capital réservée au personnel et aux mandataires sociaux de la Société et de sociétés qui lui sont liées. Dans le cadre de cette offre réservée aux salariés, 270 salariés du Groupe, soit 71,8 % des salariés éligibles étaient devenus actionnaires de la Société.

A la connaissance de la Société, le montant de la participation des salariés au capital social de la Société au 31 décembre 2009 au sens de l'article L. 225-102 du Code de commerce était de 0,089 % (69 177 actions provenant de l'offre réservée aux salariés dans le cadre d'un plan d'épargne groupe à l'occasion de l'introduction en Bourse de la Société en 2006 et des actions gratuites indisponibles).

## 17.4 Comité d'entreprise – UES

Une Unité Économique et Sociale (UES) a été mise en place entre EDF Energies Nouvelles, EDF EN France, EDF EN Services et EDF EN Outre Mer. Sa reconnaissance a été formalisée le 15 mai 2009

par décision du tribunal sur requête d'EDF Energies Nouvelles. Un Comité d'entreprise a été élu en juin 2009 et un accord de participation a été signé en fin d'année.

## 17.5 Participation des mandataires sociaux et opérations réalisées par les membres du Conseil d'administration sur les titres de la Société

Conformément aux dispositions de l'article 12 des statuts, les membres du Conseil d'administration de la Société détiennent chacun au moins une action de la Société. Le nombre d'actions de la

Société détenu par chacun des mandataires sociaux au 31 décembre 2009 est présenté au paragraphe 14.1 du présent document de référence.

Au cours de l'exercice 2009, les dirigeants de la Société ont déclaré auprès de l'Autorité des marchés financiers avoir effectué les opérations suivantes :

Déclarant	Nature de l'opération	Montant en euros	Prix unitaire (en euros)	Date de l'opération
Jean Thomazeau (Administrateur)	Acquisition	88 163	26,70	2/01/2009



# 18 Principaux actionnaires

## 18.1 Principaux actionnaires

A la date du présent document de référence, la répartition du capital de la Société était, à sa connaissance, la suivante :

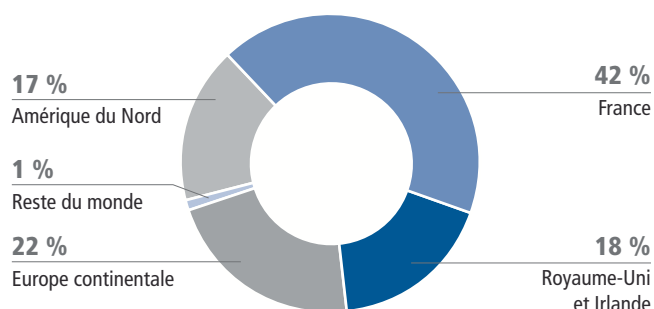
Actionnaire	Actions et droits de vote	% capital et droits de vote
<b>Groupe EDF</b>	<b>38 784 208</b>	<b>50,0 %</b>
<i>dont :</i>		
EDF	12	n.s.
EDEV	38 784 194	50,0 %
<b>Groupe Mouratoglou</b>	<b>19 474 117</b>	<b>25,1 %</b>
<i>dont :</i>		
M. Pâris Mouratoglou	1 000 025	1,3 %
Société Internationale d'Investissements Financiers	18 463 284	23,8 %
<b>Public (y compris salariés)</b>	<b>19 310 091</b>	<b>24,9 %</b>
<b>TOTAL</b>	<b>77 568 416</b>	<b>100,0 %</b>

Le groupe EDF et le groupe Mouratoglou, qui détiennent ensemble 75,1 % du capital et des droits de vote de la Société au 31 décembre 2009, ont déclaré agir de concert à son égard (voir le paragraphe 18.4 du présent document de référence).

A la connaissance de la Société, aucun autre actionnaire ne détient plus de 5 % de son capital.

Au cours de l'exercice 2009, la Société n'a été informée d'aucun franchissement de seuils, ni de participations prévues par l'article L.233-12 du Code de commerce.

EDF Energies Nouvelles a procédé à l'identification de ses actionnaires en décembre 2009. Sur la base du TPI (titres au porteur identifiables) et des titres au nominatif, les actionnaires institutionnels détiennent 75 % du flottant. La répartition des investisseurs institutionnels par zone géographique était la suivante :



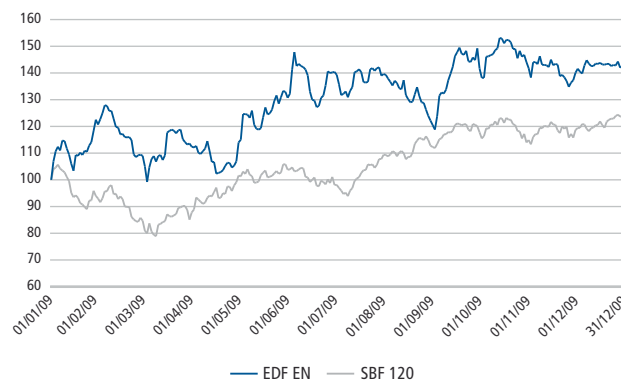
## 18.2 Négociations sur le marché Euronext Paris

L'action EDF Energies Nouvelles est cotée sur le marché Euronext Paris (compartiment A) depuis novembre 2006.

L'action EDF Energies Nouvelles a connu une forte progression de 42,6 % au cours de l'année 2009. A titre de comparaison, l'indice SBF 120 s'est apprécié de 23,7 %.

Le cours de Bourse a évolué entre 25,1 euros et 38,7 euros au cours de l'année pour clôturer, le 31 décembre 2009, à 36 euros, correspondant à une capitalisation boursière de 2,8 milliards d'euros.

Le graphe ci-dessous présente l'évolution du cours de l'action de la Société au cours de l'exercice 2009 comparé à l'évolution de l'indice SBF 120 :



## 18.3 Droits de vote des principaux actionnaires

Chaque action du Groupe donne droit à un droit de vote. Les statuts du Groupe ne prévoient pas de droit de vote double.

Le nombre de droits de vote détenus par les principaux actionnaires est détaillé au paragraphe 18.1 du présent document de référence.

## 18.4 Contrôle de la Société

Le 17 juillet 2006, EDF, EDEV (ensemble avec EDF, le « groupe EDF »), M. Pâris Mouratoglou et la Société Internationale d'Investissements Financiers (ensemble avec M. Pâris Mouratoglou, le « groupe Mouratoglou »), ont conclu un pacte d'actionnaires (le « Pacte ») qui est entré en vigueur au jour du règlement-livraison des actions émises dans le cadre de l'introduction en Bourse de la Société, soit le 1<sup>er</sup> décembre 2006.

Le groupe EDF et le groupe Mouratoglou ont déclaré qu'ils agissaient de concert vis-à-vis de la Société depuis l'entrée en vigueur du Pacte (voir décision AMF n°206C226 du 7 décembre 2006).

Les principales stipulations du Pacte sont résumées ci-dessous.

## PROJET D'ENTREPRISE

Dans le cadre du Pacte, les parties ont arrêté un projet d'entreprise pour le Groupe (le « Projet d'Entreprise »), dont le Conseil d'administration de la Société doit veiller à la mise en œuvre. Les principaux éléments du Projet d'Entreprise sont détaillés ci-dessous.

L'objectif à long terme des actionnaires est que la Société devienne un des leaders internationaux dans la production indépendante d'énergies renouvelables, avec un portefeuille d'actifs et d'activités équilibré, conjuguant bonne rentabilité et maîtrise des risques industriels et financiers. EDF Energies Nouvelles doit également devenir, au travers d'EDF Energies Nouvelles Réparties, un des leaders en matière d'énergies renouvelables réparties et de maîtrise de l'énergie chez le client.

Dans ce cadre, les actionnaires ont défini la stratégie de la Société, qui est détaillée au paragraphe 6.3 du présent document de référence. Ils sont également convenus que, d'une manière générale, les projets développés par EDF Energies Nouvelles devront satisfaire aux critères de rentabilité suivants du groupe EDF : (i) le ratio valeur actuelle nette/investissement doit être supérieur à 10 % et (ii) l'investissement doit avoir un effet relatif sur le résultat net dans un délai de trois ans.

Le Projet d'Entreprise fixe également le cadre général des relations entre le groupe EDF et EDF Energies Nouvelles. Ce cadre s'appliquera aussi longtemps que le groupe EDF restera l'actionnaire industriel de référence d'EDF Energies Nouvelles (c'est-à-dire tant qu'il détiendra directement ou indirectement au moins 35 % de son capital). Les grands principes, applicables sous réserve du respect des règles du droit de la concurrence, en sont :

► **Spécialisation de l'activité** : Considérant EDF Energies Nouvelles comme sa filiale spécialisée dans la production indépendante d'énergies renouvelables, le groupe EDF lui consent un droit de premier refus s'exerçant (i) sur les projets d'investissement envisagés par EDF et ses filiales qu'elle contrôle directement ou indirectement, et sous réserve de ce qui est décrit ci-dessous pour le Royaume-Uni et hors Edison, dans les filières suivantes : éolien, centrales solaires photovoltaïques, biomasse purement électrogène (hors déchets ménagers et industriels), mini-hydraulique hors France et centrales hydroliennes et (ii) dans l'éolien, filière où EDF Energies Nouvelles est l'industriel de référence du groupe EDF, sur les missions d'assistance technique, d'assistance à maîtrise d'ouvrage ou d'exploitation.

Par ailleurs, dans le cas où le groupe EDF procéderait à l'acquisition d'une société ou d'un groupe détenant des actifs significatifs dans le domaine des énergies renouvelables, sans que cela constitue son activité prépondérante, le groupe EDF et EDF Energies Nouvelles se consulteront mutuellement de

bonne foi, sans autre obligation, pour étudier les conditions dans lesquelles ces actifs pourraient être transférés à EDF Energies Nouvelles, aux conditions de marché.

En contrepartie de ce droit de premier refus, EDF Energies Nouvelles proposera de façon prioritaire à EDF les certificats d'origine (certificats verts) et d'émission (dioxyde de carbone) dont elle ou ses filiales disposent et viendront à disposer, à un prix qu'elle fixera et qui devra être cohérent avec les conditions du marché. En cas de refus d'EDF de les acquérir, EDF Energies Nouvelles pourra les céder à un tiers, sans que les conditions de cette cession puissent être plus favorables pour le tiers que celles proposées à EDF.

- **Partenariat au Royaume-Uni** : Au Royaume-Uni, EDF Energies Nouvelles et EDF Energy, filiale à 100 % d'EDF, constitueront une filiale commune, qui aura pour activité le développement, la construction et/ou l'exploitation, au Royaume-Uni, de centrales de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. Ses actionnaires conviendront ensemble de ses objectifs de développement et des moyens dont elle disposera. Ce partenariat a été mis en œuvre avec la constitution d'EDF Energy Renewables en 2008 (voir le Chapitre 22 du présent document de référence).
- **Licence de marque** : EDF concède à EDF Energies Nouvelles le droit d'utiliser son nom et sa marque dans le cadre des règles édictées dans sa charte graphique, et dans les conditions précisées dans un contrat de licence de marque (voir le Chapitre 11 du présent document de référence).
- **Accès aux savoir-faire et moyens du Groupe** : EDF Energies Nouvelles s'appuiera de préférence sur les moyens d'achats du groupe EDF et pourra bénéficier des marchés cadres du Groupe, dans des conditions cohérentes avec celles dont bénéficient les filiales du groupe EDF. EDF Energies Nouvelles aura accès également aux programmes de recherche-développement que mène EDF dans les domaines d'activité du Groupe, et dont EDF et EDF Energies Nouvelles conviendront qu'ils peuvent servir le développement d'EDF Energies Nouvelles, moyennant une participation aux efforts de recherche et un accès aux informations techniques (conception-exploitation) des installations. Enfin, EDF Energies Nouvelles s'appuiera de préférence sur les moyens d'ingénierie du groupe EDF lorsque ce dernier dispose d'une compétence particulière dans un domaine spécifique intéressant EDF Energies Nouvelles (comme par exemple des savoir-faire en traitement de déchets et biomasse des filiales spécialisées d'EDEV ou des savoir-faire en hydraulique et hydrodynamique des centres d'ingénierie spécialisés d'EDF ou encore du savoir-faire en poste, réseau et raccordement). La mise à disposition de ces savoir-faire sera soumise à la conclusion de conventions spécifiques à des conditions à convenir au cas par cas.

## CONSEIL D'ADMINISTRATION, DIRECTION GÉNÉRALE, COMITÉS

Aux termes du Pacte, le Conseil d'administration de la Société doit être composé de neuf membres désignés pour une durée de six années, dont quatre désignés parmi les candidats présentés par le groupe EDF, trois parmi les candidats présentés par le groupe Mouratoglou, et deux administrateurs indépendants (l'un nommé parmi les candidats proposés par le groupe EDF, l'autre parmi les candidats proposés par le groupe Mouratoglou). Le Pacte prévoit également une modification de la composition du Conseil d'administration, en cas de diminution éventuelle de la participation du groupe Mouratoglou dans le capital de la Société :

- si cette participation devient inférieure à 12,5 % du capital, le nombre d'administrateurs nommés sur sa proposition sera réduit à deux, le nombre d'administrateurs nommés sur proposition du groupe EDF étant porté à cinq et le nombre d'administrateurs indépendants sera inchangé ;
- si cette participation devient inférieure à 10 % du capital, le nombre d'administrateurs nommés sur sa proposition sera réduit à un, le nombre d'administrateurs nommés sur proposition du groupe EDF étant porté à cinq et le nombre d'administrateurs indépendants étant porté à trois ;
- si cette participation devient inférieure à 5 % du capital, il n'y aura plus d'administrateurs nommés sur sa proposition, le nombre d'administrateurs nommés sur proposition du groupe EDF étant porté à six et le nombre d'administrateurs indépendants restant à trois.

Aussi longtemps que le Conseil d'administration de la Société comprendra, conformément aux dispositions du Pacte, deux administrateurs indépendants, les décisions suivantes ne pourront être prises qu'avec un vote favorable de plus des deux tiers des membres du Conseil présents ou représentés :

- approbation du budget de frais généraux et de frais de développement (coûts de développement en numéraire et coûts de structure corporate), si leur croissance est supérieure à 15 % par rapport au budget de l'année précédente ;
- approbation des investissements dont la rentabilité serait inférieure aux critères de rentabilité suivants en vigueur au sein du Groupe dont la Société fait partie : (i) le ratio valeur

actuelle nette/investissement doit être supérieur à 10 % et (ii) l'investissement doit avoir un effet relatif sur le résultat net dans un délai de trois ans ;

- approbation de la vente ou de la réalisation d'actifs d'une valeur supérieure à 25 000 000 d'euros, à l'exception de la vente d'installations clés en main ;
- autorisation de tout investissement dans des pays extérieurs à l'Union Européenne et aux États-Unis ;
- décision de soumettre à l'assemblée générale extraordinaire des actionnaires toute modification statutaire relative aux règles de distribution de dividendes ;
- approbation de l'acquisition ou de la cession de tous actifs réalisée avec une entité détenue directement ou indirectement par le groupe EDF.

Toutefois, si le nombre d'administrateurs indépendants est porté à trois, les décisions visées ci-dessus seront de nouveau adoptées à la majorité simple des membres présents ou représentés.

Les fonctions de Président du Conseil d'administration et de Directeur général sont dissociées. M. Mouratoglou occupe la fonction de Président du Conseil d'administration jusqu'au 31 décembre 2010 et s'engage à renoncer à cette fonction si la participation du groupe Mouratoglou devenait inférieure à 10 % du capital de la Société. Le Directeur général est désigné parmi les candidats proposés par le groupe EDF.

Le Pacte prévoit enfin la mise en place de Comités du Conseil d'administration et l'adoption d'un règlement intérieur, dont une description détaillée figure aux paragraphes 16.3 et 21.2.2(d) du présent document de référence.

Les droits reconnus au groupe Mouratoglou ou à M. Pâris Mouratoglou définis ci-dessus le sont intuitu personae, en considération de la personne de M. Mouratoglou. En conséquence, en cas de décès de M. Pâris Mouratoglou ou dans le cas où celui-ci viendrait à être atteint d'une incapacité l'empêchant d'exercer durablement une activité professionnelle, ces droits cesseront d'être applicables.

## ENGAGEMENT DE LIQUIDITÉ

Sous réserve des dispositions législatives et réglementaires applicables aux marchés réglementés, le groupe EDF et le groupe Mouratoglou s'interdisent de procéder, directement ou indirectement, à des acquisitions d'actions ayant pour effet de réduire la part du public (c'est-à-dire la part non détenue par le

groupe EDF et le groupe Mouratoglou) dans le capital de la Société à moins de 95 % de cette part telle qu'arrêtée dans le cadre de l'introduction en Bourse de la Société. Cet engagement expire dès que le groupe Mouratoglou détiendra moins de 10 % du capital de la Société.

## DROIT DE PRÉFÉRENCE

En cas de projet de transfert de tout ou partie de ses actions par le groupe Mouratoglou, le groupe EDF bénéficiera d'un droit de préférence pour acquérir lesdites actions. Ce droit s'exercera de manière différente selon que le transfert d'actions envisagé serait effectué au profit (i) d'un ou plusieurs établissements financiers (en vue d'un placement auprès d'investisseurs institutionnels ou sur le marché) ou (ii) à d'autres tiers.

- (i) Dans le premier cas, le groupe EDF pourra soit se porter acquéreur des actions dont la cession est projetée au dernier cours de clôture de l'action de la Société, soit y renoncer, auquel cas le groupe Mouratoglou sera tenu de procéder à la consultation d'au moins trois établissements financiers et pourra procéder à la cession projetée à l'établissement le mieux disant, soit se réserver le droit d'acquérir lesdites actions dans le seul cas où le prix par action (hors frais et commissions) proposé par l'établissement financier le mieux disant serait inférieur ou égal à 95 % du dernier cours de clôture.
- (ii) Dans le second cas, le groupe EDF pourra se porter acquéreur des actions dont la cession est projetée soit au prix proposé par le tiers si la cession est une vente simple contre paiement en numéraire, soit au prix déterminé par un expert désigné conformément aux dispositions de l'article 1843-4 du Code civil si la cession n'est pas une vente simple contre paiement en numéraire (notamment en cas d'apport, d'échange ou autre).

A défaut d'exercice du droit de préférence du groupe EDF, le groupe Mouratoglou pourra procéder à la cession projetée.

Ce droit de préférence ne s'appliquera pas en cas (i) de transfert d'actions entre le groupe Mouratoglou et une personne morale

contrôlée ou placée sous le même contrôle qu'un membre du groupe Mouratoglou, (ii) de cession ou donation d'actions de M. Pâris Mouratoglou à l'un de ses descendants ou à Mme Catherine Mouratoglou ou encore aux transferts d'actions à ces mêmes personnes par suite de liquidation de succession ou de communauté, (iii) de liquidation de sociétés par voie d'adjudication publique ou toute mise en œuvre de sûretés, (iv) de transactions portant sur des actions de la Société réalisées par le groupe Mouratoglou sur le marché Euronext Paris, sans que l'acquéreur desdites actions ait été préalablement identifié par le groupe Mouratoglou, sous réserve que les transactions ainsi réalisées par le groupe Mouratoglou pendant un même jour de Bourse ne portent pas sur un volume d'actions supérieur au tiers du volume moyen par jour de Bourse constaté au cours du dernier mois précédant la réalisation de la ou desdites transactions, ou (v) d'une offre publique de vente par le groupe Mouratoglou, assortie d'un placement privé réservé à des investisseurs qualifiés, sous réserve qu'elle porte sur un nombre d'actions représentant 12,5 % au moins du capital de la Société et que la participation globale du groupe Mouratoglou dans le capital de la Société à l'issue de cette cession devienne inférieure à 10 % du capital de la Société. En outre, le groupe EDF devra être associé aux décisions importantes pour la mise en œuvre de la procédure d'offres publiques de ventes et de placements privés (dont la mise en œuvre et les modalités du bookbuilding et les allocations aux investisseurs institutionnels). Sauf accord d'EDF, aucun des investisseurs qui seront retenus ne pourra acquérir plus de 1,25 % du capital de la Société et le groupe EDF devra avoir approuvé l'identité des dix principaux investisseurs institutionnels alloués et le nombre de titres qui leur sera alloué.

## DISPOSITIONS CONCERNANT LA PARTICIPATION DU GROUPE MOURATOGLOU

Si la participation du groupe Mouratoglou devenait inférieure à 10 % du capital de la Société, EDEV consent, pour un délai de trois mois à compter du franchissement à la baisse du seuil de 10 %, au groupe Mouratoglou une option de vente de sa participation, à un prix par action égal à la moyenne pondérée par les volumes des cours de clôture de l'action de la Société au cours des 60 jours de Bourse précédant la notification de l'exercice de cette option, sans que ce prix puisse être supérieur de plus de 10 % au dernier cours de clôture de l'action précédant ladite notification.

Sous réserve de l'absence d'exercice de l'option de vente, EDEV disposera alors d'une option d'achat sur les actions détenues par le groupe Mouratoglou pour un délai de trois mois à compter de la fin de la période d'exercice de l'option de vente susvisée, à un prix par action égal à la moyenne pondérée par les volumes des cours de clôture de l'action de la Société au cours des 60 jours de Bourse précédant la notification de l'exercice de cette option, sans que ce prix puisse être inférieur de plus de 10 % au dernier cours de clôture de l'action précédant la notification.

Ces deux options expireront de plein droit le 31 décembre 2015.

## CLAUSE DE NON-CONCURRENCE

M. Pâris Mouratoglou s'engage, aussi longtemps que (i) il demeurera mandataire social de la Société, (ii) au moins un administrateur non indépendant désigné parmi les candidats proposés par le groupe Mouratoglou exercera son mandat, ou (iii) le groupe Mouratoglou n'aura pas renoncé définitivement à son droit ou n'aura pas perdu son droit à désigner un ou plusieurs candidats au poste d'administrateur, et pendant une durée de deux ans à compter de la date à laquelle auront pris fin l'ensemble des situations visées aux (i) (ii) et (iii) ci-dessus, à ne pas exercer d'activité concurrente à celle de la Société et ses filiales sur le territoire français ainsi que dans tous les pays où la Société exerce ou exercera ses activités, directement ou indirectement par l'intermédiaire d'une filiale, et, par conséquent, s'interdit :

- d'acquérir, directement ou indirectement, une participation dans le capital d'une société ayant une activité concurrente, dès lors que cette participation conférerait au groupe Mouratoglou une influence déterminante au sens de la réglementation comptable ;
- d'exercer des fonctions directement ou indirectement, que ce soit en qualité de dirigeant, d'administrateur, employé, consultant ou de toute autre manière, pour le compte de toute personne physique ou morale exerçant une activité concurrente ;

- de débaucher ou employer le personnel actuel ou futur de la Société et de ses filiales actuelles ou futures ;
- de démarcher ou avoir toute relation professionnelle dans le cadre d'une activité concurrente avec des personnes physiques ou morales ayant été clients ou fournisseurs de la Société ou de ses filiales actuelles ou futures.

Cette clause de non-concurrence ne s'applique pas à la détention au moment de la conclusion du Pacte par M. Mouratoglou de titres de capital de certaines sociétés extérieures au Groupe ; ces sociétés ne pourront pas, à l'exception de leurs activités actuelles, développer des activités concurrentes à celles du Groupe.

Le Pacte expirera au jour où le groupe EDF ou le groupe Mouratoglou cesserait de détenir une participation au moins égale à 5 % du capital de la Société (sous réserve néanmoins de la clause de non-concurrence susvisée qui restera applicable pour la durée prévue dans le Pacte).

Les stipulations du Pacte détaillées ci-dessus ainsi que l'ensemble des mesures de gouvernement d'entreprise décrites au Chapitre 16 du présent document de référence visent notamment à éviter qu'un contrôle sur la Société ne soit exercé de manière abusive.

## 18.5 Accords pouvant entraîner un changement de contrôle

Il n'existe, à la connaissance de la Société, aucun accord dont la mise en œuvre pourrait, à une date ultérieure au 31 décembre 2009, entraîner un changement de son contrôle.

# 19 Opérations avec des apparentés

---

## 19.1 Opérations avec les apparentés

Les parties liées au Groupe comprennent notamment les actionnaires de la Société, ses filiales non consolidées, les entreprises sous contrôle conjoint (les sociétés consolidées en intégration proportionnelle), les entreprises associées (les sociétés mises en équivalence) et les entités sur lesquelles les différents dirigeants du Groupe exercent au moins une influence notable.

Les données chiffrées précisant les relations avec ces parties liées figurent dans la note 31 des comptes consolidés annuels au 31 décembre 2009 en normes IFRS, présentés au paragraphe 20.1 du présent document de référence.

## 19.2 Rapport des commissaires aux comptes sur les conventions réglementées pour l'exercice 2009

« Mesdames, Messieurs les Actionnaires,

En notre qualité de commissaires aux comptes de votre société, nous vous présentons notre rapport sur les conventions et engagements réglementés.

### 1 CONVENTIONS ET ENGAGEMENTS AUTORISÉS AU COURS DE L'EXERCICE

---

En application de l'article L.225-40 du Code de commerce, nous avons été avisés des conventions et engagements qui ont fait l'objet de l'autorisation préalable de votre Conseil d'administration.

Il ne nous appartient pas de rechercher l'existence éventuelle d'autres conventions et engagements mais de vous communiquer, sur la base des informations qui nous ont été données, les caractéristiques et les modalités essentielles de ceux dont nous avons été avisés, sans avoir à nous prononcer sur leur utilité et leur bien-fondé. Il vous appartient, selon les termes de l'article R. 225-31 du Code de commerce, d'apprécier l'intérêt qui s'attachait à la conclusion de ces conventions et engagements en vue de leur approbation.

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimées nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette mission. Ces diligences ont consisté à vérifier la concordance des informations qui nous ont été données avec les documents de base dont elles sont issues.

Ces conventions sont présentées dans les tableaux I, II et III annexés au présent rapport :

- ▶ le tableau I présente les conventions autorisées au cours de l'exercice ;
- ▶ le tableau II présente les engagements pris au bénéfice des mandataires sociaux ;
- ▶ le tableau III présente les personnes concernées par ces conventions.



## 2 CONVENTIONS ET ENGAGEMENTS APPROUVÉS AU COURS D'EXERCICES ANTÉRIEURS DONT L'EXÉCUTION S'EST POURSUIVIE DURANT L'EXERCICE

Par ailleurs, en application du Code de commerce, nous avons été informés que l'exécution des conventions et engagements suivants, approuvés au cours d'exercices antérieurs, s'est poursuivie au cours du dernier exercice.

### Convention d'honoraires avec la société Energies Antilles SNC

Versement par la société Energies Antilles SNC à votre société, à titre d'honoraires, d'une rémunération annuelle calculée sur la base de € 0,00476 hors taxes du kWh facturé à EDF SA.

La rémunération perçue par votre société au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2009 s'élève à 511 661 euros.

Cette convention a été autorisée par votre Conseil d'administration dans sa séance du 15 décembre 1997.

### Contrat de licence de marque avec la société EDF SA

La société EDF SA a concédé à votre société une licence exclusive de la marque EDF pour une somme symbolique et forfaitaire de 1 euro versée lors de la signature du contrat le 30 août 2006.

Cette convention a été ratifiée par votre assemblée générale dans sa séance du 30 mai 2007.

### Financements de parcs français : engagements d'actionnaire, garanties d'achèvement et de recours, accord intercréanciers

Dans le cadre du financement des 6 parcs éoliens français (Parc Éolien de Castanet le Haut, Parc Éolien de Villesèque, Parc Éolien de Fiennes, Parc Éolien de Luc sur Orbieu, Parc Éolien de Salles Curan, Parc Éolien du Chemin d'Ablis) dont EDF Energies Nouvelles conserve en tout ou partie la propriété (au travers des sociétés de projet contrôlées par EDF EN France, sa filiale à 100 %), votre Conseil d'administration, dans sa séance du 7 septembre 2007, a autorisé EDF Energies Nouvelles à signer des « engagements d'actionnaire », des « garanties d'achèvement et de recours » et l'« accord intercréanciers ». Suite à la mise en service de ces parcs éoliens, les garanties d'achèvement et de recours ont expiré.

### Contrat-cadre en matière de recherche et développement avec la société EDF SA

Les sociétés EDF SA et EDF Energies Nouvelles SA ont conclu le 13 janvier 2008 un contrat de collaboration, pour une durée de 3 ans, pour des programmes de recherche et développement annuels.

Au titre de ce contrat, la société EDF SA a facturé votre société d'un montant de € 1,8 million pour l'exercice 2009. »

Les commissaires aux comptes

Paris-La Défense et Paris, le 17 mars 2010

KPMG Audit Département de KPMG S.A.

Catherine Porta  
Associée

Alain Martin & Associés

Alain Martin  
Associé

## ► TABLEAU I – CONVENTIONS AUTORISÉES AU COURS DE L'EXERCICE

Nature et Objet	Sociétés concernées	Date d'autorisation	Modalités
Mission confiée à Monsieur Pierre Richard, administrateur d'EDF Energies Nouvelles		10 février 2009	Mandat spécial entrant dans le cadre de l'article R. 225-29 du Code de commerce, confié à Monsieur Pierre Richard. Au titre de cette mission, un montant de €.30 000 a été versé à Monsieur Pierre Richard.
Abandon de créances en compte-courant	Électricité de Seclin	28 juillet 2009	Le montant de cet abandon de créance au profit de la société Électricité de Seclin s'élève à €.1,3 million.
Transfert à EDF EN France de la convention de co-développement signée avec EDEV en 2002	EDF EN France EDEV	28 juillet 2009	Signature d'un avenant subsistant EDF EN France à EDF Energies Nouvelles au titre de l'accord signé en 2002 entre EDF Energies Nouvelles et EDEV portant sur le développement de projets éoliens développés initialement sur des sites d'EDEV.
Avenant au pacte d'actionnaires d'EDF Energies Nouvelles Réparties	EDF Energies Nouvelles Réparties	22 septembre 2009	Signature d'un avenant au pacte d'actionnaires signé en février 2008 entre EDF Energies Nouvelles et EDEV concernant la société EDF Energies Nouvelles Réparties.
Financement du parc éolien Bassin de Thau	EDF EN France	22 septembre 2009	Dans le cadre du financement de 4 parcs éoliens français (Parc éolien de la Petite Moure, Parc éolien de la Pierre, Parc éolien des Trois Frères et Parc éolien de Nipplau) dont EDF Energies Nouvelles conserve en tout ou partie la propriété (au travers des sociétés de projet contrôlées par EDF EN France, sa filiale à 100 %), le Conseil d'administration a autorisé EDF Energies Nouvelles à signer une convention intercréanciers conclue entre, inter alia, EDF Energies Nouvelles, EDF EN France, les emprunteurs (les "créanciers subordonnés") et les banques (les "créanciers seniors") et ayant pour objet la subordination des créances et droits détenus par les créanciers subordonnés aux droits et créances des créanciers seniors.
Financement des parcs éoliens Bicker Fen et Walkway	EDF EN UK	17 décembre 2009	Dans le cadre du financement des parcs éoliens britanniques Bicker Fen & Walkway, le Conseil d'administration a autorisé la signature aux côtés d'EDF EN UK et EDF Energy Plc : - d'un "Shareholders Support Agreement" aux termes duquel EDF Energies Nouvelles s'engage à garantir les obligations de sa filiale EDF EN UK au titre des "Power Purchase Agreements" signés avec EDF Energy, à hauteur d'un montant maximum de 4M£ et - d'une convention intercréanciers (l'Intercreditor Deed) conclue entre, inter alia, EDF Energies Nouvelles, EDF EN UK, EDF Energy, les emprunteurs ("créanciers juniors") et les banques ("créanciers seniors") et ayant pour objet la subordination des créances et droits détenus par les "créanciers juniors", et en particulier EDF Energies Nouvelles, aux droits et créances des créanciers seniors.

## ► TABLEAU II – ENGAGEMENTS PRIS AU BÉNÉFICE DES MANDATAIRES SOCIAUX

Mandataire concerné	Fonction	Modalités	Date d'approbation
M. David Corchia	Directeur général	Octroi d'une indemnité de départ en cas de départ contraint (révocation, non-renouvellement, demande de démission) dans le cadre du renouvellement de son mandat, soit à compter du 1 <sup>er</sup> janvier 2010. Indemnité soumise à des conditions de performance d'un montant maximal fixé à 24 mois de rémunération globale.	CA du 22 septembre 2009
M. Yvon André	Directeur général délégué France et Affaires Nouvelles	A l'occasion du renouvellement de son mandat de Directeur général délégué, le Conseil d'administration a autorisé l'actualisation des conditions de performance auxquelles est soumise l'indemnité de départ dont bénéficie Monsieur Yvon André dans le cadre de son travail, en cas de licenciement (hors cas de faute grave ou lourde). Le montant de cette indemnité reste fixé à 21 mois de rémunération globale.	CA du 22 septembre 2009
M. Michel Trousseau	Directeur général délégué Europe du Nord, Europe Orientale et Approvisionnement photovoltaïque	Octroi d'une indemnité de départ contraint (révocation, non-renouvellement, demande de démission) dans le cadre du renouvellement de son mandat, soit à compter du 1 <sup>er</sup> janvier 2010. Indemnité soumise à des conditions de performance d'un montant fixé à 18 mois de rémunération globale.	CA du 22 septembre 2009

## ► TABLEAU III – PERSONNES CONCERNÉES

Mandataires concernés	Mandats dans les sociétés concernées
M. Olivier Paquier	Représentant permanent d'EDF, administrateur d'EDF Energies Nouvelles (mandat expiré) Président-Directeur général d'EDF Energies Nouvelles Réparties
M. Jean-Louis Mathias	Administrateur d'EDF Energies Nouvelles Président du Conseil d'administration d'EDEV (mandat expiré) Directeur général délégué d'EDF (mandat expiré)
M. Pâris Mouratoglou	Président du Conseil d'administration d'EDF Energies Nouvelles Administrateur d'EDF Energies Nouvelles Réparties Membre du Conseil de gérance d'EDF EN UK
M. David Corchia	Directeur général d'EDF Energies Nouvelles Représentant permanent d'EDF Energies Nouvelles, administrateur d'EDF EN France
M. Élie Cohen	Administrateur d'EDF Energies Nouvelles Administrateur d'EDF Energies Nouvelles Réparties (mandat expiré)
M. Pierre Richard	Administrateur d'EDF Energies Nouvelles
M. Jean-Charles Samy	Représentant permanent d'EDF, administrateur d'EDF Energies Nouvelles Administrateur d'EDF Energies Nouvelles Réparties
M. Pierre Lederer	Représentant permanent d'EDEV, administrateur d'EDF Energies Nouvelles
M. Yvon André	Directeur général délégué d'EDF Energies Nouvelles Président-Directeur général d'EDF EN France Membre du Conseil de gérance d'EDF EN UK

# 20 Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de l'émetteur

---

<b>20.1</b>	<b>Comptes consolidés au 31 décembre 2009 en normes IFRS</b>	<b>145</b>
	Compte de résultat consolidé	145
	Résultat global consolidé	146
	Bilan consolidé	146
	Tableau consolidé des flux de trésorerie	148
	Tableau de variation des capitaux propres consolidés	149
	Notes annexes aux états financiers consolidés	150
<b>20.2</b>	<b>Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés en normes IFRS au 31 décembre 2009</b>	<b>214</b>
<b>20.3</b>	<b>Honoraires des commissaires aux comptes</b>	<b>216</b>
<b>20.4</b>	<b>Politique de distribution de dividendes</b>	<b>216</b>
<b>20.5</b>	<b>Procédures judiciaires et d'arbitrage</b>	<b>217</b>
<b>20.6</b>	<b>Changement significatif de la situation financière ou commerciale</b>	<b>218</b>

En application du Règlement (CE) n° 1606/2002 sur l'application des normes comptables internationales, les comptes consolidés d'EDF Energies Nouvelles au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2009 ont été établis conformément au référentiel IFRS tel qu'applicable dans l'Union Européenne au 31 décembre 2009.

En application de l'article 28-1 alinéa 5 du Règlement (CE) n° 809/2004 de la Commission Européenne du 29 avril 2004, les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2009 (établis conformément aux normes IFRS comprenant les données comparatives de l'exercice 2008 selon les mêmes normes) et pour l'exercice clos le 31 décembre 2008 (établis conformément

aux normes IFRS comprenant les données comparatives de l'exercice 2007 selon les mêmes normes), ainsi que les rapports des contrôleurs légaux y afférents sont inclus par référence dans le présent document de référence.

Un changement de mode de consolidation des parcs éoliens du Groupe est intervenu aux États-Unis au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2009. L'impact de ce changement est détaillé en note 3.4 des comptes consolidés relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2009, inclus au paragraphe 20.1 du présent document de référence.

## 20.1 Comptes consolidés au 31 décembre 2009 en normes IFRS

### COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

<i>(en milliers d'euros)</i>	Note	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Chiffre d'affaires		1 173 077	1 015 368
Achats consommés et autres achats		(415 569)	(585 430)
Charges de personnel	6	(128 072)	(81 557)
Charges externes		(322 072)	(157 883)
Impôts et taxes		(20 188)	(12 486)
Autres charges opérationnelles	5	(42 215)	(57 430)
Autres produits opérationnels	5	104 104	110 168
Dotations nettes aux amortissements et provisions		(118 240)	(65 290)
Pertes de valeur		(697)	-
<b>Résultat opérationnel</b>		<b>230 128</b>	<b>165 460</b>
Coût de l'endettement financier net	7	(80 877)	(41 583)
Autres charges et produits financiers	7	(23 141)	(5 966)
<b>Résultat financier</b>		<b>(104 018)</b>	<b>(47 549)</b>
<b>RÉSULTAT AVANT IMPÔT DES SOCIÉTÉS INTÉGRÉES</b>		<b>126 110</b>	<b>117 911</b>
Impôts sur les résultats	8	(21 390)	(38 020)
Quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence		(194)	(1 956)
<b>RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ</b>		<b>104 526</b>	<b>77 935</b>
Dont part du Groupe		97 946	70 641
Dont part des minoritaires		6 580	7 294
Résultat net consolidé par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires (RNPG) en €			
> de base	9	1,27	1,07
> dilué	9	1,27	1,07

## RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ

Ce nouvel état est présenté en suivant les dispositions de la norme IAS 1 révisée qui oblige désormais à isoler dans un tableau séparé les charges et les produits comptabilisés directement en capitaux propres et nommés « Autres éléments du Résultat Global ». Le tableau de « Variation des capitaux propres » présentait auparavant chaque ligne composant ces éléments et ne présente désormais plus qu'un total « Autres éléments du Résultat Global ».

<i>(en milliers d'euros)</i>	<b>31/12/2009</b>	<b>31/12/2008 retraité</b>
<b>Résultat net consolidé</b>	<b>104 526</b>	<b>77 935</b>
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente	1 713	1 147
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	(15 525)	(21 318)
Différences de conversion	(5 403)	(6 300)
Autres	503	(37)
<b>Autres éléments du résultat global (passés en capitaux propres et nets d'impôts) <sup>(1)</sup></b>	<b>(18 712)</b>	<b>(26 508)</b>
<b>Résultat global consolidé <sup>(2)</sup></b>	<b>85 814</b>	<b>51 427</b>
Dont résultat global part des minoritaires	7 460	8 096
Dont résultat global part du Groupe	78 353	43 331

*(1) Les effets d'impôts liés à ces « autres éléments de résultat global » sont présentés dans la note 8 « Charge d'impôts ».*

*(2) Le total requis par IAS 1 révisée : « Résultat global consolidé » regroupe les charges et les produits comptabilisés directement en résultat de la période et ceux comptabilisés directement en capitaux propres.*

## BILAN CONSOLIDÉ

Actif (en milliers d'euros)	Note	31/12/2009	31/12/2008 retraité	01/01/2008 retraité
Goodwill	10	116 272	105 839	78 326
Autres immobilisations incorporelles	11	19 191	11 742	3 590
Immobilisations corporelles	12	3 593 666	2 350 066	1 395 825
Titres mis en équivalence	13	34 867	29 630	32 054
Actifs financiers non courants	14	104 849	91 042	38 022
Autres débiteurs	17	200 315	188 857	47 233
Impôts différés	24	49 884	40 302	16 745
<b>Actifs non courants</b>		<b>4 119 044</b>	<b>2 817 478</b>	<b>1 611 795</b>
Stocks et encours	17	584 210	279 292	128 331
Créances clients	17	374 014	301 687	110 769
Actifs financiers courants	14	267 187	210 901	110 860
Autres débiteurs	17	314 377	319 581	189 061
Trésorerie et équivalents trésorerie	18	466 285	584 185	324 794
<b>Actifs courants</b>		<b>2 006 073</b>	<b>1 695 646</b>	<b>863 815</b>
<b>TOTAL DE L'ACTIF</b>		<b>6 125 117</b>	<b>4 513 124</b>	<b>2 475 610</b>

Passif (en milliers d'euros)	Note	31/12/2009	31/12/2008 retraité	01/01/2008 retraité
Capital	20	124 109	124 109	99 288
Réserves et résultats consolidés		1 185 712	1 126 892	632 594
<b>Capitaux propres - Part du Groupe</b>		<b>1 309 821</b>	<b>1 251 001</b>	<b>731 882</b>
Intérêts minoritaires		262 647	223 057	11 983
<b>Capitaux propres</b>		<b>1 572 468</b>	<b>1 474 058</b>	<b>743 865</b>
Provisions pour avantages du personnel	26	2 207	1 475	140
Autres provisions	25	17 758	13 357	6 721
<b>Provisions non courantes</b>		<b>19 965</b>	<b>14 832</b>	<b>6 861</b>
Passifs financiers non courants	21	2 160 292	1 003 667	630 756
Autres créditeurs	17	401 825	224 287	212 310
Impôts différés	24	111 310	94 581	53 625
<b>Passifs non courants</b>		<b>2 673 427</b>	<b>1 322 535</b>	<b>896 691</b>
Provisions	25	6 256	894	1 955
Fournisseurs et comptes rattachés	17	230 242	218 019	55 037
Passifs financiers courants	21	1 316 109	1 104 939	500 168
Dettes d'impôt courant	17	13 509	16 706	18 948
Autres créditeurs	17	293 141	361 141	252 085
<b>Passifs courants</b>		<b>1 859 257</b>	<b>1 701 699</b>	<b>828 193</b>
<b>TOTAL DU PASSIF</b>		<b>6 125 117</b>	<b>4 513 124</b>	<b>2 475 610</b>



## TABLEAU CONSOLIDÉ DES FLUX DE TRÉSORERIE

<i>(en milliers d'euros)</i>	Note	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Résultat net consolidé des sociétés intégrées		104 526	77 935
▶ Élimination de la quote-part dans les résultats des sociétés mises en équivalence		194	1 956
▶ Élimination des amortissements et provisions	27.1	140 987	65 663
▶ Élimination des gains et pertes latents liés aux variations de juste valeur		(22 795)	(47)
▶ Élimination des résultats de cessions et des pertes ou profits de dilution	27.2	(2 361)	(17 871)
▶ Élimination des produits de dividendes		(113)	(23)
▶ Charges et produits calculés liés aux paiements en actions		(4)	581
▶ Autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie	27.3	(16 629)	5 274
▶ Élimination de la charge d'impôt	8	17 582	1 626
▶ Élimination de la variation des impôts différés		4 395	36 622
▶ Incidence de la variation du besoin en fonds de roulement lié à l'activité	17	(192 840)	(205 029)
▶ Coût de l'endettement financier brut	7	80 877	41 583
<b>Flux de trésorerie générés par l'activité avant impôt et intérêts</b>		<b>113 819</b>	<b>8 270</b>
▶ Impôts payés		(6 490)	(21 376)
<b>FLUX NETS DE TRÉSORERIE GÉNÉRÉS PAR L'ACTIVITÉ</b>		<b>107 329</b>	<b>(13 106)</b>
Acquisitions d'immobilisations	27.4	(1 277 788)	(967 618)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	27.4	27 736	60 179
Acquisitions d'actifs financiers		(12 363)	(44 567)
Produits de cession d'actifs financiers	27.4	3 459	5 728
Variations des prêts et avances consentis		(1 772)	(368)
Dividendes reçus		468	399
Incidence des variations de périmètre	27.5	(29 573)	(62 724)
Autres flux liés aux opérations d'investissement		(1 291)	931
<b>FLUX NETS DE TRÉSORERIE LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT</b>		<b>(1 291 124)</b>	<b>(1 008 040)</b>
Dividendes versés par la société mère		(20 908)	(16 106)
Dividendes versés aux minoritaires		(2 487)	(2 919)
Augmentation (réduction) de capital		2 059	540 401
Cession (acquisition) nette d'actions propres		1 378	(3 523)
Émissions d'emprunts	21.3	1 378 373	2 422 403
Remboursements d'emprunts	21.3	(694 125)	(1 668 596)
Intérêts financiers nets versés		(76 516)	(39 215)
Autres flux liés aux opérations de financement		578 658	(49 878)
<b>FLUX NETS DE TRÉSORERIE LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT</b>		<b>1 166 432</b>	<b>1 182 567</b>
Incidence des variations de change		2 967	(5 752)
<b>VARIATION DE TRÉSORERIE PAR LES FLUX</b>		<b>(14 396)</b>	<b>155 669</b>
Trésorerie d'ouverture	18	445 756	290 087
Trésorerie de clôture	18	431 360	445 756
<b>VARIATION DE TRÉSORERIE PAR LES SOLDES</b>		<b>(14 396)</b>	<b>155 669</b>

## TABLEAU DE VARIATION DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

(en milliers d'euros)	Capital social	Autres réserves et résultat	Réserve de couverture et gains et pertes sur AFS	Réserves de conversion	Total part Groupe	Intérêts minoritaires	Total des capitaux propres
<b>AU 1<sup>ER</sup> JANVIER 2008 (PUBLIÉ)</b>	<b>99 288</b>	<b>647 305</b>	<b>10 948</b>	<b>(12 216)</b>	<b>745 325</b>	<b>11 983</b>	<b>757 308</b>
Incidence des changements de mode d'intégration	-	(12 816)	(1 772)	1 145	(13 443)	-	(13 443)
<b>AU 1<sup>ER</sup> JANVIER 2008 (RETRAITÉ)</b>	<b>99 288</b>	<b>634 489</b>	<b>9 176</b>	<b>(11 071)</b>	<b>731 882</b>	<b>11 983</b>	<b>743 865</b>
Autres éléments du résultat global passés en capitaux propres <sup>(1) (3)</sup>	-	(21)	(21 278)	(6 011)	(27 310)	802	(26 508)
Résultat de la période	-	70 641	-	-	70 641	7 294	77 935
<b>Résultat global consolidé <sup>(2)</sup></b>	<b>-</b>	<b>70 620</b>	<b>(21 278)</b>	<b>(6 011)</b>	<b>43 331</b>	<b>8 096</b>	<b>51 427</b>
Dividendes	-	(16 105)	-	-	(16 105)	(2 919)	(19 024)
Élimination des titres d'autocontrôle	-	(1 452)	-	-	(1 452)	(86)	(1 538)
Plan d'actions gratuites	-	(808)	-	-	(808)	-	(808)
Variation de périmètre	-	(123)	123	-	-	(3 013)	(3 013)
Augmentation de capital	24 821	469 332	-	-	494 153	208 996	703 149
<b>TOTAL DES TRANSACTIONS AVEC LES ACTIONNAIRES</b>	<b>24 821</b>	<b>450 844</b>	<b>123</b>	<b>-</b>	<b>475 788</b>	<b>202 978</b>	<b>678 766</b>
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2008</b>	<b>124 109</b>	<b>1 155 953</b>	<b>(11 979)</b>	<b>(17 082)</b>	<b>1 251 001</b>	<b>223 057</b>	<b>1 474 058</b>
<b>AU 1<sup>ER</sup> JANVIER 2009</b>	<b>124 109</b>	<b>1 155 953</b>	<b>(11 979)</b>	<b>(17 082)</b>	<b>1 251 001</b>	<b>223 057</b>	<b>1 474 058</b>
Autres éléments du résultat global passés en capitaux propres <sup>(1) (3)</sup>	-	503	(14 378)	(5 717)	(19 592)	880	(18 712)
Résultat de la période	-	97 945	-	-	97 945	6 580	104 525
<b>Résultat global consolidé <sup>(2)</sup></b>	<b>-</b>	<b>98 448</b>	<b>(14 378)</b>	<b>(5 717)</b>	<b>78 353</b>	<b>7 460</b>	<b>85 813</b>
Dividendes	-	(20 907)	-	-	(20 907)	(2 487)	(23 394)
Élimination des titres d'autocontrôle	-	635	-	-	635	-	635
Plan d'actions gratuites	-	739	-	-	739	-	739
Variation de périmètre	-	(105)	105	-	-	34 617	34 617
Augmentation de capital	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL DES TRANSACTIONS AVEC LES ACTIONNAIRES</b>	<b>-</b>	<b>(19 638)</b>	<b>105</b>	<b>-</b>	<b>(19 533)</b>	<b>32 130</b>	<b>12 597</b>
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2009</b>	<b>124 109</b>	<b>1 234 763</b>	<b>(26 252)</b>	<b>(22 799)</b>	<b>1 309 821</b>	<b>262 647</b>	<b>1 572 468</b>

(1) Conformément aux dispositions de la norme IAS 1 révisée, les charges et produits comptabilisés directement en capitaux propres sont détaillés dans le tableau « Autres éléments du Résultat global » présenté ci-avant.

(2) Dans les publications antérieures, le total « Résultat global consolidé » s'appelait « Total des produits et charges comptabilisés au titre de la période ».

(3) Dans les publications antérieures, le total « Autres éléments du Résultat global passés en capitaux propres » s'appelait « Résultat comptabilisé directement en capitaux propres ».

## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

<b>Note 1</b>	<b>Informations générales</b>	<b>151</b>	<b>Note 15</b>	<b>Actifs financiers disponibles à la vente</b>	<b>178</b>
<b>Note 2</b>	<b>Évolution du périmètre</b>	<b>151</b>	<b>Note 16</b>	<b>Instruments financiers dérivés</b>	<b>178</b>
<b>Note 3</b>	<b>Principes comptables et méthodes d'évaluation</b>	<b>151</b>	16.1	Ventilation de la juste valeur des instruments dérivés	179
3.1	Principes généraux	151	16.2	Instruments dérivés et comptabilité de couverture	179
3.2	Normes et interprétations adoptées par l'Union Européenne et applicables à compter du 1 <sup>er</sup> janvier 2009	152	16.3	Dérivés de transaction	180
3.3	Normes et interprétations nouvelles adoptées par l'Union Européenne, non encore applicables au 31 décembre 2009	153	<b>Note 17</b>	<b>Besoin en Fonds de Roulement</b>	<b>181</b>
3.4	Changement de méthode de consolidation et reclassements	153	17.1	Composition et variation du besoin en fonds de roulement	181
3.5	Estimations et hypothèses comptables déterminantes	156	17.2	Stocks et encours	182
3.6	Méthodes de consolidation	157	17.3	Autres débiteurs	183
3.7	Conversion des opérations en devises	157	17.4	Autres passifs	183
3.8	Immobilisations	157	<b>Note 18</b>	<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>	<b>183</b>
3.9	Regroupements d'entreprises et goodwill	158	<b>Note 19</b>	<b>Actifs et passifs détenus en vue de la vente</b>	<b>184</b>
3.10	Pertes de valeur des actifs non financiers	159	<b>Note 20</b>	<b>Capitaux propres</b>	<b>184</b>
3.11	Actifs et passifs financiers	159	20.1	Capital social	184
3.12	Instruments financiers dérivés	160	20.2	Actions propres	184
3.13	Stocks	161	20.3	Distribution de dividendes	184
3.14	Créances clients	161	<b>Note 21</b>	<b>Passifs financiers</b>	<b>185</b>
3.15	Trésorerie et équivalents de trésorerie	162	21.1	Répartition courant/non courant	185
3.16	Capital social	162	21.2	Échéancier des emprunts et des dettes financières en valeur nette comptable	185
3.17	Impôts et taxes	162	21.3	Variation des emprunts et dettes financières	186
3.18	Avantages du personnel	162	21.4	Analyse des emprunts et dettes financières par pays	187
3.19	Autres provisions	162	21.5	Ventilation des emprunts et dettes financières par devise	188
3.20	Reconnaissance des produits et des charges	163	21.6	Endettement financier net	188
3.21	Distribution de dividendes	164	<b>Note 22</b>	<b>Gestion des risques financiers</b>	<b>188</b>
3.22	Actifs et passifs détenus en vue de la vente	164	22.1	Risque de taux	188
3.23	Traitements comptables retenus en l'absence de précision des textes IFRS	164	22.2	Risque de change	189
<b>Note 4</b>	<b>Information sectorielle</b>	<b>165</b>	22.3	Risques de liquidité	190
4.1	Information par zone géographique	165	22.4	Risque de crédit	192
4.2	Information par activité	166	<b>Note 23</b>	<b>Information sur la juste valeur des instruments financiers</b>	<b>193</b>
4.3	Information sur le chiffre d'affaires	167	<b>Note 24</b>	<b>Impôts différés</b>	<b>194</b>
4.4	Information sur le résultat opérationnel	168	24.1	Ventilation des impôts différés par nature	194
<b>Note 5</b>	<b>Autres produits et charges opérationnels</b>	<b>168</b>	24.2	Échéances des impôts différés	194
<b>Note 6</b>	<b>Personnel</b>	<b>169</b>	24.3	Variation de l'impôt différé	195
6.1	Frais de personnel	169	24.4	Preuve d'impôt	195
6.2	Paiements sur base d'actions	169	<b>Note 25</b>	<b>Provisions</b>	<b>196</b>
6.3	Effectifs moyens	169	<b>Note 26</b>	<b>Provisions pour avantages au personnel</b>	<b>197</b>
<b>Note 7</b>	<b>Résultat financier</b>	<b>170</b>	26.1	Descriptif des hypothèses actuarielles utilisées	197
7.1	Coût de l'endettement financier	170	26.2	Évolution des engagements	197
7.2	Autres produits et charges financiers	170	<b>Note 27</b>	<b>Notes sur le tableau consolidé des flux de trésorerie</b>	<b>198</b>
<b>Note 8</b>	<b>Charge d'impôts</b>	<b>171</b>	27.1	Dotations nettes aux amortissements, provisions et pertes de valeur incluses dans le résultat de la période	198
<b>Note 9</b>	<b>Résultats par action</b>	<b>171</b>	27.2	Élimination des résultats de cession et des pertes ou profits de dilution	198
<b>Note 10</b>	<b>Goodwill</b>	<b>171</b>	27.3	Autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie	198
<b>Note 11</b>	<b>Immobilisations incorporelles</b>	<b>172</b>	27.4	Acquisitions et cessions d'immobilisations	199
<b>Note 12</b>	<b>Immobilisations corporelles</b>	<b>173</b>	27.5	Incidence des variations de périmètre	199
<b>Note 13</b>	<b>Participations dans les entreprises associées</b>	<b>175</b>	<b>Note 28</b>	<b>Actifs et passifs éventuels</b>	<b>200</b>
13.1	Détail des participations dans les entreprises associées	175	<b>Note 29</b>	<b>Engagements hors bilan</b>	<b>201</b>
13.2	Informations complémentaires sur les entreprises associées	175	<b>Note 30</b>	<b>Regroupements d'entreprises</b>	<b>201</b>
<b>Note 14</b>	<b>Actifs financiers</b>	<b>176</b>	<b>Note 31</b>	<b>Transactions avec les parties liées</b>	<b>203</b>
14.1	Détail des actifs financiers par catégorie d'actifs	176	<b>Note 32</b>	<b>Événements postérieurs à la date de clôture</b>	<b>204</b>
14.2	Garanties	176	<b>Note 33</b>	<b>Périmètre</b>	<b>205</b>
14.3	Variation des actifs financiers	176	<b>Note 34</b>	<b>Glossaire</b>	<b>212</b>
14.4	Actifs financiers par échéance	177			

## NOTE 1 Informations générales

EDF Energies Nouvelles SA est une société anonyme enregistrée et domiciliée en France. Son siège social est situé au 90, Esplanade du Général de Gaulle – 92933 Paris La Défense Cedex.

Les actions de la société EDF Energies Nouvelles, société mère du Groupe, sont négociables sur le marché Eurolist d'Euronext, depuis le 29 novembre 2006.

EDF Energies Nouvelles SA (« la Société ») et ses filiales (« le Groupe ») interviennent dans le secteur des énergies nouvelles

ou renouvelables, et notamment dans le domaine de l'énergie éolienne, principalement en Europe et aux États-Unis.

Ces états financiers consolidés ont été arrêtés le 9 février 2010 par le Conseil d'administration.

Les états financiers sont présentés en milliers d'euros, sauf indication contraire.

## NOTE 2 Évolution du périmètre

La note 33 donne le détail du périmètre et des mouvements de la période.

Les mouvements les plus importants sont les suivants :

### Entrées

- ▶ En Italie, avec l'acquisition de quatre sociétés : 50 % de Greentech Monte Grighine intégrée globalement, portant des actifs éoliens en construction et en exploitation, 100 % de Bonorva Windenergy développant des projets éoliens, 50 % d'Energia Alternativa et 50 % d'Energie, toutes deux co-détenues avec Terni Energia et développant des projets solaires.
- ▶ En Italie également avec la première consolidation de 4 sociétés portant des parcs solaires : Solareolica Seconda, Fotosolar Settima (codétenue avec Terni Energia), Sunflower et Priolo.
- ▶ Au Canada, avec la création de 10 sociétés consolidées en intégration globale : la société holding, EDFEN Canada Corp. ainsi que deux sociétés qui exploitent des projets solaires (Arnprior A BP Inc. et Arnprior B BP Inc.), cinq sociétés qui développent des projets éoliens (Saint Robert Bellarmin, Massif du Sud, Lac Alfred, Clermont, Rivière du Moulin) ; Saint Laurent Energies (détenue à 60 %) qui est en charge du développement et de l'exploitation des parcs éoliens ci-dessus ; et enfin enXco Services (Canada) Corp. qui assurera la maintenance des parcs éoliens et solaires.

- ▶ En France, avec la consolidation des sociétés Neuvy et Villars (Canton de Bonneval) et Les Barthes portant des parcs éoliens en exploitation, l'acquisition de quatre sociétés portant le projet éolien du Bassin de Thau, la création des sociétés détentrices des parcs solaires de Manosque, Sainte Tulle, Gabardan 1 et 4, La Roseraie et l'entrée de la société de construction d'installations photovoltaïques Colsun, en intégration proportionnelle, détenue conjointement avec la société Beck Energy GmbH.
- ▶ En Espagne, où Fotosolar a acquis la société AAVYC Gestion 2000, portant le parc solaire de Casatejada.

### Autres évolutions du périmètre

- ▶ En France, avec la prise de contrôle des sociétés Photon Power Technologies et PPI (les pourcentages d'intérêts passent de 10 % à 50 %). La société SilPro (mise en équivalence) est sortie du périmètre du fait de sa procédure de liquidation judiciaire et a été figée à sa valeur d'équivalence. D'autre part, les sociétés portant les centrales thermiques de Chabossière et de Séclin ont été cédées.
- ▶ En Belgique, avec la cession partielle de C-Power (2,5 %), société mise en équivalence.
- ▶ En Turquie, où l'acquisition complémentaire de 50 % de la société SOMA, a entraîné sa consolidation en intégration proportionnelle à 50 % contre 25 % auparavant.

## NOTE 3 Principes comptables et méthodes d'évaluation

### 3.1 Principes généraux

Les méthodes comptables ont été appliquées par le Groupe d'une façon permanente à l'ensemble des périodes présentées dans les états financiers consolidés à l'exception du changement de méthode exposé au paragraphe 3.4. Les normes, interprétations et amendements qui sont entrés en vigueur pour les exercices ouverts

à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2009 n'ont pas eu d'impact sur les comptes du Groupe, à l'exception des :

- ▶ amendements à IFRS 7 intitulés « Amélioration des informations à fournir sur les instruments financiers » ;
- ▶ amendement à IAS 1 « Présentation des états financiers » ; et
- ▶ norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels » qui remplace IAS 14 « Information sectorielle ».

### 3.2 Normes et interprétations adoptées par l'Union Européenne et applicables à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2009

#### 3.2.1 Amendements à IFRS 7 « Amélioration des informations à fournir sur les instruments financiers »

Dans le contexte de la crise financière internationale, les modifications apportées à IFRS 7 visent à améliorer l'information fournie quant aux évaluations à la juste valeur et au risque de liquidité associé aux instruments financiers.

Cela s'est traduit par la présentation d'informations complémentaires dans la note 23 concernant la classification des instruments financiers à la juste valeur selon leur niveau de hiérarchie.

#### 3.2.2 Amendements à IAS 1 « Présentation des états financiers »

La norme IAS 1 révisée (2007) « Présentation des états financiers », entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2009, prévoit la présentation de tous les postes de produits et de charges comptabilisés au cours d'une période :

- ▶ soit dans un état unique de résultat global ;
- ▶ soit dans deux états : un état détaillant les composantes du résultat (compte de résultat séparé) et un deuxième état commençant par le résultat et détaillant les produits et charges comptabilisés en capitaux propres (état du résultat global).

Le Groupe a opté pour la seconde présentation. En conséquence, toutes les transactions avec les actionnaires agissant en cette qualité sont présentées uniquement dans l'état des variations des capitaux propres tandis que les autres variations des capitaux propres sont également présentées dans l'état du résultat global.

Cette présentation fut celle retenue pour les états financiers intermédiaires résumés de la période du 1<sup>er</sup> janvier au 30 juin 2009.

Les informations comparatives ont été retraitées pour être mises en conformité avec la norme révisée. Ce changement de méthode comptable qui n'affecte que la présentation n'a aucun impact sur les résultats par action.

#### 3.2.3 Norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels » qui remplace IAS 14 « Information sectorielle »

La norme IFRS 8 définit un secteur opérationnel comme une composante d'une entité :

- ▶ qui se livre à des activités à partir desquelles elle est susceptible d'acquérir des produits des activités ordinaires et d'encourir des charges ;
- ▶ dont les résultats opérationnels sont régulièrement examinés par le principal décideur opérationnel de l'entité en vue de prendre des décisions en matière de ressources à affecter au secteur et à évaluer sa performance ; et
- ▶ pour laquelle des informations financières isolées sont disponibles.

Au regard de ces critères, le Groupe confirme la segmentation géographique, en Zone Europe et Amériques, définie précédemment sous IAS 14.

Centré sur l'Europe et les Amériques, le Groupe a implanté ses parcs dans ces deux zones pour leur potentiel de croissance et leur visibilité en matière de régulation. La zone « Amériques » se distingue de la zone « Europe » de par un environnement réglementaire, des conditions de marché et des structures de financement propres.

Par ailleurs, le reporting interne mis à la disposition du « Principal Décideur Opérationnel » David CORCHIA, Directeur général d'EDF Energies Nouvelles, correspond à l'organisation managériale du Groupe qui est basée sur cette sectorisation géographique.

#### 3.2.4 Autres évolutions applicables à l'exercice clos le 31 décembre 2009, sans impact sur les comptes du Groupe

Norme, amendement ou interprétation
Amendements à IFRIC 9 et IAS 39 « Instruments financiers : comptabilisation et évaluation » intitulés « Dérivés incorporés »
Amendements à IAS 39 « Reclassement d'actifs financiers » : Date d'entrée en vigueur et mesures transitoires
IFRIC 16 « Couvertures d'un investissement net dans une activité à l'étranger »
IFRIC 12 « Accords de concession de services »
Amendements à IFRS 1 et IAS 27 intitulés « Coût d'une participation dans une filiale, une entité contrôlée conjointement ou une entreprise associée »
Amendements à IAS 32 et à IAS 1 intitulés « Instruments financiers remboursables au gré du porteur et obligations à la suite d'une liquidation »
IFRIC 14 « IAS 19 - Le plafonnement de l'actif au titre des régimes à prestations définies, les exigences de financement minimal et leur interaction »
IFRIC 13 « Programmes de fidélisation de la clientèle »
Amendements à IFRS 2 « Paiement fondé sur des actions » concernant les conditions d'acquisition des droits et l'annulation d'un accord de paiement fondé sur des actions par l'entité ou l'autre partie
Amendements à IAS 23 « Coûts d'emprunt » qui supprime la possibilité de comptabiliser en charges les coûts d'emprunts encourus pendant la période de construction d'actifs qualifiés. Cet amendement est sans impact sur les comptes du Groupe, celui-ci ayant déjà opté pour la capitalisation des coûts d'emprunt attribuables à la construction d'actifs qualifiés.

### 3.3 Normes et interprétations nouvelles adoptées par l'Union Européenne, non encore applicables au 31 décembre 2009

Le Groupe n'a pas choisi d'appliquer de manière anticipée les normes IAS 27 amendée « États financiers consolidés et individuels » et IFRS 3 révisée « Regroupements d'entreprises », qui s'appliqueront, pour le Groupe, à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2010.

Le Groupe estime que les autres normes et interprétations non encore entrées en vigueur n'auront pas d'impacts matériels sur ses comptes consolidés.

### 3.4 Changement de méthode de consolidation et reclassements

Le Groupe a développé des projets éoliens aux États-Unis sous forme de joint-venture avec des partenaires. Les projets éoliens aux États-Unis ont trois sources de revenus : la vente de la production d'électricité dans le cadre du contrat d'achat (PPA) conclu généralement pour une durée de 20 ans avec une compagnie électrique, les *Production Tax Credit* (PTC) qui sont des crédits d'impôt d'une durée de 10 ans proportionnels à la production d'électricité, et la possibilité d'effectuer un amortissement accéléré. Ces deux derniers avantages fiscaux constituent une part significative des revenus globaux des projets (qui sur la base de l'historique des projets du Groupe représentent entre 40 et 50 % des revenus totaux). Le groupe enXco, n'a pas la capacité fiscale suffisante pour absorber tous ces avantages fiscaux. Il les monétise donc auprès de partenaires dits « *tax equity investors* ». Les projets sont ainsi financés d'une part par les *tax equity investors*, qui apportent « *upfront* » le montant actualisé de la somme des avantages fiscaux et de la vente d'électricité qui leur seront

attribués durant l'exploitation du parc éolien, d'autre part par de la dette bancaire externe (financement de projet) et enfin par apport en fonds propres d'enXco.

Compte tenu de l'appréciation qui était portée par le Groupe sur le partage des risques et des décisions entre les partenaires, ces entités ont, jusqu'à présent, été consolidées selon la méthode de l'intégration proportionnelle, sur la base de la répartition contractuelle des avantages – c'est-à-dire du produit de la vente d'électricité, des crédits d'impôts et des amortissements dérogatoires – entre le groupe EDF EN et les *tax equity investors*.

L'adoption aux États-Unis du « *Safe Harbor Act* » a conduit à réapprécier l'équilibre des risques entre les partenaires. En outre, la publication par l'IASB de l'exposé sondage ES 10 *États financiers consolidés* a fourni des indications pour analyser les droits de ces partenaires, qui s'avèrent, à la lueur de ces évolutions et éclairages, être en réalité davantage des droits conservatoires (protection des minoritaires) que participatifs.

En conséquence, afin de mieux refléter dans les comptes consolidés la réalité économique et la substance de ces accords, à savoir que ces entités sont contrôlées par le Groupe, ce dernier a décidé de consolider ces entités selon la méthode de l'intégration globale.

S'agissant d'un changement de méthode comptable décidé par le Groupe, conformément aux dispositions d'IAS 8.19.b *Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs*, son application a été faite de manière rétrospective au 1<sup>er</sup> janvier 2008 et l'effet de l'antériorité net d'impôts a été comptabilisé dans les capitaux propres à cette date.

L'impact de ce changement de méthode de consolidation sur les comptes consolidés au 1<sup>er</sup> janvier 2008, ainsi qu'au 31 décembre 2008 est détaillé ci-après.



Les tableaux ci-dessous incluent également les reclassements effectués dans les comptes, qui ont déjà fait l'objet d'une information dans les notes annexes concernées lors de l'arrêté semestriel au 30 juin 2009.

### 3.4.1 Bilan au 1<sup>er</sup> janvier 2008

Actif (en milliers d'euros)	01/01/2008 publié	Changement de méthode de consolidation	Changement de présentation	01/01/2008 retraité
Goodwill	78 326	-	-	78 326
Autres immobilisations incorporelles	3 590	-	-	3 590
Immobilisations corporelles	1 303 324	92 501	-	1 395 825
Titres mis en équivalence	32 054	-	-	32 054
Actifs financiers non courants	38 022	-	-	38 022
Autres débiteurs	44 822	2 411	-	47 233
Impôts différés	15 522	1 223	-	16 745
<b>Actifs non courants</b>	<b>1 515 660</b>	<b>96 135</b>	-	<b>1 611 795</b>
Stocks et encours	128 329	2	-	128 331
Créances clients	109 519	1 250	-	110 769
Actifs financiers courants	65 657	-	45 203	110 860
Autres débiteurs	194 818	(5 757)	-	189 061
Trésorerie et équivalents trésorerie	369 303	694	(45 203)	324 794
<b>Actifs courants</b>	<b>867 626</b>	<b>(3 811)</b>	-	<b>863 815</b>
<b>TOTAL DE L'ACTIF</b>	<b>2 383 286</b>	<b>92 324</b>	-	<b>2 475 610</b>

Passif (en milliers d'euros)	01/01/2008 publié	Changement de méthode de consolidation	Changement de présentation	01/01/2008 retraité
Capital	99 288	-	-	99 288
Réserves et résultats consolidés	646 037	(13 443)	-	632 594
<b>Capitaux propres - Part du Groupe</b>	<b>745 325</b>	<b>(13 443)</b>	-	<b>731 882</b>
Intérêts minoritaires	11 983	-	-	11 983
<b>Capitaux propres</b>	<b>757 308</b>	<b>(13 443)</b>	-	<b>743 865</b>
Provisions pour avantages du personnel	140	-	-	140
Autres provisions	6 720	1	-	6 721
<b>Provisions non courantes</b>	<b>6 860</b>	<b>1</b>	-	<b>6 861</b>
Passifs financiers non courants	543 654	87 102	-	630 756
Autres créditeurs	200 627	11 683	-	212 310
Impôts différés	58 655	(5 030)	-	53 625
<b>Passifs non courants</b>	<b>802 936</b>	<b>93 755</b>	-	<b>896 691</b>
Provisions	1 955	-	-	1 955
Fournisseurs et comptes rattachés	54 774	263	-	55 037
Passifs financiers courants	499 044	1 124	-	500 168
Dettes d'impôt courant	18 949	(1)	-	18 948
Autres créditeurs	241 460	10 625	-	252 085
<b>Passifs courants</b>	<b>816 182</b>	<b>12 011</b>	-	<b>828 193</b>
<b>TOTAL DU PASSIF</b>	<b>2 383 286</b>	<b>92 324</b>	-	<b>2 475 610</b>



## 3.4.2 Bilan au 31 décembre 2008

Actif (en milliers d'euros)	31/12/2008 publié	Changement de méthode de consolidation	Changement de présentation	31/12/2008 retraité
Goodwill	105 839	-	-	105 839
Autres immobilisations incorporelles	11 701	41	-	11 742
Immobilisations corporelles	2 260 782	89 284	-	2 350 066
Titres mis en équivalence	29 630	-	-	29 630
Actifs financiers non courants	91 042	-	-	91 042
Autres débiteurs	192 107	(3 250)	-	188 857
Impôts différés	36 283	4 019	-	40 302
<b>Actifs non courants</b>	<b>2 727 384</b>	<b>90 094</b>	-	<b>2 817 478</b>
Stocks et en cours	279 167	125	-	279 292
Créances clients	300 863	824	-	301 687
Actifs financiers courants	161 589	-	49 312	210 901
Autres débiteurs	319 511	70	-	319 581
Trésorerie et équivalents trésorerie	632 137	1 360	(49 312)	584 185
<b>Actifs courants</b>	<b>1 693 267</b>	<b>2 379</b>	-	<b>1 695 646</b>
<b>TOTAL DE L'ACTIF</b>	<b>4 420 651</b>	<b>92 473</b>	-	<b>4 513 124</b>

Passif (en milliers d'euros)	31/12/2008 publié	Changement de méthode de consolidation	Changement de présentation	31/12/2008 retraité
Capital	124 109	-	-	124 109
Réserves et résultats consolidés	1 143 854	(16 962)	-	1 126 892
<b>Capitaux propres - Part du Groupe</b>	<b>1 267 963</b>	<b>(16 962)</b>	-	<b>1 251 001</b>
Intérêts minoritaires	223 057	-	-	223 057
<b>Capitaux propres</b>	<b>1 491 020</b>	<b>(16 962)</b>	-	<b>1 474 058</b>
Provisions pour avantages du personnel	1 475	-	-	1 475
Autres provisions	13 357	-	-	13 357
<b>Provisions non courantes</b>	<b>14 832</b>	-	-	<b>14 832</b>
Passifs financiers non courants	907 393	96 274	-	1 003 667
Autres créditeurs	218 589	5 698	-	224 287
Impôts différés	98 967	(4 386)	-	94 581
<b>Passifs non courants</b>	<b>1 224 949</b>	<b>97 586</b>	-	<b>1 322 535</b>
Provisions	894	-	-	894
Fournisseurs et comptes rattachés	217 902	117	-	218 019
Passifs financiers courants	1 104 057	882	-	1 104 939
Dettes d'impôt courant	16 706	-	-	16 706
Autres créditeurs	350 291	10 850	-	361 141
<b>Passifs courants</b>	<b>1 689 850</b>	<b>11 849</b>	-	<b>1 701 699</b>
<b>TOTAL DU PASSIF</b>	<b>4 420 651</b>	<b>92 473</b>	-	<b>4 513 124</b>

### 3.4.3 Compte de résultat 2008

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2008 publié	Changement de méthode de consolidation	Changement de présentation	31/12/2008 retraité
Chiffre d'affaires	1 006 634	8 734	-	1 015 368
Achats consommés et autres achats	(584 697)	(733)	-	(585 430)
Charges de personnel	(81 557)	-	-	(81 557)
Charges externes	(157 411)	(472)	-	(157 883)
Impôts et taxes	(12 101)	(385)	-	(12 486)
Autres charges opérationnelles	(57 428)	(2)	-	(57 430)
Autres produits opérationnels	106 424	3 744	-	110 168
Dotations nettes aux amortissements et provisions	(61 313)	(3 977)	-	(65 290)
<b>Résultat opérationnel</b>	<b>158 551</b>	<b>6 909</b>	-	<b>165 460</b>
Coût de l'endettement financier net	(54 364)	(5 470)	18 250	(41 583)
Autres charges et produits financiers	11 739	545	(18 250)	(5 966)
<b>Résultat financier</b>	<b>(42 625)</b>	<b>(4 925)</b>	-	<b>(47 549)</b>
<b>RÉSULTAT AVANT IMPÔT DES SOCIÉTÉS INTÉGRÉES</b>	<b>115 926</b>	<b>1 984</b>	-	<b>117 911</b>
Impôts sur les résultats	(37 119)	(901)	-	(38 020)
Quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence	(1 956)	-	-	(1 956)
Résultat net d'impôt des activités arrêtées	-	-	-	-
<b>RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ</b>	<b>76 851</b>	<b>1 083</b>	-	<b>77 935</b>
Dont part du Groupe	69 557	1 083	-	70 641
Dont part des minoritaires	7 294	-	-	7 294
Résultat net consolidé par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires (RNPG) en €	-	-	-	-
▶ de base	1,05	-	-	1,07
▶ dilué	1,05	-	-	1,07

Les colonnes relatives aux données publiées du 1<sup>er</sup> janvier 2008 et du 31 décembre 2008 correspondent aux informations publiées dans le document de référence de l'exercice 2008.

## 3.5 Estimations et hypothèses comptables déterminantes

La préparation des états financiers conformément aux IFRS nécessite de la part de la Direction l'exercice du jugement, d'effectuer des estimations et de faire des hypothèses qui ont un impact sur l'application des méthodes comptables et sur les montants des actifs et des passifs, des produits et des charges ainsi que sur les informations relatives aux actifs et de passifs éventuels.

Les estimations réalisées et les hypothèses sous-jacentes retenues sont estimées à partir de l'expérience passée et d'autres facteurs considérés comme raisonnables au vu des circonstances actuelles et des prévisions. Les estimations comptables qui en découlent sont, par définition, rarement équivalentes aux résultats effectifs ultérieurs.

L'utilisation d'estimations et d'hypothèses est particulièrement importante sur les éléments suivants :

### 3.5.1 Méthode à l'avancement

La méthode à l'avancement est retenue pour constater le chiffre d'affaires et la marge sur les projets destinés à la vente. L'appréciation du degré d'avancement des projets à la clôture a, par conséquent, un impact potentiellement significatif et fait appel en partie au jugement.

### 3.5.2 Dépréciation estimée des goodwill et actifs à long terme

Le Groupe soumet les goodwill et les actifs à long terme à des tests de dépréciation, selon la méthode décrite dans la note 3.10. Les unités génératrices de trésorerie qui servent de base à ces calculs sont constituées des parcs éoliens et solaires détenus par le Groupe, du portefeuille de projets de génération d'énergie, de l'activité Exploitation et Maintenance et des sites industriels du Groupe. Ces calculs nécessitent de recourir à des estimations, notamment par une modélisation des résultats futurs.

### 3.5.3 Impôts Différés

Les impôts différés actifs et passifs représentent un montant significatif des états financiers du Groupe. Ils incluent notamment l'impact des amortissements accélérés pratiqués de façon spécifique sur les parcs éoliens, ainsi que les pertes fiscales liées à ces amortissements accélérés. La recouvrabilité des impôts différés est appréhendée à partir de la modélisation des résultats futurs.

## 3.6 Méthodes de consolidation

La liste des sociétés incluses dans le périmètre de consolidation est donnée en note 33.

### 3.6.1 Filiales

Une filiale est une entité contrôlée par la Société. Le contrôle est présumé exister lorsque la Société détient directement ou indirectement plus de la moitié des droits de vote. Le contrôle existe également lorsque la Société a le pouvoir de diriger les politiques financières et opérationnelles de l'entité, y compris sans détention d'une majorité de droits de vote. C'est notamment le cas pour les sociétés EDF Energies Nouvelles Réparties SA, Sainte Rose, La Roseraye et Pirinska Bistrita Energia SA.

### 3.6.2 Co-entreprises

Les co-entreprises sont les entités sur les activités desquelles le Groupe exerce un contrôle conjoint en vertu d'un accord contractuel. Elles sont comptabilisées selon la méthode de l'intégration proportionnelle.

### 3.6.3 Entreprises associées

Les entreprises associées sont les entités dans lesquelles la Société exerce une influence notable sur les politiques financières et opérationnelles sans en avoir le contrôle. Cette influence notable s'accompagne généralement d'une participation comprise entre 20 % et 50 %. Ces entités sont consolidées selon la méthode de la mise en équivalence.

Si la quote-part du Groupe dans les pertes d'une entreprise associée est supérieure à sa participation dans celle-ci, la valeur comptable des titres mis en équivalence est ramenée à zéro et le Groupe cesse de comptabiliser sa quote-part dans les pertes à venir, à moins que le Groupe ait une obligation légale ou implicite de participer aux pertes ou d'effectuer des paiements au nom de l'entreprise associée.

### 3.6.4 Transactions éliminées dans les états financiers consolidés

Tous les soldes bilanciaux, les transactions significatives réalisées entre les sociétés consolidées ainsi que les profits internes sont éliminés.

## 3.7 Conversion des opérations en devises

### 3.7.1 Monnaie fonctionnelle et monnaie de présentation des états financiers

Les éléments inclus dans les états financiers de chacune des entités du Groupe sont évalués en utilisant la monnaie du principal environnement économique dans lequel l'entité exerce ses activités

(« la monnaie fonctionnelle »). Afin de présenter les états financiers consolidés, les résultats et la situation financière de chaque entité sont convertis en euros, devise fonctionnelle et de présentation du Groupe.

Les éléments du bilan (y compris le goodwill et les ajustements de juste valeur découlant de la consolidation) des entités opérant hors de la zone euro, sont convertis en euros, au taux de change en vigueur à la date de clôture. Les éléments de leur compte de résultat sont convertis au taux moyen de change de l'exercice. Les écarts de conversion qui en résultent sont comptabilisés en réserve de conversion, en tant que composante distincte des capitaux propres.

### 3.7.2 Transactions en monnaie étrangère

Les transactions en monnaies étrangères sont enregistrées dans la monnaie fonctionnelle en appliquant le cours de change en vigueur à la date de transaction.

Les actifs et passifs monétaires libellés en monnaies étrangères à la date de clôture sont convertis en euros en utilisant le cours de change à cette date. Les écarts de change résultant de cette conversion sont comptabilisés en résultat.

### 3.7.3 Investissement net dans une activité à l'étranger

Les écarts de change résultant de la conversion d'un investissement net dans une activité à l'étranger et des couvertures correspondantes sont comptabilisés en réserve de conversion. Ils sont comptabilisés en résultat lors de la sortie de l'activité à l'étranger.

## 3.8 Immobilisations

### 3.8.1 Coût d'acquisition ou de construction

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de revient, diminué du cumul des amortissements et des pertes de valeur.

Le coût de revient des immobilisations produites en interne comprend les coûts directs et indirects de développement, hors frais de prospection et frais commerciaux. Ces coûts sont immobilisés à partir du moment où le succès des projets correspondant est probable. Les critères d'activation majeurs sont les suivants :

- ▶ l'obtention d'une promesse de bail ;
- ▶ les conditions de vent jugées suffisantes ;
- ▶ un raccordement aux réseaux possible ;
- ▶ des études d'impacts sur l'environnement favorables ;
- ▶ l'obtention réaliste d'un contrat d'achat d'énergie dans les pays où il n'y a pas d'obligation d'achat ;
- ▶ une rentabilité suffisante.

Les coûts d'emprunt des capitaux utilisés pour financer les ouvrages en cours de construction ou de développement sont capitalisés jusqu'à la date de mise en service des ouvrages et sont amortis sur la durée d'utilité de ces installations.

### 3.8.2 Amortissement des immobilisations corporelles

Les terrains ne sont pas amortis. Les autres immobilisations corporelles sont amorties selon le mode linéaire afin de ramener le coût de chaque actif à sa valeur résiduelle compte tenu de sa durée d'utilité estimée comme suit :

Fermes éoliennes neuves	20 à 25 ans
Fermes éoliennes rachetées en cours de vie	Selon durée de vie résiduelle, de 8 à 25 ans
Installations photovoltaïques	20 à 25 ans
Centrales de cogénération gaz	12 à 20 ans selon le type d'installation
Centrales thermiques	15 ans
Centrales hydroélectriques	40 ans sauf conditions juridiques particulières
Installations techniques, matériels et outillages	3 à 6 ans

Les valeurs résiduelles et les durées d'utilité des actifs sont revues et, le cas échéant, ajustées à chaque clôture.

Lorsque des composants des immobilisations corporelles ont des durées d'utilité différentes, ils sont comptabilisés en tant qu'immobilisations corporelles distinctes.

### 3.8.3 Dépréciation et sorties d'actifs

La valeur comptable d'un actif est immédiatement dépréciée pour le ramener à sa valeur recouvrable lorsque la valeur comptable de l'actif est supérieure à sa valeur recouvrable estimée.

Les pertes ou les profits sur cession d'actifs sont déterminés en comparant les produits de cession à la valeur comptable de l'actif cédé. Ils sont comptabilisés au compte de résultat.

### 3.8.4 Contrats de location

Les contrats de location ayant pour effet de transférer au Groupe la quasi-totalité des risques et des avantages inhérents à la propriété d'un actif sont classés en tant que contrats de location-financement. Un bien ayant les caractéristiques d'un actif corporel utilisé par le Groupe et acquis dans le cadre d'un contrat de location-financement est comptabilisé en immobilisations corporelles pour un montant égal à la juste valeur du bien loué ou, si celle-ci est inférieure, à la valeur actualisée des paiements minimaux au titre de la location, diminuée du cumul des amortissements et du cumul des pertes de valeur.

### 3.8.5 Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles qui ont été acquises par le Groupe sont comptabilisées à leur coût diminué du cumul des amortissements et du cumul des pertes de valeur.

Celles-ci sont amorties selon le mode linéaire sur leur durée d'utilité estimée.

## 3.9 Regroupements d'entreprises et goodwill

Les regroupements d'entreprises sont comptabilisés selon la méthode de l'acquisition.

Le coût d'acquisition correspond à la juste valeur des actifs remis, des passifs encourus ou assumés et des instruments de capitaux propres émis par l'acquéreur à la date de l'acquisition, auxquels s'ajoutent les coûts directement attribuables à l'acquisition.

### 3.9.1 Goodwill

Les actifs acquis identifiés, les passifs et les passifs éventuels repris lors du regroupement d'entreprises sont évalués à la juste valeur à la date d'acquisition. La différence positive entre le coût d'acquisition et la quote-part de l'acquéreur dans la juste valeur des actifs et passifs et passifs éventuels identifiables acquis est enregistrée comme goodwill à l'actif du bilan. Si cette différence est négative, elle est enregistrée directement en résultat.

Lorsque l'accord de regroupement d'entreprises prévoit un ajustement du prix d'achat dépendant d'événements futurs, le montant de cet ajustement est inclus dans le coût du regroupement d'entreprises à la date d'acquisition si cet ajustement est probable et peut être mesuré de manière fiable.

Lorsque la comptabilisation initiale d'un regroupement d'entreprises ne peut être déterminée que provisoirement, le Groupe dispose d'un délai de 12 mois à compter de la date d'acquisition pour finaliser la comptabilisation du regroupement d'entreprises considéré.

Les goodwill sont affectés aux unités génératrices de trésorerie et ne sont pas amortis, mais font l'objet d'un test annuel de dépréciation. Les pertes de valeur des goodwill ne sont pas réversibles.

Les modalités de réalisation de ces tests de perte de valeur sont présentées dans le paragraphe 3.10 « Pertes de valeur des actifs non financiers ».

Le résultat dégagé sur la cession d'une entité tient compte de la valeur comptable du goodwill de l'entité cédée.

### 3.9.2 Acquisition d'entreprises par achats successifs

Lorsque le regroupement s'effectue par achats successifs, chaque transaction importante est traitée séparément pour la détermination de la juste valeur des actifs et passifs identifiables acquis et du goodwill en résultant.

Lorsqu'un achat complémentaire permet l'obtention du contrôle d'une entreprise, la part d'intérêt détenue précédemment par l'acquéreur est réévaluée sur la base des justes valeurs des actifs et passifs identifiables déterminées lors de cet achat complémentaire. La contrepartie de la réévaluation est enregistrée en capitaux propres.

### 3.9.3 Intérêts minoritaires

Les intérêts minoritaires sont comptabilisés sur la base de la juste valeur des actifs nets acquis.

### 3.10 Pertes de valeur des actifs non financiers

Conformément à la norme IAS 36 *Dépréciation d'actifs*, les actifs ayant une durée d'utilité indéfinie et les goodwill font l'objet d'un test annuel de dépréciation et à chaque fois qu'il survient des indicateurs de risque que la valeur recouvrable puisse être inférieure à la valeur comptable.

Les actifs qui font l'objet d'un amortissement sont soumis à un test de dépréciation dès lors qu'il survient un indicateur de perte de valeur.

#### 3.10.1 Indicateurs de perte de valeur

Les indicateurs de perte de valeur utilisés au sein du Groupe sont homogènes pour l'ensemble des activités :

- ▶ une baisse de plus de 15 % du chiffre d'affaires ; ou
- ▶ une baisse de plus de 15 % de l'EBITDA <sup>(1)</sup>.

#### 3.10.2 UGT et regroupement d'UGT

Pour la réalisation des tests, les actifs sont regroupés en unités génératrices de trésorerie (UGT), qui représentent le niveau le moins élevé générant des flux de trésorerie indépendants, sur la base d'un découpage opérationnel. La majorité des actifs corporels du Groupe est constituée d'actifs de production énergétique et essentiellement des parcs éoliens. Les immobilisations en cours portent également sur ce type d'installations.

Ces actifs sont, à quelques exceptions près, tous intégrés dans une structure juridique dédiée (« la société de projet ») pour laquelle il est possible d'assurer un calcul de flux de trésorerie d'exploitation individualisé.

Le Groupe a ainsi retenu comme Unité Génératrice de Trésorerie (UGT) chacune des entités juridiques détenant les actifs ou groupes d'actifs mentionnés ci-dessus. Dans certains cas, et quand il y avait la possibilité de conclure à l'unicité de projet, les actifs de plusieurs sociétés ont été exceptionnellement regroupés (c'est le cas par exemple de plusieurs parcs éoliens situés dans une même zone géographique d'un pays donné et partageant des actifs communs, tels que la ligne raccordant les installations au réseau électrique, ou qui sont gérés par une même équipe d'exploitation maintenance).

En raison de ce choix et de ces conséquences en termes de nombre de groupes d'actifs considérés, il n'y a pas d'UGT individuelle qui représente une part significative du total des actifs.

Les goodwill, quant à eux, peuvent être testés, selon les cas, au niveau d'une UGT ou d'un regroupement d'UGT, dont le niveau maximal est celui du pays.

#### 3.10.3 Méthodologie de réalisation des tests de perte de valeur

La réalisation des tests de perte de valeur implique la détermination de la valeur recouvrable des actifs ou des UGT.

La valeur recouvrable est le montant le plus élevé de la juste valeur diminuée des coûts de cession et de la valeur d'utilité. La valeur d'utilité fondée sur la méthode des flux de trésorerie futurs actualisés est généralement utilisée, mais dans le cas de certains

actifs de production énergétique et dans certains pays, des valeurs de référence issues de marché peuvent exister et être utilisées.

Le taux d'actualisation retenu est déterminé pour chaque groupe d'actifs testé selon la méthode du coût moyen pondéré du capital (WACC). Il tient compte des risques liés aux activités concernés ainsi qu'à localisation géographique des actifs ou de l'UGT.

Les flux de trésorerie futurs utilisés lors des tests de dépréciation reposent sur des prévisions qui sont remises à jour annuellement. Pour les activités de Production Énergétique, qui représentent la très grande majorité des actifs à tester, les revenus sont dérivés des contrats de vente à long terme qui couvrent en général la majeure partie de la durée de vie économique des installations ; les coûts comportent des données assez prédictibles : amortissements, coûts de maintenance et d'exploitation, ces derniers étant souvent aussi objets de contrats à long terme.

Les variables susceptibles d'influer significativement les calculs sont essentiellement les trois suivantes :

- ▶ variations durables du vent ;
- ▶ évolution des taux d'intérêts et des primes de risque de marché ;
- ▶ évolution de la réglementation tarifaire et/ou le régime des subventions directes ou indirectes (via la fiscalité). On notera que ce dernier point, important pour les projets futurs, est assez stabilisé pour les centrales en activité.

Sauf événement particulier, le test annuel est réalisé à l'occasion du processus annuel de prévision budgétaire et de plan moyen terme.

#### 3.10.4 Comptabilisation d'une dépréciation

Une dépréciation est comptabilisée à concurrence de l'excédent de la valeur comptable sur la valeur recouvrable de l'actif.

Les pertes de valeur identifiées sont imputées en priorité sur les goodwill. L'excédent non imputé est affecté aux actifs rattachés à l'unité génératrice de trésorerie correspondante.

Pour les actifs non financiers (autres que les goodwill) ayant subi une perte de valeur, la reprise éventuelle de la dépréciation est examinée à chaque date de clôture annuelle ou intermédiaire. La perte de valeur est reprise le cas échéant à hauteur du plus petit montant entre la nouvelle valeur et la valeur nette comptable qui aurait été celle de l'actif s'il n'avait pas été déprécié.

### 3.11 Actifs et passifs financiers

Les actifs financiers comprennent les immobilisations financières (titres de participation non consolidés et autres titres de placement), les prêts et créances financières ainsi que la juste valeur positive des dérivés.

Les passifs financiers comprennent les emprunts et dettes financières, les concours bancaires et la juste valeur négative des instruments dérivés.

Les actifs et passifs financiers sont présentés au bilan en actifs ou passifs courants ou non courants selon que leur échéance est inférieure ou supérieure à un an, à l'exception des dérivés de transaction qui sont classés en courant.

(1) L'EBITDA correspond au résultat opérationnel avant dotations aux amortissements, subventions d'investissement et pertes de valeur.



### 3.11.1 Actifs et passifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat

Au niveau du Groupe, entrent dans cette catégorie, les instruments dérivés non qualifiés de couverture (des instruments de couverture économiques venant corriger un effet de change comptabilisé en résultat ou plus rarement, des dérivés de transaction).

Ils sont comptabilisés à l'origine à leur coût d'acquisition hors frais accessoires d'achat. A chaque date d'arrêté comptable, ils sont évalués à leur juste valeur et les variations de juste valeur sont enregistrées en résultat financier.

### 3.11.2 Actifs financiers disponibles à la vente

Les actifs financiers disponibles à la vente comprennent les titres de participation non consolidés. Ils sont comptabilisés en date d'arrêté à leur juste valeur. Les plus-values ou moins-values latentes sur ces actifs financiers disponibles à la vente sont constatées en capitaux propres. Les justes valeurs de référence sont les valeurs de marché de ces titres, pour ceux qui sont cotés sur un marché actif. S'il n'existe pas de marché actif, le Groupe a recours à des méthodes d'évaluation communément utilisées. Quand une juste valeur ne peut être estimée de manière fiable au moyen d'autres méthodes d'évaluation admises comme l'actualisation des flux futurs, ces titres sont évalués à leur coût d'acquisition, diminué de toute dépréciation cumulée.

S'il existe une baisse significative ou durable de la juste valeur des actifs disponibles à la vente, la moins-value latente est reclassée des capitaux propres en résultat de l'exercice.

### 3.11.3 Actifs financiers comptabilisés au coût amorti

Les prêts et créances financières sont évalués et comptabilisés au coût amorti diminué d'une éventuelle provision pour dépréciation.

Les intérêts reconnus au taux d'intérêt effectif sont comptabilisés dans le poste « Intérêts et dividendes reçus sur actifs financiers » du résultat financier.

A chaque date d'arrêté des comptes, le Groupe apprécie s'il existe une indication objective de dépréciation d'un actif. Si tel est le cas, le Groupe estime la valeur recouvrable de l'actif et comptabilise une éventuelle perte de valeur en fonction de la catégorie d'actif concerné.

Le montant de la perte est égal à la différence entre la valeur comptable de l'actif et la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus déterminée au taux d'intérêt effectif d'origine de l'instrument financier. Le montant de la perte est inclus dans le poste « Dépréciation nette des actifs financiers » du résultat financier. Si, au cours d'un exercice ultérieur, la perte diminue, elle est reprise en résultat.

### 3.11.4 Dettes financières

Les dettes financières sont comptabilisées selon la méthode du coût amorti avec séparation éventuelle des dérivés incorporés. Les intérêts calculés au taux d'intérêt effectif, sont comptabilisés au poste « Coût de l'endettement financier » sur la durée de la dette financière.

### 3.11.5 Décomptabilisation des actifs et passifs financiers

Le Groupe décomptabilise tout ou partie :

- ▶ d'un actif financier lorsque les droits contractuels constituant cet actif arrivent à expiration, lorsque le Groupe transfère substantiellement la quasi-totalité des risques inhérents à la propriété de l'actif ;
- ▶ d'un passif financier lorsque le passif est éteint du fait de l'annulation de l'obligation ou de l'arrivée à échéance. Lorsqu'une restructuration de dette a lieu avec un prêteur, et que les termes sont substantiellement différents, le Groupe enregistre un nouveau passif.

## 3.12 Instruments financiers dérivés

### 3.12.1 Champ d'application

Le champ d'application des instruments financiers dérivés a été défini par le Groupe conformément aux dispositions et principes introduits par la norme IAS 39.

En particulier, les contrats d'achat et de vente à terme avec livraison physique d'énergie ou de matières premières sont considérés comme exclus du champ d'application de la norme IAS 39, dès lors que ces contrats ont été conclus dans le cadre de l'activité dite « normale » du Groupe. Cette qualification sera démontrée dès que les conditions suivantes sont réunies :

- ▶ une livraison physique intervient systématiquement ;
- ▶ les volumes achetés (vendus) au titre de ces contrats correspondent aux besoins d'exploitation du Groupe ;
- ▶ les contrats ne sont pas assimilables à des ventes d'option au sens de la norme. Dans le cas particulier des contrats de vente d'électricité, le contrat est assimilable en substance à une vente à terme ferme ou s'apparente à une vente de capacité.

Conformément aux principes de la norme IAS 39, le Groupe analyse l'ensemble de ses contrats – portant sur des éléments financiers ou non financiers – afin d'identifier l'existence d'éventuels instruments dérivés dits « incorporés ». Toute composante d'un contrat qui affecte les flux du contrat concerné de manière analogue à celle d'un instrument financier dérivé autonome répond à la définition d'un dérivé incorporé au contrat.

Si les conditions prévues par la norme sont réunies, un dérivé incorporé est séparé en comptabilité, en date de mise en place du contrat.

### 3.12.2 Évaluation et comptabilisation

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur. Cette juste valeur est déterminée sur la base de prix cotés et de données du marché, disponibles auprès de contributeurs externes.

La variation de juste valeur de ces instruments dérivés est enregistrée au compte de résultat sauf lorsqu'ils sont désignés comme instruments de couverture dans une relation de couverture de flux de trésorerie ou d'un investissement net.

Dans ce cas, les variations de valeur des instruments de couverture sont comptabilisées directement en capitaux propres, à l'exclusion de l'inefficacité résultant notamment de la séparation de la valeur temps d'un contrat, qui est comptabilisée en résultat financier.

### 3.12.3 Instruments financiers dérivés qualifiés de couverture

Le Groupe utilise des instruments dérivés pour couvrir son risque de taux et de change.

Les critères retenus par le Groupe pour la qualification d'un instrument dérivé comme une opération de couverture sont ceux prévus par la norme IAS 39 :

- l'opération de couverture doit couvrir les variations de juste valeur ou des flux de trésorerie imputables au risque couvert et l'efficacité de la couverture (représentant le niveau de compensation des variations de valeur de l'instrument de couverture avec celles de l'élément couvert ou de la transaction future) se situe dans une fourchette comprise entre 80 % et 125 % ;
- en ce qui concerne les opérations de couverture de flux de trésorerie, la transaction future, objet de la couverture, doit être hautement probable ;
- l'efficacité de la couverture est déterminée de manière fiable ;
- l'opération de couverture est étayée par une documentation adéquate dès sa mise en place.

Le Groupe applique les typologies de couverture suivantes :

- **couverture de juste valeur** : il s'agit d'une couverture des variations de juste valeur d'un actif ou passif comptabilisé au bilan ou d'un engagement ferme d'acheter ou de vendre un actif. Les variations de juste valeur de l'élément couvert attribuables à la composante couverte sont enregistrées en résultat et compensées par les variations symétriques de juste valeur de l'instrument de couverture, seule la fraction inefficace de la couverture impactant le résultat ;
- **couverture de flux de trésorerie** : il s'agit d'une couverture des variations de flux de trésorerie futurs sur un actif ou un passif inscrit au bilan, sur une transaction future hautement probable ou sur un engagement ferme de change. Les variations cumulées de juste valeur sont enregistrées dans une rubrique des capitaux propres pour leur partie efficace et en résultat pour la partie inefficace. Lorsque les flux de trésorerie couverts se matérialisent, les montants jusqu'alors enregistrés en capitaux propres sont repris au compte de résultat symétriquement aux flux de l'élément couvert, ou, lorsqu'il s'agit d'une couverture d'un engagement ferme pour l'acquisition d'actifs non financiers, tels que les turbines, ils sont comptabilisés dans le coût de cet actif non-financier ;
- **couverture d'un investissement net** : il s'agit de couvrir l'exposition au risque de change associé à un investissement net dans une entité étrangère. Les variations cumulées de juste valeur des instruments de couverture sont enregistrées en capitaux propres pour leur partie considérée comme efficace jusqu'à la sortie de l'investissement net, date à laquelle ce montant est comptabilisé en résultat de cession. La partie inefficace de la couverture est enregistrée directement en résultat.

La relation de couverture prend fin dès lors que :

- un instrument dérivé cesse d'être un instrument de couverture efficace ;
- un instrument dérivé échoit, est vendu, annulé ou exercé ;
- l'élément couvert est arrivé à échéance, a été vendu ou remboursé ;
- une transaction future n'est plus considérée comme hautement probable.

Seuls les instruments dérivés externes au Groupe étant réputés éligibles à la comptabilité de couverture, les résultats relatifs aux instruments dérivés internes sont éliminés dans les comptes consolidés. Toutefois dans le cadre d'une relation de couverture initiée au moyen de dérivés internes au Groupe, la comptabilité de couverture s'applique s'il est démontré que les instruments dérivés internes donnent lieu à un retournement à l'extérieur du Groupe.

### 3.13 Stocks

Les stocks sont comptabilisés à leur coût de revient ou à leur valeur nette de réalisation, si celle-ci est inférieure. La valeur nette de réalisation est le prix de vente estimé dans des conditions d'activité normales, déduction faite des coûts estimés pour l'achèvement et des coûts estimés nécessaires pour réaliser la vente.

Le coût des matières et approvisionnement est déterminé à l'aide de la méthode du premier entré – premier sorti ou au coût moyen unitaire pondéré en fonction des activités.

Le coût des travaux en cours englobe les coûts de conception, les matériels inclus dans le projet, les coûts directs de main-d'œuvre, les autres coûts directs et une quote-part de frais généraux fondée sur la capacité normale de production. Il comprend, le cas échéant, des coûts d'emprunt.

Les travaux en cours sur les projets destinés à être vendus sont reconnus à la méthode de l'avancement conformément à la norme IAS 11. Le pourcentage d'avancement est déterminé sur la base des coûts mis en œuvre et de la marge attendue à fin de projet et en considérant des critères techniques et objectifs ce qui permet de calculer un revenu et un coût des ventes associés.

Des provisions sont constituées pour faire face aux pertes à terminaison sur les contrats quand celles-ci sont connues.

### 3.14 Créances clients

Les créances clients sont initialement comptabilisées à leur juste valeur, puis ultérieurement évaluées à leur coût amorti, à l'aide de la méthode du taux d'intérêt effectif, déduction faite des dépréciations. Une dépréciation des créances clients est constituée lorsqu'il existe un indicateur objectif de l'incapacité du Groupe à recouvrer l'intégralité des montants dus dans les conditions initialement prévues lors de la transaction. Des difficultés financières importantes rencontrées par le débiteur, la probabilité d'une faillite ou d'une restructuration financière du débiteur et une défaillance ou un défaut de paiement constituent des indicateurs de dépréciation d'une créance. Le montant de la dépréciation représente la différence entre la valeur comptable de l'actif et la valeur des flux de trésorerie futurs estimés, actualisée au taux d'intérêt effectif initial.



### 3.15 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La rubrique « trésorerie et équivalents de trésorerie » comprend les liquidités, les dépôts bancaires à vue, les autres placements à court terme très liquides ayant des échéances initiales inférieures ou égales à trois mois et un risque négligeable de variations de valeur et les découverts bancaires. Les découverts bancaires figurent au passif courant du bilan, dans les « Passifs financiers courants ».

### 3.16 Capital social

Les actions ordinaires sont classées en tant qu'instrument de capitaux propres.

Les coûts complémentaires directement attribuables à l'émission d'actions ou d'options nouvelles sont comptabilisés dans les capitaux propres en déduction des produits de l'émission, nets d'impôts.

Lorsqu'une des sociétés du Groupe achète des actions de la Société (actions propres), le montant versé en contrepartie, y compris les coûts supplémentaires directement attribuables (nets de l'impôt sur le résultat), est déduit des capitaux propres attribuables aux actionnaires de la Société jusqu'à l'annulation, la réémission ou la cession des actions. En cas de vente ou de réémission ultérieure de ces actions, les produits perçus, nets des coûts supplémentaires directement attribuables à la transaction et de l'incidence fiscale afférente, sont inclus dans les capitaux propres attribuables aux actionnaires de la Société.

### 3.17 Impôts et taxes

#### 3.17.1 Impôt sur le résultat

L'impôt sur le résultat (charge ou produit) comprend la charge (le produit) d'impôt exigible et la charge (le produit) d'impôt différé. L'impôt est comptabilisé en résultat sauf s'il se rattache à des éléments qui sont comptabilisés directement en capitaux propres ; auquel cas il est comptabilisé en capitaux propres.

L'impôt exigible est le montant estimé de l'impôt dû au titre du bénéfice imposable d'une période, déterminé en utilisant les taux d'impôt qui ont été adoptés ou quasi adoptés à la date de clôture, et tout ajustement du montant de l'impôt exigible au titre des périodes précédentes.

L'impôt différé est déterminé selon l'approche bilancielle de la méthode du report variable pour toutes les différences temporelles entre la valeur comptable des actifs et passifs et leurs bases fiscales. Les éléments suivants ne donnent pas lieu à la constatation d'impôt différé :

- le 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 ;
- les différences temporelles liées à des participations dans des filiales dans la mesure où elles ne s'inverseront pas dans un avenir prévisible.

L'évaluation des actifs et passifs d'impôt différé repose sur la façon dont le Groupe s'attend à recouvrer ou régler la valeur comptable des actifs et passifs, en utilisant les taux d'impôt dont l'application est

attendue sur l'exercice au cours duquel l'actif sera réalisé ou le passif réglé et qui ont été adoptés ou quasi adoptés à la date de clôture.

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. Les actifs d'impôt différé sont réduits dans la mesure où il n'est plus désormais probable qu'un bénéfice imposable suffisant sera disponible.

L'impôt supplémentaire qui résulte de la distribution de dividendes est comptabilisé lorsque les dividendes à payer sont comptabilisés au passif.

#### 3.17.2 Autres impôts et taxes

En France, la création de la Contribution Économique Territoriale, introduite par la loi de Finances 2010, réformant la Taxe Professionnelle, ne génère aucun changement de comptabilisation dans le cadre de l'arrêté des comptes 2009. Comme la Taxe Professionnelle, cette contribution sera comptabilisée dans la rubrique « Impôts et Taxes » du Groupe.

### 3.18 Avantages du personnel

#### 3.18.1 Engagements de retraite

Les régimes de retraite en vigueur dans le Groupe correspondent à des régimes à cotisations définies. Un régime à cotisations définies est un régime de retraite en vertu duquel le Groupe verse des cotisations fixes à une entité indépendante. Dans ce cas, le Groupe n'est tenu par aucune obligation légale ou implicite le contraignant à abonder le régime dans le cas où les actifs ne suffiraient pas à payer, à l'ensemble des salariés, les prestations dues au titre des services rendus durant l'exercice en cours et les exercices précédents.

#### 3.18.2 Indemnités de départ en retraite

Les indemnités de départ en retraite sont rattachées aux régimes à prestations définies qui désignent les régimes d'avantages postérieurs à l'emploi qui garantissent aux salariés des prestations futures constituant un engagement futur pour le Groupe.

Le calcul de l'engagement est déterminé suivant un calcul actuariel utilisant la méthode des unités de crédit projetées afin de déterminer la valeur actualisée de l'obligation et le coût des services rendus au cours de l'exercice.

Ce calcul actuariel suppose le recours à des hypothèses actuarielles sur les variables démographiques (mortalité, rotation du personnel) et financières (augmentations futures des salaires, taux d'actualisation).

#### 3.18.3 Autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi et d'avantages à long terme

Aucune société du Groupe n'offre de régime spécifique correspondant à des avantages postérieurs à l'emploi ou des avantages à long terme à ses salariés. Les salariés du Groupe ne bénéficient pas notamment de tarif spécifique sur l'électricité.

### 3.19 Autres provisions

Une provision est comptabilisée au bilan lorsque le Groupe a une obligation actuelle juridique ou implicite résultant d'un événement

passé et lorsqu'il est probable qu'une sortie de ressources représentatives d'avantages économiques sera nécessaire pour éteindre l'obligation.

Lorsque l'effet de la valeur temps est significatif, le montant de la provision est déterminé en actualisant les flux de trésorerie futurs attendus au taux, avant impôt, reflétant les appréciations actuelles par le marché de la valeur temps de l'argent et lorsque cela est approprié, les risques spécifiques à ce passif.

### 3.19.1 Provisions pour démantèlement

Pour les installations éoliennes, des provisions pour démantèlement/déconstruction sont constituées, en fonction des conditions liées à l'occupation des terrains : propriété du Groupe ou baux à long terme. Dans ce dernier cas, les provisions sont appréciées en fonction des baux définissant l'état des terrains lors de la restitution et en fonction du coût probable lorsque l'opération de démantèlement/déconstruction incombe au Groupe.

Pour les installations thermiques, des provisions pour démantèlement sont comptabilisées en fonction de la puissance installée.

Dans les deux cas, ces provisions ont été actualisées au taux de 4,5 %.

Un composant « actif de démantèlement » est créé en contrepartie, puis amorti linéairement sur la durée d'utilité du bien subséquent.

### 3.19.2 Provisions pour litiges

Dans le cadre normal des activités du Groupe, des litiges peuvent naître avec des tiers et des procédures peuvent être engagées. Des provisions sont déterminées en fonction de l'appréciation des risques attachés à chaque dossier, lorsqu'une estimation du coût est possible.

### 3.19.3 Provisions pour garanties

Dans le cadre de son activité de vente de centrales photovoltaïques réalisées au titre de programmes de défiscalisation, le Groupe s'engage contractuellement, sur certains programmes, à assurer le remplacement des batteries et comptabilise à ce titre une provision. Par ailleurs, le Groupe comptabilise des provisions afin de faire face aux différentes obligations liées aux garanties octroyées aux utilisateurs.

## 3.20 Reconnaissance des produits et des charges

### 3.20.1 Vente de biens et prestations de service

Les produits des activités ordinaires correspondent à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir au titre des biens et des services vendus dans le cadre habituel des activités du Groupe. Les produits des activités ordinaires figurent nets des retours de marchandises, des rabais et des remises, et déduction faite des ventes intra-groupes.

Les produits provenant de la vente de biens sont comptabilisés dans le compte de résultat lorsque les risques et avantages significatifs inhérents à la propriété des biens ont été transférés à l'acheteur.

Les produits provenant des prestations de services sont comptabilisés dans le compte de résultat en fonction du degré

d'avancement de la prestation à la date de clôture. Le degré d'avancement est évalué par référence aux travaux exécutés. Aucun produit n'est comptabilisé lorsqu'il y a une incertitude significative quant à la recouvrabilité de la contrepartie due, aux coûts encourus ou à encourir associés à la prestation ou au retour possible des marchandises en cas de droit d'annulation de l'achat, et lorsque le Groupe reste impliqué dans la gestion des biens.

### 3.20.2 Contrats de construction

Lorsque le résultat d'un contrat de construction peut être estimé de façon fiable, les produits et les coûts du contrat sont comptabilisés dans le compte de résultat en fonction du degré d'avancement du contrat. Le degré d'avancement est évalué par référence aux travaux déjà exécutés et aux coûts à terminaison réappréciés lors des clôtures comptables. Une perte attendue est immédiatement comptabilisée en résultat.

### 3.20.3 Subventions publiques

#### *Subventions liées à des actifs*

Les subventions publiques sont reconnues à leur juste valeur lorsqu'il existe une assurance raisonnable qu'elles seront reçues et que le Groupe se conformera aux conditions attachées à ces subventions. Les subventions qui couvrent en totalité ou partiellement le coût d'un actif sont présentées dans un compte de produits différés au passif et comptabilisées dans le compte de résultat au niveau du résultat opérationnel de façon systématique sur la durée d'utilité de l'actif faisant l'objet de la subvention.

#### *Subventions liées au résultat*

Les subventions qui compensent des charges encourues par le Groupe sont comptabilisées de façon systématique en tant que produits dans le compte de résultat de la période au cours de laquelle les charges ont été encourues.

### 3.20.4 Produits d'intérêts

Les produits d'intérêts sont comptabilisés en résultat financier, prorata temporis selon la méthode du taux d'intérêt effectif. Lorsqu'une créance est dépréciée, le Groupe ramène la valeur comptable de celle-ci à sa valeur recouvrable – qui représente les flux de trésorerie futurs estimés, actualisés au taux d'intérêt effectif initial de l'instrument – et continue de comptabiliser l'effet de la désactualisation en produits d'intérêts. Les produits d'intérêts sur les prêts dépréciés sont comptabilisés selon la méthode du taux d'intérêt effectif initial.

### 3.20.5 Dividendes

Les dividendes sont comptabilisés en résultat financier lorsque le droit de recevoir le dividende est établi.

### 3.20.6 Paiements au titre de location simple

Les paiements au titre de contrats de location simple sont comptabilisés en charges sur une base linéaire sur la durée du contrat de location. Les avantages reçus font partie intégrante du total net des charges locatives et sont comptabilisés en résultat selon la même règle.

### 3.20.7 Paiements au titre de contrats de location-financement

Les paiements minimaux au titre d'un contrat de location-financement sont ventilés entre charge financière et amortissement de la dette. La charge financière est affectée à chaque période couverte par le contrat de location de manière à obtenir un taux d'intérêt effectif périodique constant à appliquer au solde de la dette restant dû.

### 3.20.8 Résultat financier net

Le résultat financier net comprend les intérêts à payer sur les emprunts calculés en utilisant la méthode du taux d'intérêt effectif, les intérêts à recevoir sur les placements, les produits provenant des autres dividendes, les profits et pertes de change et les profits et pertes sur les instruments de couverture qui sont comptabilisés dans le compte de résultat.

## 3.21 Distribution de dividendes

Les distributions de dividendes aux actionnaires de la Société sont comptabilisées en tant que dette dans les états financiers du Groupe au cours de la période durant laquelle les dividendes sont approuvés par les actionnaires de la Société.

## 3.22 Actifs et passifs détenus en vue de la vente

Immédiatement avant la classification de l'actif comme détenu en vue de la vente, les valeurs comptables des actifs (et de tous les actifs et passifs du Groupe destinés à être cédés) sont évaluées selon les normes qui leur sont applicables. Ensuite, lors de la classification initiale comme détenus en vue de la vente, les actifs non courants et les groupes d'actifs destinés à être cédés sont comptabilisés au montant le plus faible entre la valeur comptable et la juste valeur diminuée des coûts de la vente.

Les pertes de valeur résultant du classement d'un actif (ou groupe d'actifs) comme détenu en vue de la vente sont comptabilisées en résultat, que les actifs aient été ou non comptabilisés antérieurement selon le modèle de la réévaluation périodique. Les profits et pertes au titre des évaluations ultérieures sont traités de la même façon. Le profit comptabilisé ne peut pas excéder le cumul des pertes de valeur comptabilisées.

Une activité abandonnée est une composante de l'activité du Groupe qui représente une ligne d'activité ou une région géographique principale et distincte ou est une filiale acquise exclusivement en vue de la revente.

La classification comme activité abandonnée a lieu au moment de la cession ou à une date antérieure lorsque l'activité satisfait aux critères pour être classée comme détenue en vue de la vente. Un groupe destiné à être abandonné peut également satisfaire les critères pour être classé comme activité abandonnée.

## 3.23 Traitements comptables retenus en l'absence de précision des textes IFRS

### 3.23.1 Intérêts minoritaires

S'agissant des acquisitions d'intérêts minoritaires, en l'absence de dispositions spécifiques dans les normes IFRS, le Groupe a

choisi d'appliquer le traitement comptable selon lequel, en cas d'acquisition complémentaire de titres d'une filiale déjà consolidée par intégration globale, aucune réévaluation complémentaire des actifs et passifs identifiables n'est enregistrée. L'écart entre le coût d'acquisition et la quote-part complémentaire acquise dans l'actif net de l'entreprise est enregistré en goodwill.

Les opérations qui conduisent à une diminution des intérêts - part du Groupe sans perte de contrôle sont traitées comme des cessions d'intérêts aux minoritaires et la différence entre la quote-part d'intérêt cédée et le prix perçu des minoritaires est constatée en résultat.

La norme IAS 27 amendée applicable qui entrera en vigueur de manière prospective à compter du 01/01/2010 prévoit que les effets des modifications de la part d'intérêt d'une société mère dans une filiale qui n'aboutissent pas à une perte de contrôle seront comptabilisés comme des transactions portant sur des capitaux propres (c'est-à-dire, par exemple, des transactions effectuées avec des propriétaires agissant en cette qualité).

### 3.23.2 Engagement d'achat d'intérêts minoritaires

Les autres passifs financiers comprennent notamment les engagements d'achats d'intérêts minoritaires pris par le Groupe.

Au cas particulier des puts sur minoritaires et en l'absence de précisions dans les textes IFRS, le Groupe a retenu le traitement comptable suivant pour ces engagements :

- à la mise en place du put, la valeur actualisée du prix d'exercice est comptabilisée en tant que passif financier avec pour contrepartie une réduction des intérêts minoritaires. Lorsque la valeur de l'engagement excède le montant des intérêts minoritaires, le solde est comptabilisé en goodwill ;
- à chaque clôture, le montant du passif financier est réévalué et les variations de valeur sont comptabilisées en contrepartie en goodwill, à l'exception de l'effet de désactualisation, comptabilisé en résultat financier.

En cas de put à prix fixe, le passif correspond à la valeur actualisée du prix d'exercice.

En cas de put à la juste valeur ou à prix variable, le montant du passif est évalué sur la base d'une estimation à la juste valeur à la date de clôture ou de l'application des modalités contractuelles du prix d'exercice sur la base des derniers éléments connus.

Les normes IFRS 3 révisée et IAS 27 amendée en juillet 2009 et qui seront appliquées par le Groupe à compter du 01/01/2010 ne contredisent pas ces traitements comptables qui ne devraient donc pas s'en trouver modifiés.

### 3.23.3 Pénalités à recevoir ou à verser dans le cadre de la construction et/ou de l'exploitation d'un parc

Dans le cadre de la construction et/ou de l'exploitation des parcs, le Groupe peut être amené à percevoir ou à verser des indemnités aux fournisseurs de turbines en fonction de critères contractuels qui varient selon les projets.

Lorsque ces indemnités perçues ont pour objectif de compenser une perte d'exploitation, celles-ci sont comptabilisées en produits d'exploitation. En revanche, lorsqu'elles sont assimilables à une remise sur le prix d'achat des turbines, elles sont comptabilisées en réduction du coût de construction du projet.

A l'inverse, certains contrats prévoient que si les performances du parc sont supérieures à des seuils contractuels, le Groupe s'engage à reverser une indemnité aux fournisseurs de turbines. Dans ces cas-là, les montants à verser sont comptabilisés en charges d'exploitation au cours de l'exercice au titre duquel ils sont dus.

### 3.23.4 Crédits d'impôts sur investissements

Les subventions d'investissement reçues sous forme de crédit d'impôt, notamment les « *Investment Tax Credit* » en vigueur aux États-Unis pour les projets solaires et éoliens, sont comptabilisées suivant la méthode décrite au paragraphe 3.20.

## NOTE 4 Information sectorielle

### 4.1 Information par zone géographique

Un secteur est une composante distincte du Groupe qui est engagée soit dans la fourniture de produits ou services liés (secteur d'activité), soit dans la fourniture de produits ou de services dans un environnement économique particulier (secteur géographique) et qui est exposée à des risques et à une rentabilité différents de

ceux des autres secteurs. L'information sectorielle est présentée sur la base de l'organisation interne du Groupe qui reflète les différents niveaux de risque et de rentabilité auxquels il est exposé.

La segmentation des informations par zone géographique en fonction de l'implantation des actifs est privilégiée dans le Groupe, qui a par conséquent opté pour une sectorisation géographique.

#### 4.1.1 Exercice clos le 31 décembre 2009

(en milliers d'euros)	Europe	Amériques	Éliminations	Total
<b>Produits des activités ordinaires</b>				
Chiffre d'affaires externe	739 537	433 540	-	1 173 077
Autres produits opérationnels	79 138	24 966	-	104 104
<b>TOTAL PRODUITS</b>	<b>818 675</b>	<b>458 506</b>	-	<b>1 277 181</b>
Autres charges opérationnelles	(588 950)	(339 863)	-	(928 813)
Provisions opérationnelles	(15 083)	176	-	(14 907)
Dotations aux amortissements	(67 923)	(35 410)	-	(103 333)
<b>Résultat opérationnel par secteur</b>	<b>146 719</b>	<b>83 409</b>	-	<b>230 128</b>
Coût de l'endettement financier net	(40 105)	(40 772)	-	(80 877)
Autres charges et produits financiers	(22 460)	(681)	-	(23 141)
Quote-part dans le résultat des sociétés mises en équivalence	(194)	-	-	(194)
Impôt sur le résultat	(6 616)	(14 774)	-	(21 390)
<b>RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ</b>	<b>77 344</b>	<b>27 182</b>	-	<b>104 526</b>
<b>Autres informations</b>				
Actifs sectoriels	5 160 358	1 606 581	(641 822)	6 125 117
Passifs sectoriels	4 518 536	2 248 403	(641 822)	6 125 117
Entreprises associées	34 867	-	-	34 867
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	824 071	408 355	-	1 232 426

#### 4.1.2 Exercice clos le 31 décembre 2008 (après changements de méthode de consolidation)

(en milliers d'euros)	Europe	Amériques	Éliminations	Total
<b>Produits des activités ordinaires</b>				
Chiffre d'affaires externe	517 489	497 879	-	1 015 368
Autres produits opérationnels	96 468	13 700	-	110 168
<b>TOTAL PRODUITS</b>	<b>613 957</b>	<b>511 579</b>	<b>-</b>	<b>1 125 536</b>
Autres charges opérationnelles	(456 923)	(437 863)	-	(894 786)
Provisions opérationnelles	(5 511)	1 545	-	(3 966)
Dotations aux amortissements	(43 376)	(17 948)	-	(61 324)
<b>Résultat opérationnel par secteur</b>	<b>108 147</b>	<b>57 313</b>	<b>-</b>	<b>165 460</b>
Coût de l'endettement financier brut	(18 082)	(23 501)	-	(41 583)
Autres charges et produits financiers	(6 877)	911	-	(5 966)
Quote-part dans le résultat des sociétés mises en équivalence	(1 956)	-	-	(1 956)
Impôt sur le résultat	(22 567)	(15 453)	-	(38 020)
<b>RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ</b>	<b>58 665</b>	<b>19 270</b>	<b>-</b>	<b>77 935</b>
<b>Autres informations</b>				
Actifs sectoriels	3 748 515	1 104 644	(340 035)	4 513 124
Passifs sectoriels	3 408 480	1 444 679	(340 035)	4 513 124
Entreprises associées	29 630	-	-	29 630
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	584 921	441 752	-	1 026 673

## 4.2 Information par activité

### 4.2.1 Exercice clos le 31 décembre 2009

(en milliers d'euros)	Production	Exploitation/ Maintenance	Développement - vente d'actifs structurés	Energies Réparties	Éliminations	Total
Produits provenant des clients externes	362 052	34 253	497 595	279 177	-	1 173 077
Valeur comptable des actifs	3 796 640	89 256	3 472 629	510 517	(1 743 925)	6 125 117
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	914 150	6 620	372 467	56 152	(116 963)	1 232 426

### 4.2.2 Exercice clos le 31 décembre 2008 (après changements de méthode de consolidation)

(en milliers d'euros)	Production	Exploitation/ Maintenance	Développement - vente d'actifs structurés	Energies Réparties	Éliminations	Total
Produits provenant des clients externes	237 251	23 989	569 069	185 059	-	1 015 368
Valeur comptable des actifs	2 377 796	52 810	2 606 325	406 177	(929 984)	4 513 124
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	954 383	5 075	138 760	33 430	(104 975)	1 026 673



### 4.3 Information sur le chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires du Groupe a augmenté de 15,5 %, s'établissant à 1 173,1 millions d'euros au 31 décembre 2009 contre 1 015,4 millions d'euros au 31 décembre 2008. A taux de change constants, la progression est de 13,8 %. La progression du chiffre d'affaires Groupe se caractérise par la progression du chiffre d'affaires de l'activité de Production, ainsi que celle de l'activité d'EDF Energies Nouvelles Réparties, avec une bonne montée en puissance des offres solaires dans l'intégré-bâti ; le chiffre d'affaires de l'activité DVAS en 2009 est, quant à lui, en retrait, après une année 2008 importante en nombre et en volume de projets, notamment aux États-Unis.

#### 4.3.1 Europe

Le chiffre d'affaires des activités du Groupe en Europe progresse de 42,9 % passant de 517,5 millions d'euros au 31 décembre 2008 à 739,5 millions d'euros au 31 décembre 2009. Cette augmentation s'explique comme suit :

- ▶ le chiffre d'affaires de l'activité Production progresse de 50,6 %, passant de 180,1 millions d'euros au 31 décembre 2008 à 271,2 millions d'euros au 31 décembre 2009, soit une hausse de 91,1 millions d'euros. Cette variation s'explique principalement par :
  - l'effet année pleine de la mise en service en 2008 de parcs éoliens au Portugal (194 MW nets), en France (162,6 MW nets), en Grèce (35 MW nets), en Italie (33,3 MW nets), au Royaume-Uni (20 MW nets) et de parcs photovoltaïques pour 7,4 MWc en France, 2,2 MWc en Italie et 1,2 MWc en Espagne,
  - la mise en service en 2009 des nouveaux parcs éoliens en France (101,1 MW nets), en Italie (27,2 MW nets), en Turquie (22,5 MW nets), en Grèce (19,8 MW nets), au Royaume-Uni (19 MW nets), au Portugal (20 MW nets) et en Belgique (6,2 MW nets *off-shore*) ; ainsi que des nouveaux parcs photovoltaïques en France (18,5 MWc nets) et en Italie (9 MWc nets). En France, 1,4 MW de biogaz ont également été mis en service.

La production annuelle 2009 en données consolidées en Europe s'est élevée à 2 767,6 TWh. Les productions constatées dans l'éolien en fin d'année au Portugal, en France et en Grèce ont permis à ces zones de rattraper le retard enregistré en début d'année en raison des mauvaises conditions de vent, mais l'Italie et le Royaume-Uni sont en repli par rapport à l'année dernière.

- ▶ le chiffre d'affaires de l'activité Développement-Vente d'Actifs Structurés passe de 147,0 millions d'euros au 31 décembre 2008 à 182,7 millions d'euros au 31 décembre 2009. En 2008, le Groupe a vendu 6,1 MWc de projets photovoltaïques en Espagne et 26,3 MW de projets éoliens en France. En 2009, la vente de projets photovoltaïques a progressé en France avec la vente de 11,6 MWc de projets en toitures (toitures industrielles, commerciales et hangars agricoles) ainsi que du projet Mangassaye (5,1 MWc). Le chiffre d'affaires de l'activité DVAS comprend également la vente de panneaux destinés aux sociétés intégrées proportionnellement, dont seule la part intra-groupe est éliminée dans le chiffre d'affaires consolidé ; il est globalement stable en 2009 par rapport à 2008. Enfin, dans le domaine de l'éolien, la fin du projet Fierville (28 MW au total) a été réalisée ;

- ▶ le chiffre d'affaires de l'activité Exploitation-Maintenance est de 6,4 millions d'euros au 31 décembre 2009. Il s'élevait à 5,4 millions d'euros au 31 décembre 2008 ;
- ▶ le chiffre d'affaires réalisé par l'ensemble EDF Energies Nouvelles Réparties et ses filiales, au 31 décembre 2009 s'élève à 279,2 millions d'euros, contre 185 millions d'euros au 31 décembre 2008, soit une progression de 50,9 %. Cette progression de 94,2 millions d'euros s'explique principalement par :
  - la bonne performance d'EDF Energies Nouvelles Réparties SA et Photon Power Technologies (passé de mise en équivalence à intégration globale en début d'année) dans le domaine des ventes de systèmes solaires pour l'intégré-bâti. Le chiffre d'affaires d'EDF Energies Nouvelles Réparties SA est passé de 20,5 millions d'euros au 31 décembre 2008 à 70,7 millions d'euros au 31 décembre 2009, soit une hausse de 50,2 millions d'euros ; le chiffre d'affaires de Photon Power Technologies s'élève, quant à lui, à 24,7 millions d'euros,
  - des performances supérieures à celles constatées en 2008 pour le groupe Tenesol et pour Supra ; le chiffre d'affaires du groupe Tenesol (consolidé en intégration proportionnelle à 50 %) s'élève à 108,5 millions d'euros au 31 décembre 2009 contre 95,8 millions d'euros au 31 décembre 2008, soit une hausse de 12,7 millions d'euros ; celui de Supra passe de 66 millions d'euros au 31 décembre 2008 à 72 millions d'euros au 31 décembre 2009, soit une hausse de 6 millions d'euros.

#### 4.3.2 Amériques

Le chiffre d'affaires 2008 publié par le Groupe pour la zone Amériques était de 489,1 millions d'euros. En tenant compte du changement de mode d'intégration de proportionnelle à globale des projets américains explicité au paragraphe 3.4, le chiffre d'affaires 2008 de la zone est de 497,9 millions d'euros. Au 31 décembre 2009, le chiffre d'affaires Amériques s'élève à 433,6 millions d'euros, soit une baisse de 12,9 % par rapport au 31 décembre 2008. A taux de change constant, il baisse de 17,1 %.

- ▶ le chiffre d'affaires de l'activité Production passe de 57,2 millions d'euros en 2008 à 90,9 millions d'euros en 2009, soit une hausse de 33,7 millions d'euros (+ 58,9 %) liée principalement à :
  - l'effet année pleine de la mise en service en 2008 du parc éolien de Wapsi North (100,5 MW nets) aux États-Unis et à un niveau moindre des parcs photovoltaïques (1,34 MWc nets),
  - les mises en services en 2009 des parcs éoliens de Shiloh 2 et d'Hoosier (256 MW nets au total) et d'une partie du parc de La Ventosa au Mexique pour 37,5 MW nets, ainsi que des parcs photovoltaïques aux États-Unis pour 4,4 MWc nets,
  - un effet de change favorable. A taux de change constant, la hausse est de 51,4 %.

La production 2009 de la zone Amériques s'élève à 2 140,1 TWh dans un contexte défavorable de conditions de vent.

- ▶ Le chiffre d'affaires de l'activité Développement-Vente d'Actifs Structurés passe de 422,1 millions d'euros en 2008 à 314,9 millions d'euros en 2009, soit une baisse de 107,2 millions d'euros. En effet :

- en 2008, il concerne principalement la fin du projet Goodnoe (94 MW), ainsi que la vente des projets de Walnut (153 MW) et de Grand Meadows (100,5 MW),
- en 2009, il comprend principalement la vente des projets éoliens de Crane Creek (99 MW), de Spearville 2 (48 MW) et de Linden (50 MW) ;
- le chiffre d'affaires de l'activité Exploitation-Maintenance augmente de 49,5 % ; il passe de 18,6 millions d'euros au 31 décembre 2008 à 27,8 millions d'euros au 31 décembre 2009. Cette augmentation est due pour l'essentiel aux nouveaux contrats conclus en 2008 et en 2009. A fin décembre 2009, 4 719 MW sont sous contrat d'exploitation-maintenance pour compte propre et pour compte de tiers. A taux de change constant, il progresse de 42,3 %.

#### 4.4 Information sur le résultat opérationnel

Le résultat opérationnel du Groupe est de 230,1 millions d'euros au 31 décembre 2009 contre 165,5 millions d'euros au 31 décembre 2008, soit une progression de 39 %.

##### 4.4.1 Europe

Le résultat opérationnel du Groupe pour ses activités en Europe passe de 108,1 millions d'euros au 31 décembre 2008 à 146,7 millions d'euros au 31 décembre 2009.

La hausse provient essentiellement de l'activité Production, due, d'une part, à l'effet année pleine des mises en service 2008 pour un montant total de 455,7 MW, dont 444,9 MW dans l'éolien et 10,8 MWh dans le solaire photovoltaïque et d'autre part, aux mises en service de nouveaux parcs au cours de l'exercice 2009 pour 244,7 MW, dont 215,9 MW dans l'éolien, 27,4 MWh dans le solaire photovoltaïque et 1,4 MW dans le biogaz.

Le résultat opérationnel Europe concentre également une large part de la hausse des frais de développements et de structure du Groupe et intègre également de moins bonnes conditions de production constatées cette année par rapport à l'an passé. Enfin, il comprend l'excédent de la situation nette sur le prix d'acquisition (Badwill) du projet Greentech Monte Grighine et intègre la croissance de l'activité d'EDF Energies Nouvelles Réparties.

##### 4.4.2 Amériques

Le résultat opérationnel du Groupe dans la zone Amériques passe de 57,3 millions d'euros au 31 décembre 2008 à 83,4 millions d'euros au 31 décembre 2009, soit une augmentation de 45,6 %. A taux de change constants, la hausse est de 38,6 %. Cette hausse s'explique par la croissance des activités de Production et de Vente de Projets, particulièrement soutenue au cours de l'exercice 2009, avec notamment les mises en production aux États-Unis des projets éoliens Shiloh 2 (150 MW nets), Hoosier (106 MW nets) et de projets photovoltaïques pour 4,4 MWh nets. Le résultat opérationnel bénéficie également de l'effet année pleine des parcs mis en service en 2008, notamment Wapsi North (100,5 MW nets) mis service en toute fin d'année. Les parcs, éoliens au Mexique de La Ventosa (mise en service partielle pour 37,5 MW nets), et photovoltaïques de Arnprior au Canada (23,4 MWh nets) ont été mis en service en fin d'année 2009 et n'ont pas d'impact significatif sur le résultat de l'année.

La hausse du résultat opérationnel s'explique aussi par le bon niveau de rentabilité économique enregistré sur les projets DVAS sur l'année 2009. Par rapport à celui enregistré au cours de l'exercice 2008, au cours duquel le projet Goodnoe (94 MW) - projet ayant rencontré des difficultés de réalisation tout à fait exceptionnelles dans cette activité - avait généré une marge négative.

## NOTE 5 Autres produits et charges opérationnels

(en milliers d'euros)	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Résultat de déconsolidation <sup>(1)</sup>	351	916
Résultat de cession des immobilisations	(892)	17 202
Subventions d'exploitation <sup>(2)</sup>	26 293	16 738
Autres charges <sup>(3)</sup>	(13 623)	(14 428)
<b>Autres produits <sup>(3)</sup></b>	<b>49 760</b>	<b>32 310</b>
<b>TOTAL DES AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS</b>	<b>61 889</b>	<b>52 738</b>
Dont autres charges opérationnelles	(42 215)	(57 430)
Dont autres produits opérationnels	104 104	110 168

(1) Les résultats de déconsolidation en 2009 s'expliquent essentiellement par la cession des centrales thermiques de Chabossière et de Seclin.

(2) La hausse des subventions d'exploitation provient de la mise en service de deux projets aux États-Unis (Shiloh II et Wapsi North) générant des PTC (Production Tax Credit : crédits fiscaux américains calculés sur la production d'énergie éolienne).

(3) Les autres produits et charges opérationnels s'expliquent essentiellement par un badwill, des indemnités de perte d'exploitation, des pénalités de retard en notre faveur, ainsi que divers produits et charges d'exploitation.



## NOTE 6 Personnel

### 6.1 Frais de personnel

Le montant des charges de personnel se décompose de la manière suivante :

<i>(en milliers d'euros)</i>	<b>31/12/2009</b>	<b>31/12/2008 retraité</b>
Rémunérations et avantages au personnel	(97 762)	(63 616)
Charges sociales et fiscales	(27 393)	(16 619)
<b>TOTAL</b>	<b>(125 155)</b>	<b>(80 235)</b>
Actions gratuites et assimilées	(2 917)	(1 322)
<b>CHARGES LIÉES AU PAIEMENT SUR BASE D' ACTIONS</b>	<b>(2 917)</b>	<b>(1 322)</b>
<b>CHARGES DE PERSONNEL</b>	<b>(128 072)</b>	<b>(81 557)</b>

### 6.2 Paiements sur base d'actions

Le Conseil d'administration a mis en place des plans d'attribution d'actions gratuites au bénéfice des dirigeants et salariés en France :

- ▶ en 2007, le premier plan a prévu l'attribution de 24 550 actions. Sur l'exercice 2009, ce plan a été dénoué ;
- ▶ le 30 octobre 2008, deux plans attribuent un total de 62 829 actions ;
- ▶ le 12 novembre 2009, deux plans attribuent un total de 81 122 actions.

La juste valeur de ces plans d'attribution d'actions gratuites est basée sur le cours de l'action à la date de chaque Conseil d'administration. La contrepartie de la charge, pour 0,7 million d'euros, a été comptabilisée en capitaux propres.

Pour les filiales étrangères, un mécanisme similaire a été mis en place consistant à remettre aux bénéficiaires un nombre d'unités selon le même principe que le plan d'attribution d'actions gratuites. A l'issue de la période d'acquisition, le bénéficiaire ne percevra pas des actions gratuites mais un équivalent en trésorerie. Conformément à IFRS 2, l'évaluation de ce plan repose sur le cours de clôture de l'action au 31 décembre 2009 et n'intègre pas de dividendes attendus. La contrepartie de la charge a été comptabilisée en dette.

L'acquisition des actions gratuites ou des unités s'effectue sur une période de 2 ou 3 ans et pour partie, est soumise à l'atteinte de résultats opérationnels.

### 6.3 Effectifs moyens

<b>Effectifs moyens</b>	<b>31/12/2009</b>	<b>31/12/2008 retraité</b>
Employés	1 664	1 226
Cadres et ingénieurs	602	497
<b>TOTAL</b>	<b>2 266</b>	<b>1 723</b>

Par convention, l'effectif des sociétés en intégration proportionnelle est pris en compte à due concurrence du pourcentage d'intégration.

## NOTE 7 Résultat financier

### 7.1 Coût de l'endettement financier

(en milliers d'euros)	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Produit d'intérêt sur opérations de financement <sup>(1)</sup>	13 974	20 864
Charges d'intérêt sur opérations de financement <sup>(2)</sup>	(93 426)	(63 291)
Inefficacité nette des couvertures de flux de trésorerie s/endettement	(1 425)	844
<b>COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET <sup>(3)</sup></b>	<b>(80 877)</b>	<b>(41 583)</b>

(1) Les produits d'intérêts comprennent essentiellement des intérêts sur actifs financiers et des produits de cession de VMP.

(2) Les charges d'intérêts sur opérations de financement correspondent principalement à des intérêts, à des commissions bancaires et aux charges et produits sur les dettes de location financement.

(3) **Changement de présentation :**

Désormais, les produits des créances financières long terme sont présentés en déduction du coût de l'endettement financier net. Pour 2008, l'impact de ce changement est de + 18,2 millions d'euros.

### 7.2 Autres produits et charges financiers

(en milliers d'euros)	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Variation de juste valeur des dérivés de transactions	769	(788)
Inefficacité nette des couvertures de flux de trésorerie s/exploitation	1 012	(486)
Résultat net de change	(8 796)	(2 888)
Résultat de cession d'actifs disponibles à la vente	3 237	(248)
Dépréciation nette des actifs financiers <sup>(1)</sup>	(19 501)	(2 342)
Résultat d'actualisation	363	66
Autres produits et charges financiers	(225)	720
<b>AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS</b>	<b>(23 141)</b>	<b>(5 966)</b>

(1) Dépréciation de la créance SilPro en 2009 (voir 14.3 « Variation des actifs financiers »).

En 2008 et 2009, les produits nets d'actifs financiers proviennent essentiellement du placement de la trésorerie obtenue suite à l'augmentation de capital de septembre 2008.

En 2009, la variation de juste valeur des instruments dérivés de change qualifiés en tant que couverture économique des effets de change relatifs aux comptes courants en devise de la holding vis-à-vis de ses filiales étrangères, soit 22,3 millions d'euros, est portée en déduction de la perte de change encourue sur l'exercice.

**Changement de présentation :**

Désormais, les produits des créances financières long terme sont présentés en déduction du coût de l'endettement financier net. Pour 2008, l'impact de ce changement est de + 18,2 millions d'euros.

**NOTE 8** Charge d'impôts

(en milliers d'euros)	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Impôts exigibles	(17 582)	(1 626)
Impôts différés	(3 808)	(36 394)
<b>TOTAL</b>	<b>(21 390)</b>	<b>(38 020)</b>

La preuve d'impôt est présentée en note 24.4.

(en milliers d'euros)	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Impôts sur la variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	3 106	13 904
Impôts sur les différences de conversion	134	(10)
<b>IMPÔTS SUR LES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL</b>	<b>3 240</b>	<b>13 894</b>

**NOTE 9** Résultats par action

(en euros)	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Résultat net consolidé	104 524 885	77 934 613
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires (RNPG)	97 944 597	70 640 361
Nombre d'actions	77 348 127	66 326 250
<b>RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ DE BASE PAR ACTION ATTRIBUABLE AUX PORTEURS D' ACTIONS ORDINAIRES (RNPG) EN EURO</b>	<b>1,27</b>	<b>1,07</b>
<b>RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ DILUÉ PAR ACTION ATTRIBUABLE AUX PORTEURS D' ACTIONS ORDINAIRES (RNPG) EN EURO</b>	<b>1,27</b>	<b>1,07</b>

Suite à l'augmentation de capital réalisée par EDF EN SA le 18 septembre 2008, le nombre total d'actions composant le capital social est passé de 77 568 416 actions au 31 décembre 2008 contre 62 054 734 actions au 31 décembre 2007.

En 2009, le nombre d'actions retenu au dénominateur pour le calcul du résultat par action est de 77 348 127. Il tient compte de la déduction du nombre d'actions propres détenues par le Groupe dans le cadre du programme de liquidité et du programme de rachat d'actions pour couvrir les plans d'actions gratuites mis en place pour un total de 220 289 actions.

**NOTE 10** Goodwill

(en milliers d'euros)	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Valeur brute	119 297	108 107
Cumul des pertes de valeur	(3 025)	(2 268)
<b>VALEUR NETTE COMPTABLE</b>	<b>116 272</b>	<b>105 839</b>

L'évolution de la valeur comptable des goodwill est la suivante :

<i>(en milliers d'euros)</i>	<b>31/12/2009</b>	<b>31/12/2008 retraité</b>
<b>Valeur nette comptable à l'ouverture</b>	<b>105 839</b>	<b>78 326</b>
Augmentations	27 782	38 752
Pertes de valeur	(697)	-
Écarts de conversion	335	141
Autres mouvements	(16 987)	(11 380)
<b>VARIATION TOTALE</b>	<b>10 433</b>	<b>27 513</b>
<b>VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE</b>	<b>116 272</b>	<b>105 839</b>

Les goodwill nets de 116,3 millions d'euros sont essentiellement constitués des éléments suivants :

- ▶ en Grèce, de la valorisation du put sur minoritaires pour l'acquisition de 25 % de EEN Hellas et du goodwill sur RETD pour un montant total de 20,9 millions d'euros ;
- ▶ en Turquie, du goodwill sur l'acquisition du groupe Polat Enerji pour 11,9 millions d'euros ;
- ▶ en Belgique, de la valorisation du put sur notre partenaire pour 3,5 millions d'euros pour l'acquisition de Verdesis ;
- ▶ en France, du goodwill sur les sociétés ENR et Supra pour 6,1 millions d'euros, du goodwill sur la société Photon Power Technologies pour 24,1 millions d'euros, du goodwill sur Ribo pour 5 millions d'euros et du goodwill PPI (Holding de Silpro) pour 0,7 million d'euros intégralement déprécié ;
- ▶ en Bulgarie, des goodwill de 4,3 millions d'euros ;

- ▶ en Espagne, du goodwill sur Fotosolar pour 3,7 millions d'euros ;
- ▶ au Royaume-Uni, du goodwill sur Cumbria pour 8,2 millions d'euros ;
- ▶ et sur les États-Unis, des goodwill correspondant à l'acquisition d'enXco pour 28 millions d'euros.

Les principales variations sur les goodwill concernent l'acquisition de 31 % complémentaires sur Photon Power Technologies et la reconnaissance du put sur les actionnaires minoritaires pour les 49 % restants des titres Photon Power Technologies, l'affectation partielle du goodwill sur le groupe Polat Enerji ainsi que l'acquisition complémentaire de 50 % de la société Soma, l'affectation du goodwill sur la société Noréole, le goodwill lié à la souscription inégalitaire de l'augmentation de capital de PPI pour un montant intégralement déprécié, la constatation d'un mali de confusion chez Supra suite à des transmissions universelles de patrimoine (TUP) opérées avec quatre filiales non consolidées.

## NOTE 11 Immobilisations incorporelles

L'évolution de la valeur comptable des immobilisations incorporelles est la suivante :

<i>(en milliers d'euros)</i>	<b>31/12/2009</b>	<b>31/12/2008 retraité</b>
Valeur brute	26 982	16 746
Amortissements et provisions	(7 791)	(5 004)
<b>VALEUR NETTE COMPTABLE</b>	<b>19 191</b>	<b>11 742</b>

(en milliers d'euros)	31/12/2009	31/12/2008 retraité
<b>Valeur nette comptable à l'ouverture</b>	<b>11 742</b>	<b>3 590</b>
Acquisitions	10 262	3 243
Cessions	(51)	-
Amortissements de la période	(2 936)	(983)
Variation de périmètre	74	6 115
Écarts de conversion	(20)	3
Autres mouvements	120	(226)
<b>VARIATION NETTE</b>	<b>7 449</b>	<b>8 152</b>
<b>VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE</b>	<b>19 191</b>	<b>11 742</b>

Les immobilisations incorporelles incluent principalement les logiciels informatiques, les brevets ainsi que des droits incorporels sur le parc Chanarambie liés aux MIPS (*Minnesota Incentive Program* : avantages fiscaux accordés par l'État Minnesota visant à faciliter l'accès à l'installation des énergies renouvelables aux particuliers). Les brevets et les MIPS américains sont des droits incorporels amortis sur dix ans.

Les acquisitions de 10 millions d'euros sur l'année 2009 se décomposent en 3 millions d'euros au titre d'une option acquise par EEN SA et qui accorde au Groupe le droit de prendre une participation ou d'acquérir 50 % des futurs projets du groupe Greentech en Italie et en Pologne, 2,3 millions d'euros d'achat et de mise en place de progiciels aux États-Unis, 1,3 million d'euros de concessions sur Energies Antilles et 1,8 million d'euros de droit au bail sur des terrains en Grèce.

## NOTE 12 Immobilisations corporelles

(en milliers d'euros)	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Terrains	11 089	8 227
Installations techniques, matériel, outillage	2 557 927	1 612 711
Autres immobilisations	22 580	19 562
Immobilisations en cours et avances sur immobilisations	1 002 070	709 566
<b>IMMOBILISATIONS CORPORELLES NETTES</b>	<b>3 593 666</b>	<b>2 350 066</b>

(en milliers d'euros)	01/01/2009	Augmentation	Diminution	Écart de conversion	Autres mouvements	31/12/2009
Terrains	8 227	2 829	-	(37)	70	11 089
Installations techniques, matériel, outillage <sup>(1)</sup>	1 816 287	82 506	(22 642)	(6 181)	984 890	2 854 860
Autres immobilisations	45 019	6 055	(5 757)	203	5 698	51 218
Immobilisations en cours et avances sur immobilisations <sup>(2)</sup>	709 619	1 130 774	(4 619)	7 156	(840 806)	1 002 124
<b>Valeurs brutes</b>	<b>2 579 152</b>	<b>1 222 164</b>	<b>(33 018)</b>	<b>1 141</b>	<b>149 852</b>	<b>3 919 291</b>
Amortissements et pertes de valeur <sup>(3)</sup>	(229 086)	(107 527)	4 483	(856)	7 361	(325 625)
<b>Valeurs nettes</b>	<b>2 350 066</b>	<b>1 114 637</b>	<b>(28 535)</b>	<b>285</b>	<b>157 213</b>	<b>3 593 666</b>

(en milliers d'euros)	01/01/2008 retraité	Augmentation	Diminution	Écart de conversion	Autres mouvements	31/12/2008 retraité
Terrains	4 337	2 670	-	10	1 210	8 227
Installations techniques, matériel, outillage	1 071 808	33 588	(5 597)	(27 725)	744 213	1 816 287
Autres immobilisations	18 165	10 742	(1 771)	(477)	18 360	45 019
Immobilisations en cours et avances sur immobilisations	449 571	976 430	(37 486)	9 973	(688 869)	709 619
<b>Valeurs brutes</b>	<b>1 543 881</b>	<b>1 023 430</b>	<b>(44 854)</b>	<b>(18 219)</b>	<b>74 914</b>	<b>2 579 152</b>
Amortissements et pertes de valeur	(148 056)	(65 427)	2 686	3 651	(21 940)	(222 086)
<b>Valeurs nettes</b>	<b>1 395 825</b>	<b>958 003</b>	<b>(42 168)</b>	<b>(14 568)</b>	<b>52 974</b>	<b>2 350 066</b>

## (1) Installations techniques, matériel et outillage :

Les augmentations correspondent principalement aux opérations suivantes :

- dans le cadre du développement de son activité solaire le groupe Tenesol a construit en 2009 de nouvelles installations photovoltaïques. Le montant de ces investissements représente quasiment la moitié des augmentations d'installations techniques, matériel et outillage ;

- le solde provient de diverses immobilisations en location financement pour 26,4 millions d'euros concernant principalement les sociétés italiennes Fotosolar, Energia Alternativa et Energie, ainsi que d'investissements concernant des installations de production hydraulique en Bulgarie et diverses acquisitions de constructions.

Les autres mouvements correspondent principalement aux opérations suivantes :

Les mises en service des parcs solaires et éoliens représentent 95 % des autres mouvements de ce poste et se détaillent de la manière suivante :

- aux États-Unis pour 588,7 millions d'euros des parcs éoliens de Shiloh 2, et Hoosier ainsi que des parcs solaires Hall's Warehouse, Steven's Institute (première tranche), Carrier Clinic et Bayshore ;

- en France pour 180,4 millions d'euros, des parcs éoliens Canton de Bonneval, Sauveterre, Castanet, Fiennes, Veulette, les Barthes et le parc de Nord Basin de Thau et des parcs solaires La Roseraie, Manosque et Sainte Tulle ;

- au Portugal pour 49,1 millions d'euros de la dernière tranche du parc éolien d'Arada ;

- en Italie pour 48,5 millions d'euros du parc éolien de Minervino et des parcs solaires San Pietro Vermotico, Villacidro ASI, Lequile, Camareta Picena, Santa Sofia et Galatone ;

- en Grèce pour 28,6 millions d'euros du parc éolien Viotia 2 ;

- en Turquie pour 24,1 millions d'euros d'une partie du parc éolien Soma 1 ;

- et enfin au Royaume-Uni pour 23,1 millions d'euros du parc éolien Long Park.

L'affectation des goodwill représente 26 millions d'euros sur les sociétés Noréole (projet Sauveterre) en France, Dogal et Soma en Turquie, Espiga au Portugal, Mecamidi Ogosta en Bulgarie, Aproving et AAVYC Gestion 2000 en Espagne et Bonorva en Italie.

La cession des centrales thermiques de Chabossière et de Seclin, entraînant une sortie du périmètre de consolidation et ayant un impact respectif de (5) et (3) millions d'euros sur les autres mouvements.

## (2) Immobilisations en cours et avances sur immobilisations :

Les augmentations correspondent principalement aux opérations suivantes :

Le développement et la construction des parcs éoliens ainsi que des parcs solaires représentent près de 80 % de l'augmentation de ce poste et se détaillent de la manière suivante :

- En France, pour 250,7 millions d'euros, avec la construction des parcs éoliens de Castanet (2<sup>e</sup> tranche), Fiennes (2<sup>e</sup> tranche), Veulette, Canton de Bonneval, Sauveterre, Les Barthes et Bassin de Thau puis des parcs solaires de La Roseraie, Manosque, Sainte Tulle et Gabardan ;

- En Italie pour 192 millions d'euros avec la construction des parcs éoliens de Bonorva et Monte Grighine ainsi que des parcs solaires de San Pietro Vermotico 1&2&3, San Severo, Torre Santa Susana, Stornarella, Lecce 2, Loreo, Priolo, Ajello 1, Casamassima, Terralba, Lequile 5&6, San Demetrio, Camerata Picena, Santa Sofia, Galatone, Noicattaro, Leporano, Adelfia, Palagiano, Giovinazzo 1&2, Terlizzi 1, Molfetta 1 et Melfi ;

- Aux États-Unis, pour 158,5 millions d'euros, avec le développement et la construction des parcs éoliens de Hoosier, Pacific Wind, Lakefield, Shiloh 3, Avalon et des parcs solaires de Steven's Institute, Hall's Warehouse, Bayshore, Carrier et LIPA ;

- Au Mexique, pour 64,5 millions d'euros, avec la construction du parc éolien de la Ventosa ;

- Au Canada, pour 62,8 millions d'euros, avec la construction des parcs solaires d'Amprior et le développement des parcs éoliens Saint Robert Bellarmin, Massif du Sud, Lac Alfred 1, Clermont et Rivière du Moulin 1 ;

- En Espagne, pour 41 millions d'euros, avec la construction des parcs solaires Valdecaballeros et Casatejada et du projet biomasse Lucena ;

- En Grèce, pour 39,3 millions d'euros, avec le développement et la construction des parcs éoliens de Viotia 2, Skopies, Lefkes, Belecheri, Fokida 2&3, Mousouron, Trikorfo et Melissi ainsi que du parc solaire de Xirokambi ;

- Au Portugal, pour 30,1 millions d'euros, avec la fin de la construction du parc éolien Arada ;

- Au Royaume-Uni, pour 28,6 millions d'euros, avec le développement et la construction des parcs éoliens Bumfoot, Longpark, Rusholme, Teesside, Royal Oak et Fairfield ;

- Enfin en Turquie, pour 22,5 millions d'euros, avec la construction de Soma 1 et 2.

La hausse des avances versées sur immobilisations représente près de 20 % d'augmentation de ce poste et relative aux acquisitions de turbines aux États-Unis pour les parcs éoliens de Lakefield et Hoosier pour 107,8 millions d'euros ; en France par EDF EN SA sur les projets canadiens pour 14 millions d'euros, sur les projets français pour 11,7 millions d'euros ; en Grèce pour 25,6 millions d'euros sur les parcs éoliens Trikorfo, Belecheri, Mousouron et Melissi ; en Turquie sur le projet Soma 1 pour 11,7 millions d'euros ; en Italie pour 35,5 millions d'euros, pour le projet éolien Vallata. L'augmentation des avances versées concerne aussi les acquisitions de panneaux photovoltaïques par le groupe ENR pour 12,7 millions d'euros et en Grèce pour le projet Xirokambi.

Le solde de l'augmentation du poste « Immobilisations en cours et avances sur immobilisations », soit près de 1,2 %, concerne l'activation en immobilisations des frais financiers intercalaires pour 13,9 millions d'euros.

Les autres mouvements correspondent principalement aux opérations suivantes :

Les mises en service, qui s'élèvent à (949,4) millions d'euros, correspondent à des installations éoliennes et solaires qui sont détaillées dans le poste « Installations techniques, matériel et outillage » pour (945,2) millions d'euros et à d'autres immobilisations corporelles pour (4,1) millions d'euros.

Les entrées dans le périmètre de Greentech Monte Grighine pour 114,3 millions d'euros et de Bonorva pour 1,6 million d'euros en Italie, ainsi que de Neuvy et Villars (projet Canton de Bonneval) pour 14,2 millions d'euros en France.

## (3) Amortissement et perte de valeur

Les dépréciations des immobilisations corporelles représentent 0,9 million d'euros au 31 décembre 2008 et 0,4 million d'euros au 31 décembre 2009.

**NOTE 13 Participations dans les entreprises associées****13.1 Détail des participations dans les entreprises associées**

Sociétés (en milliers d'euros)	Quote-part d'intérêt dans le capital	Valeur nette des titres mis en équivalence 31/12/2009	Quote-part de résultat des titres mis en équivalence 31/12/2009	Quote-part d'intérêt dans le capital	Valeur nette des titres mis en équivalence 31/12/2008	Quote-part de résultat des titres mis en équivalence 31/12/2008
Alcogroup	25 %	23 377	(1 460)	25 %	20 286	(2 684)
C-Power	18 %	5 770	(670)	21 %	2 624	(36)
Jacques Giordano Industries	13 %	1 710	(36)	13 %	1 745	46
Eolica Do Centro	30 %	1 989	871	30 %	1 453	609
Batliboi	50 %	422	28	50 %	439	90
Photon Power Technologies	IG	-	-	10 %	1 232	37
Photon Power Industries	IG	-	-	10 %	(267)	98
Silicium de Provence	NI	-	(139)	3 %	801	(71)
Reetec	28 %	1 183	403	28 %	780	-
Autres	-	416	810	-	537	(45)
<b>TOTAL</b>		<b>34 867</b>	<b>(193)</b>		<b>29 630</b>	<b>(1 956)</b>

**13.2 Informations complémentaires sur les entreprises associées**

Les informations suivantes sont données à 100 %, indépendamment de la quote-part de détention du Groupe.

Elles concernent l'exercice clos le 31 décembre 2009.

(en milliers d'euros)	Actif	Passif (Hors Capitaux Propres)	Chiffre d'affaires	Résultat net
<b>TOTAL</b>	<b>488 371</b>	<b>351 459</b>	<b>495 715</b>	<b>(1 757)</b>

Le principal contributeur des entreprises associées est représenté par le groupe Alco (bioéthanol) dont l'acquisition de 25 % des titres a été effectuée en fin d'année 2007.



## NOTE 14 Actifs financiers

### 14.1 Détail des actifs financiers par catégorie d'actifs

(en milliers d'euros)		31 décembre 2009			31 décembre 2008 retraité		
		Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers disponibles à la vente	Note 15	-	49 690	49 690	-	47 503	47 503
Juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie	Note 16.1	6 646	5 118	11 764	34 723	268	34 991
Juste valeur des dérivés de couverture de juste valeur	Note 16.1	27 842	-	27 842	-	-	-
Juste valeur des dérivés de transaction	Note 16.1	-	680	680	-	45	45
Créances financières à court terme <sup>(1)</sup>	Note 21.6	232 234	-	232 234	175 562	-	175 562
Autres prêts et créances financières		465	49 361	49 826	616	43 226	43 842
<b>ACTIFS FINANCIERS NETS</b>		<b>267 187</b>	<b>104 849</b>	<b>372 036</b>	<b>210 901</b>	<b>91 042</b>	<b>301 943</b>

(1) Changement de présentation :

Désormais, les comptes de réserves (DSRA) pour la couverture de dettes et le compte de trésorerie bloquée sont présentés dans les créances financières à court terme et non plus dans la trésorerie. L'impact de ce changement est de 45,2 millions d'euros à l'ouverture 2008 et de 49,3 millions d'euros à fin 2008.

Les créances et prêts financiers nets sont composés des dépôts et garantis donnés et des créances financières sur des sociétés en intégration proportionnelle, mises en équivalence, ou hors Groupe, des créances liées à des biens donnés en crédit-bail, des comptes de trésorerie bloquée et des comptes de réserve de *Debt Service Reserve Account* (DSRA). Ces DSRA correspondent à de la trésorerie ou à des garanties données par un établissement de crédit qui sont gardées en réserve au cas où le projet ne générerait

pas suffisamment de disponibilités pour rembourser les échéances court terme de la dette, correspondant généralement à l'équivalent de 6 mois de trésorerie dégagé par l'exploitation.

### 14.2 Garanties

Le détail des actifs financiers nantis ou donnés en garantie de passif se trouve dans la note 29 des engagements hors bilan.

### 14.3 Variation des actifs financiers

(en milliers d'euros)	01/01/2009	Augmentations <sup>(1)</sup>	Diminutions	Variations de juste valeur	Autres	31/12/2009
Actifs financiers disponibles à la vente <sup>(2)</sup>	47 503	2 788	(348)	1 709	(1 962)	49 690
Juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie	34 991	1 797	(506)	(24 766)	248	11 764
Juste valeur des dérivés de couverture de juste valeur	-	-	-	27 842	-	27 842
Juste valeur des dérivés de transaction	45	-	-	635	-	680
Créances financières à court terme <sup>(3) (4)</sup>	175 562	166 557	(84 533)	-	(25 352)	232 234
Autres prêts et créances financières	43 842	1 223	(21 698)	-	26 459	49 826
<b>ACTIFS FINANCIERS NETS</b>	<b>301 943</b>	<b>172 365</b>	<b>(107 085)</b>	<b>5 420</b>	<b>(607)</b>	<b>372 036</b>

(en milliers d'euros)	01/01/2008 retraité	Augmentations	Diminutions	Variations de juste valeur	Autres	31/12/2008 retraité
Actifs financiers disponibles à la vente	5 443	44 869	(5 829)	2 300	720	47 503
Juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie	20 348	-	(2 413)	21 277	(4 221)	34 991
Juste valeur des dérivés de couverture de juste valeur	-	-	-	-	-	-
Juste valeur des dérivés de transaction	189	-	-	(144)	-	45
Créances financières à court terme <sup>(4)</sup>	95 821	96 467	(23 355)	-	6 629	175 562
Autres prêts et créances financières	27 081	16 518	(10 221)	-	10 464	43 842
<b>ACTIFS FINANCIERS NETS</b>	<b>148 882</b>	<b>157 854</b>	<b>(41 818)</b>	<b>23 433</b>	<b>13 592</b>	<b>301 943</b>

(1) La colonne « Augmentations » est présentée nette des dotations aux provisions.

(2) Voir la note 15 Actifs financiers disponibles à la vente.

(3) Les augmentations des prêts et créances financières au 31 décembre 2009 pour 167 millions d'euros sont notamment composées :

- de l'augmentation des créances vis-à-vis de sociétés italiennes, portugaises et anglaises intégrées proportionnellement, et vis-à-vis de tiers en France, en Espagne et en Grèce pour 108 millions d'euros ;

- de l'augmentation du compte de réserve (DSRA) pour la couverture de la dette pour 78 millions d'euros ;

- et de la constitution d'une provision sur la créance financière de (18,8) millions d'euros vis-à-vis de Silicium de Provence.

Les engagements vis-à-vis de la société de Silicium de Provence (SilPro) dont les titres ont été déconsolidés à la valeur d'équivalence, sont limités aux montants en compte et ont été provisionnés à hauteur de 19,6 millions d'euros (créance pour 18,8 millions d'euros et titres pour 0,8 million d'euros).

SilPro avait pour objet la construction et l'exploitation d'une usine de silicium raffiné, destiné à l'industrie solaire photovoltaïque. Dans le contexte actuel de crise financière et de baisse de la demande de Silicium, la société SilPro a fait face à des difficultés importantes de financement, qui l'ont finalement contrainte à demander son placement en liquidation judiciaire.

(4) Changement de présentation : désormais, les comptes de réserves (DRSA) pour la couverture de dettes et le compte de trésorerie bloquée sont présentés dans les créances financières à court terme et non plus dans la trésorerie. L'impact de ce changement est de 45,2 millions d'euros à l'ouverture 2008 et 49,3 millions d'euros à fin 2008.

## 14.4 Actifs financiers par échéance

Au 31 décembre 2009 (en milliers d'euros)	A moins d'un an	Entre un et cinq ans	A plus de cinq ans	Total
Actifs financiers disponibles à la vente	-	-	49 690	49 690
Juste valeur positive des dérivés de couverture de flux de trésorerie	6 646	5 118	-	11 764
Juste valeur des dérivés de couverture de juste valeur	27 842	-	-	27 842
Juste valeur positive des dérivés de transaction	-	680	-	680
Créances financières à court terme	232 234	-	-	232 234
Prêts et créances financières	465	27 900	21 461	49 826
<b>TOTAL AU 31/12/2009</b>	<b>267 187</b>	<b>33 698</b>	<b>71 151</b>	<b>372 036</b>

Au 31 décembre 2008 (en milliers d'euros)	A moins d'un an	Entre un et cinq ans	A plus de cinq ans	Total
Actifs financiers disponibles à la vente	-	-	47 503	47 503
Juste valeur positive des dérivés de couverture de flux de trésorerie	34 723	268	-	34 991
Juste valeur des dérivés de couverture de juste valeur	-	-	-	-
Juste valeur positive des dérivés de transaction	-	45	-	45
Créances financières à court terme	175 562	-	-	175 562
Prêts et créances financières	616	8 958	34 268	43 842
<b>TOTAL AU 31/12/2008 (RETRAITÉ)</b>	<b>210 901</b>	<b>9 271</b>	<b>81 771</b>	<b>301 943</b>

## NOTE 15 Actifs financiers disponibles à la vente

(en milliers d'euros)	01/01/2009	Mouvement de périmètre	Augmentation	Diminution	Variations des justes valeurs	Autres	31/12/2009
Valeur brute	49 993	1 154	3 936	(406)	1 709	(3 116)	53 270
Pertes de valeur	(2 490)	-	(1 148)	58	-	-	(3 580)
<b>TITRES DE PARTICIPATION DES SOCIÉTÉS NON CONSOLIDÉES</b>	<b>47 503</b>	<b>1 154</b>	<b>2 788</b>	<b>(348)</b>	<b>1 709</b>	<b>(3 116)</b>	<b>49 690</b>

La définition des actifs financiers disponibles à la vente est donnée dans les principes et méthodes dans la note 3.11.

(en milliers d'euros)	01/01/2008 retraité	Mouvement de périmètre	Augmentation	Diminution	Variations des justes valeurs	Autres	31/12/2008 retraité
Valeur brute	5 660	3 287	46 831	(5 926)	2 300	(2 159)	49 993
Pertes de valeur	(217)	(405)	(1 962)	97	-	(3)	(2 490)
<b>TITRES DE PARTICIPATION DES SOCIÉTÉS NON CONSOLIDÉES</b>	<b>5 443</b>	<b>2 882</b>	<b>44 869</b>	<b>(5 829)</b>	<b>2 300</b>	<b>(2 162)</b>	<b>47 503</b>

Au cours de l'exercice 2009, le Groupe a fait l'acquisition de titres de participation dans diverses sociétés pour 3,9 millions d'euros (notamment des sociétés françaises pour 3,5 millions d'euros) et a également procédé à des cessions de titres pour 0,4 million d'euros.

Sur l'exercice 2008, la société a fait l'acquisition de titres de participation pour un montant total de 46,8 millions d'euros, dont notamment ceux de la société Nanosolar en dollars pour un

équivalent de 31,9 millions d'euros à la date d'acquisition. Ces titres sont valorisés pour 34,2 millions d'euros au 31 décembre 2008 et pour 35,9 millions d'euros au 31 décembre 2009 du fait de l'effet de change. Les variations de valeur de cette participation ont été comptabilisées dans les capitaux propres du Groupe pour un montant de 2,3 millions d'euros en 2008 et de 1,7 million d'euros en 2009.

## NOTE 16 Instruments financiers dérivés

Comme indiqué dans le chapitre sur la gestion du risque financier, le Groupe, acteur dans le secteur de l'énergie renouvelable opère dans un contexte international et notamment dans des zones hors euro (États-Unis, Royaume-Uni et Mexique). Il est de ce fait exposé au risque de taux et au risque de change sur les financements mis en place par les sociétés mères ainsi que sur ceux obtenus en

monnaie locale. Le Groupe doit prévoir d'importants moyens de financements externes dans le cadre de la réalisation des projets.

Pour limiter et maîtriser les conséquences de ces risques, le Groupe a mis en place une politique de couverture par le biais de dérivés de couverture. Les swaps de taux variable/taux fixe sont les principaux instruments de cet engagement.

## 16.1 Ventilation de la juste valeur des instruments dérivés

<i>(en milliers d'euros)</i>	<b>31/12/2009</b>	<b>31/12/2008 retraité</b>
<b>Instruments dérivés actifs :</b>		
Dérivés de couverture de flux de trésorerie	11 764	34 991
Dérivés de couverture de juste valeur	27 842	-
Dérivés de transaction	680	45
<b>TOTAL INSTRUMENTS DÉRIVÉS ACTIFS</b>	<b>40 286</b>	<b>35 036</b>
<b>Instruments dérivés passifs</b>		
Dérivés de couverture de flux de trésorerie	54 881	58 435
Dérivés de couverture de juste valeur	5 508	-
Dérivés de transaction	987	1 705
<b>TOTAL INSTRUMENTS DÉRIVÉS PASSIFS</b>	<b>61 376</b>	<b>60 140</b>
<b>TOTAL INSTRUMENTS DÉRIVÉS NETS ACTIF/(PASSIF)</b>	<b>(21 090)</b>	<b>(25 104)</b>

## 16.2 Instruments dérivés et comptabilité de couverture

### Dérivés de couverture de taux d'intérêts

Afin de se couvrir contre la hausse des taux associée à son financement à taux variable, le Groupe a contracté des instruments de type swaps de taux (payeur fixe/receveur variable) et des options.

Les dérivés de couverture de taux d'intérêts s'analysent comme suit :

<i>(en milliers d'euros)</i>	<b>31 décembre 2009</b>		<b>31 décembre 2008 retraité</b>	
	<b>Juste valeur</b>	<b>Nominal couvert</b>	<b>Juste valeur</b>	<b>Nominal couvert</b>
<b>Instruments de taux actif</b>	<b>5 118</b>	<b>277 996</b>	<b>268</b>	<b>58 637</b>
Swap	4 435	187 996	195	51 926
Options	683	90 000	73	6 711
<b>Instruments de taux passif</b>	<b>(54 830)</b>	<b>1 413 578</b>	<b>(55 033)</b>	<b>614 686</b>
Swap	(53 695)	1 238 209	(55 033)	614 686
Options	(1 135)	175 369	-	-
<b>INSTRUMENTS DE COUVERTURE DE TAUX ACTIF/(PASSIF)</b>	<b>(49 712)</b>	<b>1 691 574</b>	<b>(54 765)</b>	<b>673 323</b>

### Dérivés de couverture de change

#### Dérivés de couverture de juste valeur

Jusqu'à fin 2008, le risque de change issu des comptes courants en devise entre la holding et ses filiales était géré par un adossement à des dettes contractées dans la même devise. En 2009, le Groupe a décidé de mettre en place des instruments dérivés de change afin de couvrir ce risque.

La variation de juste valeur de ces dérivés est comptabilisée en résultat pour un montant de 22,3 millions d'euros et se compense avec la perte de change comptabilisée sur les comptes courants en devise.

**Dérivés de couverture de flux de trésorerie**

(en milliers d'euros)	31 décembre 2009			31 décembre 2008 retraité		
	EUR	USD	GBP	EUR	USD	GBP
<b>Instruments de change actif</b>	<b>5 004</b>	<b>1 642</b>	-	<b>15 371</b>	<b>19 352</b>	-
Options	1 813	-	-	2 605	2 451	-
Achats à terme	3 191	1 642	-	12 766	16 901	-
<b>Instruments de change passif</b>	<b>(51)</b>	-	-	<b>(1 276)</b>	<b>(2 064)</b>	<b>(62)</b>
Options	-	-	-	-	(622)	(62)
Achats à terme	(51)	-	-	(1 276)	(1 442)	-
<b>INSTRUMENTS DE COUVERTURE DE TAUX ACTIF/(PASSIF)</b>	<b>4 953</b>	<b>1 642</b>	-	<b>14 095</b>	<b>17 288</b>	<b>(62)</b>

Afin de se couvrir contre une exposition au risque de change associée principalement aux achats de turbines effectués par les filiales américaines, canadiennes, mexicaines et britanniques, le Groupe a conclu des instruments dérivés.

**Impacts des dérivés de couverture en capitaux propres**

En 2009, les impacts de dérivés de couverture enregistrés en capitaux propres s'élèvent à (15,2) millions d'euros.

Le montant de l'inefficacité des couvertures de flux de trésorerie enregistré en résultat financier en 2009 représente une charge de (0,4) million d'euros.

En 2008, les impacts des dérivés de couverture enregistrés en capitaux propres s'élèvent à (22,4) millions d'euros.

Le montant de l'inefficacité des couvertures de flux de trésorerie enregistré en résultat financier en 2008 représente un produit de 0,4 million d'euros.

Les flux contractuels associés aux swaps sont payés de façon simultanée aux flux contractuels des emprunts à taux variable et le montant différé en capitaux propres est reconnu en résultat sur la période où le flux d'intérêt de la dette impacte le résultat.

**16.3 Dérivés de transaction**

Cette rubrique comprend les instruments dérivés souscrits par le Groupe dans le cadre d'une politique de couverture des risques de change ou de taux, mais qui ne sont pas éligibles à la comptabilité de couverture au sens de la norme IAS 39.

En 2009, ces dérivés impactent le compte de résultat pour un montant de 0,8 million d'euros (avant effet d'impôts).

En 2008, ces dérivés impactent le compte de résultat pour un montant de (0,8) million d'euros (avant effet d'impôts).

## NOTE 17 Besoin en Fonds de Roulement

### 17.1 Composition et variation du besoin en fonds de roulement

► AU 31 DÉCEMBRE 2009

		Mouvements de l'exercice					
(en milliers d'euros)		01/01/2009	Variation du BFR	Variations de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2009
Stocks et encours	Note 17.2	279 292	307 200	4 920	(7 753)	371	584 210
Clients		301 687	60 237	3 965	(609)	8 734	374 014
Autres débiteurs courants	Note 17.3	319 581	(8 360)	10 533	4 904	(12 281)	314 377
Autres débiteurs non courants <sup>(1)</sup>		188 857	(3 521)	7 629	273	7 077	200 315
<b>ÉLÉMENTS D'ACTIF</b>		<b>1 089 417</b>	<b>355 556</b>	<b>27 047</b>	<b>(3 005)</b>	<b>3 901</b>	<b>1 472 916</b>
Fournisseurs		218 019	9 545	3 727	1 991	(3 040)	230 242
Autres passifs courants	Note 17.4	377 847	(99 581)	10 536	7 107	10 741	306 650
Autres passifs non courants <sup>(1)</sup>		224 287	186 588	11 371	3 731	(24 152)	401 825
<b>ÉLÉMENTS DE PASSIF</b>		<b>820 153</b>	<b>96 522</b>	<b>25 634</b>	<b>12 829</b>	<b>(16 451)</b>	<b>938 717</b>
<b>Retraitement des éléments suivants :</b>							
Actifs et passifs d'impôts exigibles		(3 617)	11 092	110	30	1 048	8 663
Dettes et créances sur immobilisations		136 679	(77 256)	19 075	2 410	1 221	82 129
<b>TOTAL DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT <sup>(2) (3)</sup></b>		<b>(402 326)</b>	<b>(192 840)</b>	<b>(20 598)</b>	<b>13 394</b>	<b>(22 621)</b>	<b>(624 991)</b>
Dont courant		(425 150)	(396 525)	(7 361)	9 967	4 147	(814 922)
Dont non courant		22 824	203 685	(13 237)	3 427	(26 768)	189 931

(1) Y compris les dettes et créances sur immobilisations.

(2) Hors dettes et créances sur immobilisations et actifs et passifs d'impôts exigibles.

(3) Le BFR ne comprend pas la variation des Impôts différés par soucis de cohérence avec le TFT. En effet les normes IFRS imposent de les traiter comme des éléments non monétaires.

Le solde du compte client connaît une augmentation de 72,3 millions d'euros entre le 31 décembre 2008 et le 31 décembre 2009, essentiellement due aux projets en cours aux États-Unis.

## ► AU 31 DÉCEMBRE 2008

(en milliers d'euros)		Mouvements de l'exercice					31/12/2008 retraité
		01/01/2008 retraité	Variation du BFR	Variations de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	
Stocks et encours	Note 17.2	128 331	98 696	50 659	(686)	2 292	279 292
Clients		110 769	124 793	67 177	(1 903)	851	301 687
Autres débiteurs courants	Note 17.3	189 061	113 016	9 838	(975)	8 641	319 581
Autres débiteurs non courants <sup>(1)</sup>		47 233	15 992	11 256	(1 621)	115 997	188 857
<b>ÉLÉMENTS D'ACTIF</b>		<b>475 394</b>	<b>352 497</b>	<b>138 930</b>	<b>(5 185)</b>	<b>127 781</b>	<b>1 089 417</b>
Fournisseurs		55 037	135 686	27 356	(3 247)	3 187	218 019
Autres passifs courants	Note 17.4	271 033	38 448	75 477	(2 019)	(5 092)	377 847
Autres passifs non courants <sup>(1)</sup>		212 310	9 073	20 410	10 151	(27 657)	224 287
<b>ÉLÉMENTS DE PASSIF</b>		<b>538 380</b>	<b>183 207</b>	<b>123 243</b>	<b>4 885</b>	<b>(29 562)</b>	<b>820 153</b>
<b>Retraitement des éléments suivants :</b>							
Actifs et passifs d'impôts exigibles		17 992	(22 468)	(403)	(1 382)	2 644	(3 617)
Dettes et créances sur immobilisations		82 888	58 207	(4 482)	66	-	136 679
<b>TOTAL DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT <sup>(2) (3)</sup></b>		<b>(37 894)</b>	<b>(205 029)</b>	<b>(10 802)</b>	<b>11 386</b>	<b>(159 987)</b>	<b>(402 326)</b>
<b>Dont courant</b>		<b>(164 085)</b>	<b>(194 793)</b>	<b>(24 467)</b>	<b>(386)</b>	<b>(41 419)</b>	<b>(425 150)</b>
<b>Dont non courant</b>		<b>126 191</b>	<b>(10 236)</b>	<b>13 665</b>	<b>11 772</b>	<b>(118 568)</b>	<b>22 824</b>

(1) Y compris les dettes et créances sur immobilisations.

(2) Hors dettes et créances sur immobilisations et actifs et passifs d'impôts exigibles.

(3) Le BFR ne comprend pas la variation des Impôts différés par soucis de cohérence avec le TFT. En effet les normes IFRS imposent de les traiter comme des éléments non monétaires.

Le solde du compte clients connaît une augmentation de 191,3 millions d'euros entre le 31 décembre 2007 et le 31 décembre 2008, essentiellement due à la facturation des parcs de Puente de Genave, Ecija et San Martin de Pusa en Espagne, du parc Vaux de Roques en France et à l'entrée de périmètre du groupe EDF ENR.

## 17.2 Stocks et encours

(en milliers d'euros)	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Travaux en cours <sup>(1)</sup>	233 649	104 393
Matières premières et approvisionnements <sup>(2)</sup>	347 806	164 544
Produits finis	8 666	15 828
<b>Stocks bruts</b>	<b>590 121</b>	<b>284 765</b>
Provisions	(5 911)	(5 473)
<b>STOCKS NETS</b>	<b>584 210</b>	<b>279 292</b>

(1) Les travaux en cours correspondent pour l'essentiel à des coûts de développement et de construction de centrales énergétiques destinées à être vendues, traités selon la norme IAS 11 dès lors que ces coûts de construction correspondent à une activité future du contrat et pour lesquels les critères de reconnaissance du chiffre d'affaires ne sont pas atteints à la clôture sur la base de l'avancement à cette date.

La variation des travaux en cours, entre le 31 décembre 2008 et le 31 décembre 2009, résulte essentiellement de la mise en place de nouveaux projets (Linden, Nobles) et de l'avancement des parcs français.

(2) Les matières premières et approvisionnements sont en augmentation entre le 31 décembre 2008 et le 31 décembre 2009, du fait de l'achat de panneaux solaires dans le cadre du développement et de la commercialisation de parcs photovoltaïques chez EDF EN Développement et chez le groupe Tenesol ainsi que de l'achat de turbines aux États-Unis dans le cadre de la réalisation de projets futurs.



### 17.3 Autres débiteurs

(en milliers d'euros)	31 décembre 2009		31 décembre 2008 retraité	
	Courant	Non courant	Courant	Non courant
Avances et acomptes versés <sup>(1)</sup>	80 379	-	175 139	-
Charges constatées d'avance	11 954	9 543	5 215	10 385
Actifs d'impôt exigibles	4 846	-	20 323	-
Autres créances <sup>(2)</sup>	217 198	190 772	118 904	178 472
<b>TOTAL</b>	<b>314 377</b>	<b>200 315</b>	<b>319 581</b>	<b>188 857</b>

(1) Le poste Avances et acomptes versés est essentiellement constitué de paiements d'acomptes sur achats de turbines et de panneaux solaires destinés aux parcs de l'activité Développement-Vente d'Actifs Structurés. La diminution des avances est essentiellement due aux avances sur les projets aux États-Unis.

(2) L'augmentation du poste autres créances provient essentiellement des « Incentive Tax Credit » aux États-Unis et à divers crédits de TVA en France et en Italie.

### 17.4 Autres passifs

(en milliers d'euros)	31 décembre 2009		31 décembre 2008 retraité	
	Courant	Non courant	Courant	Non courant
Avances et acomptes reçus	104 184	-	101 509	-
Dettes fiscales	34 031	411	38 649	395
Dettes sociales	25 540	735	18 917	528
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	71 436	11 578	124 491	12 606
Produits constatés d'avance <sup>(1)</sup>	33 999	167 104	56 312	90 090
Autres dettes <sup>(1)</sup>	23 951	221 997	21 263	120 668
<b>Autres créiteurs</b>	<b>293 141</b>	<b>401 825</b>	<b>361 141</b>	<b>224 287</b>
Passif d'impôts exigibles	13 509	-	16 706	-
<b>TOTAL</b>	<b>306 650</b>	<b>401 825</b>	<b>377 847</b>	<b>224 287</b>

(1) L'évolution des produits constatés d'avance et des autres dettes provient essentiellement des investissements dans les partenariats aux États-Unis, notamment sur les « Incentive Tax Credit » et les « Production Tax Credit ».

## NOTE 18 Trésorerie et équivalents de trésorerie

### Trésorerie nette à l'ouverture

(en milliers d'euros)	01/01/2009	01/01/2008 retraité
Trésorerie et équivalents de trésorerie au bilan <sup>(1)</sup>	584 185	324 794
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>	<b>584 185</b>	<b>324 794</b>
Découverts bancaires <sup>(1)</sup>	(138 429)	(34 707)
<b>TRÉSORERIE NETTE A L'OUVERTURE AU TFT</b>	<b>445 756</b>	<b>290 087</b>

(1) Changement de présentation : désormais, les comptes de réserves (DSRA) pour la couverture de dettes sont présentés dans les prêts et créances financières et non plus dans la trésorerie bloquée. L'impact de ce changement est de 45,2 millions d'euros à l'ouverture 2008 et de 49,3 millions d'euros à fin 2008.

## Trésorerie nette à la clôture

(en milliers d'euros)	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Trésorerie et équivalents de trésorerie au bilan <sup>(1)</sup>	466 285	584 185
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>	<b>466 285</b>	<b>584 185</b>
Découverts bancaires	(34 925)	(138 429)
<b>TRÉSORERIE NETTE A LA CLÔTURE AU TFT</b>	<b>431 360</b>	<b>445 756</b>

(1) Changement de présentation : désormais, les comptes de réserves (DSRA) pour la couverture de dettes sont présentés dans les prêts et créances financières et non plus dans la trésorerie bloquée. L'impact de ce changement est de 45,2 millions d'euros à l'ouverture 2008 et de 49,3 millions d'euros à fin 2008.

## NOTE 19 Actifs et passifs détenus en vue de la vente

Cette rubrique recense les actifs et passifs détenus en vue de la vente définis selon la norme IFRS 5.

Au 31 décembre 2009, aucun groupe d'actifs et de passifs n'a été identifié comme devant être classé en « actifs détenus en vue de la vente ».

## NOTE 20 Capitaux propres

### 20.1 Capital social

(en euros)	Nombre d'actions	Valeur nominale	Capital social
Capital social au 31 décembre 2007	62 054 734	1,6	99 287 574
Augmentation de capital du 18 septembre 2008	15 513 682	1,6	24 821 892
Capital social au 31 décembre 2008	77 568 416	1,6	124 109 466
<b>CAPITAL SOCIAL AU 31 DÉCEMBRE 2009</b>	<b>77 568 416</b>	<b>1,6</b>	<b>124 109 466</b>

Aucun changement n'est intervenu cette année sur le capital social.

### 20.2 Actions propres

Dans le cadre du programme de rachat d'actions qui a fait l'objet d'un contrat de liquidité selon les dispositions prévues par l'Autorité des marchés financiers (AMF), au cours de l'exercice 2009, 1 217 920 actions ont été achetées, pour un montant de 39,5 millions d'euros et 1 327 002 actions ont été vendues pour un montant de 43 millions d'euros.

Au 31 décembre 2009, le Groupe détient 220 289 actions propres, dont 84 655 dans le cadre du contrat de liquidité et 135 634 afin de couvrir les différents plans d'actions gratuites mis en place par le Groupe en 2008 et 2009, pour une valeur totale de 7,1 millions d'euros.

### 20.3 Distribution de dividendes

L'assemblée générale des actionnaires du 27 mai 2009 a décidé une distribution de dividendes pour un montant de 20,9 millions d'euros correspondant à 0,27 euro par action, mis en paiement le 15 juin 2009.

Au jour de la mise en paiement, le nombre d'actions propres détenues par EDF EN s'élevait à 135 023 sur un total de 77 568 416 actions. Le dividende correspondant à ces actions propres est égal à 36 456,21 euros. Ce montant a été affecté à la réserve ordinaire.

## NOTE 21 Passifs financiers

### 21.1 Répartition courant/non courant

La répartition entre les passifs financiers courants et non courants se présente comme suit :

(en milliers d'euros)	31 décembre 2009			31 décembre 2008 retraité		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Emprunts auprès des établissements de crédits <sup>(1) (3)</sup>	1 174 225	1 193 287	<b>2 367 512</b>	917 114	770 431	<b>1 687 545</b>
Autres dettes financières <sup>(2)</sup>	101 438	911 150	<b>1 012 588</b>	45 933	176 559	<b>222 492</b>
Découverts bancaires	34 924	-	<b>34 924</b>	138 429	-	<b>138 429</b>
Juste valeur des dérivés de couverture	51	54 830	<b>54 881</b>	3 403	55 032	<b>58 435</b>
Juste valeur des dérivés de juste valeur	5 508	-	<b>5 508</b>	-	-	-
Juste valeur des dérivés de transaction	(37)	1 025	<b>988</b>	60	1 645	<b>1 705</b>
<b>PASSIFS FINANCIERS</b>	<b>1 316 109</b>	<b>2 160 292</b>	<b>3 476 401</b>	<b>1 104 939</b>	<b>1 003 667</b>	<b>2 108 606</b>

(1) Y compris les intérêts courus pour 3,9 millions d'euros en 2008 et 4,5 millions d'euros en 2009.

(2) Y compris les crédits-bails pour 55,6 millions d'euros en 2008 et 65,6 millions d'euros en 2009 et dont 640 millions d'euros de ligne de crédit EDF.

(3) Y compris le retraitement des frais de mise en place d'emprunt pour (28,4) millions d'euros en 2008 et (37,3) millions d'euros en 2009.

### 21.2 Échéancier des emprunts et des dettes financières en valeur nette comptable

(en milliers d'euros)	Au 31 décembre 2009		
	Emprunts auprès des Établissements de crédit <sup>(1)</sup>	Autres dettes financières	Total
A moins d'un an	1 174 225	101 438	1 275 663
Entre un et cinq ans	340 796	762 648	1 103 444
A plus de cinq ans	852 491	148 502	1 000 993
<b>TOTAL AU 31/12/2009</b>	<b>2 367 512</b>	<b>1 012 588</b>	<b>3 380 100</b>

(1) Y compris les intérêts courus pour 4,5 millions d'euros (classés en moins d'un an).

A fin 2009, les dettes à moins d'un an comprennent les financements de projet en place, les lignes de crédit corporate utilisées, des prêts relais en attente de mise en place de financement de projet et d'autres dettes financières telles que les dettes constatées dans le cadre de rachats futurs d'intérêts minoritaires.

Le financement des projets mis en œuvre par le Groupe, notamment pour les parcs éoliens et les centrales solaires photovoltaïques, implique un recours important à l'endettement, principalement dans le cadre de « financements de projets ». Par financement de projet, on entend tout endettement lié à un contrat. Chaque contrat est logé dans la structure qui va exploiter le projet correspondant. Il revêt essentiellement la forme d'un emprunt long terme (de 12 à 18 ans en moyenne) amortissable en fonction notamment des conditions de production (conditions de vent et d'ensoleillement)

sans recours (ou à recours limité) vis-à-vis d'EDF EN SA car seuls les actifs du projet financé sont garantis. Les contrats sont essentiellement conclus avec les principaux établissements de crédit de premier plan.

Ainsi, les financements de projets sont constitués des emprunts auprès des établissements de crédit, des dettes financières de crédit-bail ; retraités des emprunts du groupe ENR et de l'utilisation des lignes de crédit (hors découverts bancaires).

Les autres dettes financières sont composées des dépôts et garantis reçus, des engagements de rachats de minoritaires, des compléments de prix, de l'emprunt EDF, ainsi que des dettes financières de crédit-bail.

Au 31 décembre 2008

<i>(en milliers d'euros)</i>	Emprunts auprès des Établissements de crédit <sup>(1)</sup>	Autres dettes financières	Total
A moins d'un an	917 114	45 933	963 047
Entre un et cinq ans	207 735	90 914	298 649
A plus de cinq ans	562 696	85 645	648 341
<b>TOTAL AU 31/12/2008 (RETRAITÉ)</b>	<b>1 687 545</b>	<b>222 492</b>	<b>1 910 037</b>

(1) Y compris les intérêts courus pour 3,9 millions d'euros (classés en moins d'un an).

### 21.3 Variation des emprunts et dettes financières

<i>(en milliers d'euros)</i>	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Total
<b>01/01/2008 retraité</b>	<b>931 207</b>	<b>155 941</b>	<b>1 087 148</b>
Augmentations <sup>(1)</sup>	2 435 969	57 540	2 493 509
Diminutions <sup>(2)</sup>	(1 682 854)	(12 791)	(1 695 645)
Mouvements de périmètre	17 313	25 384	42 697
Écarts de conversion	(7 064)	(3 916)	(10 980)
Autres	(7 026)	334	(6 692)
<b>31/12/2008 retraité</b>	<b>1 687 545</b>	<b>222 492</b>	<b>1 910 037</b>
Augmentations <sup>(3)</sup>	1 383 058	891 938	2 274 996
Diminutions <sup>(4)</sup>	(698 436)	(205 625)	(904 061)
Mouvements de périmètre	(166)	97 753	97 587
Écarts de conversion	630	925	1 555
Autres	(5 119)	5 105	(14)
<b>31/12/2009</b>	<b>2 367 512</b>	<b>1 012 588</b>	<b>3 380 100</b>

(1) Y compris intérêts courus pour 13,6 M€.

(2) Y compris intérêts courus pour (14,3) M€.

(3) Y compris intérêts courus pour 4,7 M€.

(4) Y compris intérêts courus pour (4,3) M€.

## 21.4 Analyse des emprunts et dettes financières par pays

Au 31 décembre 2009, l'analyse par pays des emprunts du Groupe est la suivante :

(en milliers d'euros)	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Total emprunts et dettes financières	À taux fixe	À taux variable	Échéance < 1 an	Échéance 1 à 5 ans	Échéance > 5 ans	Montant faisant l'objet d'une couverture
Allemagne	684	-	684	684	-	152	532	-	-
Belgique	194	7 263	7 457	7 457	-	968	3 228	3 261	-
Bulgarie	1 851	1 622	3 473	1 608	1 865	1 436	2 037	-	-
Canada	32 823	-	32 823	-	32 823	34 257	(1 434)	-	-
Espagne	3 691	3 467	7 158	3 520	3 638	756	2 637	3 765	14 010
France <sup>(1)</sup>	1 152 024	760 995	1 913 019	137 946	1 775 073	900 032	792 699	220 288	841 019
Grèce	181 251	36 760	218 011	(301)	218 312	90 899	56 111	71 001	84 382
Italie	193 433	51 048	244 481	3 270	241 211	123 990	48 730	71 761	157 752
Portugal	326 010	4 488	330 498	40 308	290 190	21 135	88 879	220 484	188 315
Royaume-Uni	51 998	46 239	98 237	430	97 807	52 724	24 087	21 426	47 621
Turquie	48 080	5 105	53 185	49 028	4 157	32 657	15 990	4 538	-
États-Unis	375 473	95 601	471 074	105 495	365 579	16 657	69 948	384 469	358 474
<b>TOTAL</b>	<b>2 367 512</b>	<b>1 012 588</b>	<b>3 380 100</b>	<b>349 445</b>	<b>3 030 655</b>	<b>1 275 663</b>	<b>1 103 444</b>	<b>1 000 993</b>	<b>1 691 573</b>
Découverts bancaires			34 924		34 924	34 924			
<b>TOTAL</b>			<b>3 415 024</b>	<b>349 445</b>	<b>3 065 579</b>	<b>1 310 587</b>	<b>1 103 444</b>	<b>1 000 993</b>	<b>1 691 573</b>

(1) Y compris groupe ENR pour 46,9 millions d'euros à fin 2008 et 94,4 millions d'euros à fin 2009.

Au 31 décembre 2008 (retraité), l'analyse par pays des emprunts du Groupe est la suivante :

(en milliers d'euros)	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Total emprunts et dettes financières	À taux fixe	À taux variable	Échéance < 1 an	Échéance 1 à 5 ans	Échéance > 5 ans	Montant faisant l'objet d'une couverture
Allemagne	890	-	890	890	-	206	608	76	-
Belgique	571	4 282	4 853	4 853	-	994	1 938	1 921	-
Bulgarie	3 280	20	3 300	-	3 300	1 436	1 864	-	-
Danemark	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Espagne	4 360	4 780	9 140	3 218	5 922	2 255	2 602	4 283	16 487
France <sup>(1)</sup>	820 687	78 821	899 508	93 168	806 340	630 156	112 998	156 354	157 210
Grèce	131 139	48 023	179 162	-	179 162	51 892	43 758	83 512	76 549
Italie	106 515	6 035	112 550	1 025	111 525	72 912	27 369	12 269	35 971
Mexique	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Portugal	289 893	6 757	296 650	43 532	253 118	15 357	64 529	216 764	243 056
Royaume-Uni	54 194	21 174	75 368	1 462	73 906	25 936	22 415	27 017	42 582
Turquie	9 965	-	9 965	9 965	-	627	3 797	5 541	-
États-Unis	266 051	52 600	318 651	53 241	265 410	161 276	16 771	140 604	101 468
<b>TOTAL</b>	<b>1 687 545</b>	<b>222 492</b>	<b>1 910 037</b>	<b>211 354</b>	<b>1 698 683</b>	<b>963 047</b>	<b>298 649</b>	<b>648 341</b>	<b>673 323</b>
Découverts bancaires			138 429		138 429	138 429			
<b>TOTAL</b>			<b>2 048 466</b>	<b>211 354</b>	<b>1 837 112</b>	<b>1 101 476</b>	<b>298 649</b>	<b>648 341</b>	<b>673 323</b>

(1) Y compris groupe ENR pour 46,9 millions d'euros à fin 2008 et 94,4 millions d'euros à fin 2009.

Au 31 décembre 2009, les dettes à taux fixe après couverture représentent 60 % du total des emprunts et dettes financières (hors trésorerie passive).

Au 31 décembre 2008, les dettes à taux fixe après couverture représentaient 46 % du total des emprunts et dettes financières (hors trésorerie passive).

Comme indiqué en note 21.2, les dettes à moins d'un an sont, pour l'essentiel, utilisées pour financer les projets, dans l'attente de la mise en place de financements long terme.

## 21.5 Ventilation des emprunts et dettes financières par devise

(en milliers d'euros)	31/12/2009	31/12/2008 retraité
En euro (EUR)	2 777 983	1 194 255
En dollar américain (USD)	471 074	597 261
En livre britannique (GBP)	98 238	118 501
En dollar canadien (CAD)	32 823	-
En autres devises	(18)	20
<b>TOTAL</b>	<b>3 380 100</b>	<b>1 910 037</b>

Les emprunts libellés en « autres devises » sont principalement libellés en nouvelle livre turque (TRL).

Auparavant, chaque créance en devises était adossée à un passif dans la même devise. Désormais, les créances financières de la holding libellées en devises sont couvertes par des instruments dérivés et non plus par des passifs en devises.

## 21.6 Endettement financier net

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués des créances financières à court terme, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers de maturité

initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie quelle que soit leur maturité, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité (OPCVM monétaires, obligations gouvernementales, titres de créances négociables).

(en milliers d'euros)		31/12/2009	31/12/2008 retraité
Emprunts et dettes financières	Note 21.1	3 380 100	1 910 037
Découverts bancaires	Note 21.1	34 924	138 429
Juste valeur des dérivés passifs	Note 16.1	61 376	60 140
Juste valeur des dérivés actifs	Note 16.1	(40 286)	(35 036)
Créances financières à court terme (nettes de provision)	Note 14.1	(232 234)	(175 561)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au bilan	Note 18	(466 285)	(584 185)
<b>Endettement financier net</b>		<b>2 737 595</b>	<b>1 313 824</b>

Les justes valeurs de dérivés concernent des dérivés de taux et de change (cf. note 16).

## NOTE 22 Gestion des risques financiers

### 22.1 Risque de taux

#### Financement de projets

Le financement des projets du Groupe, notamment les parcs éoliens et les centrales solaires, implique un recours important à l'endettement (principalement dans le cadre de financement de projets). Dans ces conditions, une hausse significative des taux d'intérêts peut avoir un impact sur la rentabilité des projets futurs du Groupe.

Afin de limiter ce risque, le Groupe a mis en place une politique de couverture des risques de taux par le biais généralement de contrats d'échanges de conditions d'intérêt (swap de taux). D'un point de vue économique, la mise en place de ces swaps permet de convertir des emprunts à taux variable en emprunts à taux fixe et de se prémunir contre la fluctuation du montant des intérêts.

En général, les établissements bancaires arrangeurs demandent une couverture à hauteur de 70 % à 100 % du montant du financement et pour 80 % à 100 % de sa durée. Ainsi, les centrales en exploitation bénéficient de taux fixés à long terme.

### Financement Corporate

Dans le cadre de ses financements Corporate, le Groupe dispose de lignes de crédit conclues à taux variable. Afin de limiter le risque associé, le Groupe a conclu des contrats de swap de taux et d'options « vanilles ».

### Ventilation des emprunts par taux avant et après swaps

(en milliers d'euros)	31 décembre 2009			31 décembre 2008 retraité		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture
A taux fixe	349 445	1 691 573	2 041 018	211 354	673 323	884 677
A taux variable	3 030 655	(1 691 573)	1 339 082	1 698 683	(673 323)	1 025 360
<b>TOTAL</b>	<b>3 380 100</b>	<b>-</b>	<b>3 380 100</b>	<b>1 910 037</b>	<b>-</b>	<b>1 910 037</b>

### Tests de sensibilité

Sur la base de la situation financière du Groupe au 31 décembre 2009 et au 31 décembre 2008, des tests de sensibilité ont été réalisés, montrant l'impact estimé sur le compte de résultat et sur les capitaux propres d'une variation de +/- 50 points de base des taux d'intérêt en 2009, compte tenu de la faiblesse des taux, et de +/- 100 points de base pour 2008.

(en milliers d'euros)	Compte de résultat		Capitaux propres	
	+ 0,5 %	-0,5 %	+ 0,5 %	-0,5 %
31 décembre 2009	(385)	608	35 322	(37 896)
	+ 1 %	- 1 %	+ 1 %	- 1 %
31 décembre 2008 retraité	(4 042)	4 013	20 445	(48 479)

## 22.2 Risque de change

Ce risque est lié à l'activité du Groupe en dehors de la zone euro. Il est principalement concentré pour l'exercice 2009 sur le dollar, la livre sterling, le dollar canadien et le peso mexicain.

Il a été identifié à plusieurs niveaux :

### Le risque de change lié au bilan

- du fait de la détention de filiales aux États-Unis et au Royaume-Uni, le Groupe est exposé à un risque de change sur son bilan (impact sur les réserves de conversion dans les capitaux propres). Dans les comptes consolidés, la situation nette d'une filiale en devise est valorisée au cours de clôture. Ainsi, la comparaison de valorisation entre deux clôtures de la situation nette d'une société peut faire apparaître des écarts de conversion dont l'impact sur les capitaux propres au 31 décembre 2009 est faible (variation négative de 23 millions d'euros de réserve de conversion au 31 décembre 2009) et à mettre en regard d'un montant de 1 572 millions d'euros de capitaux propres à cette même date ;
- tous les financements de projets sont conclus dans la devise domestique du pays concerné. Ainsi, l'actif et le financement

### Couverture globale

La gestion de financements de projets ainsi que celle des lignes Corporate amènent le Groupe à disposer au 31 décembre 2009 soit directement, soit par le biais de divers instruments, de 60 % du montant total des emprunts et dettes financières (hors trésorerie passive) à taux fixe.

correspondant étant exprimés dans la même devise, toute distorsion dans leurs valorisations à la clôture est évitée ;

- jusqu'à fin 2008, le risque de change issu des comptes courants en devise entre la holding et ses filiales était géré par un adossement à des dettes contractées dans la même devise. En 2009, le Groupe a décidé de mettre en place des instruments dérivés de change afin de couvrir ce risque.

### Le risque de change lié aux achats de matériels

Ce risque résulte de l'achat de matériel dans une devise différente de la devise domestique de comptabilisation. A ce jour, il s'agit essentiellement des achats de turbines effectués par les filiales américaines, mexicaines et britanniques du Groupe auprès des fabricants européens ainsi que de l'acquisition de panneaux photovoltaïques pour un montant moins significatif.

La politique du Groupe consiste à couvrir ce risque dès qu'il est connu sur la base du cours du budget du projet concerné en ayant recours essentiellement à des achats/ventes à terme et options « vanilles ». Si des modifications interviennent sur les conditions de paiement (échéances) ou sur les montants engagés en devise, les instruments de couvertures utilisés sont alors ajustés en conséquence.



## Ventilation des actifs et passifs par devise

Au 31 décembre 2009					
(en milliers d'euros)	EUR	GBP	USD	Autres	TOTAL
Actifs	4 157 078	253 954	1 413 769	300 316	6 125 117
Passifs	3 468 062	60 487	870 251	153 849	4 552 649
<b>Position nette avant gestion</b>	<b>689 016</b>	<b>193 467</b>	<b>543 518</b>	<b>146 467</b>	<b>1 572 468</b>
Effet gestion	(22 334)	(1 548)	27 841	(3 959)	-
<b>Position nette après gestion</b>	<b>666 682</b>	<b>191 919</b>	<b>571 359</b>	<b>142 508</b>	<b>1 572 468</b>

Au 31 décembre 2008 (retraité)					
(en milliers d'euros)	EUR	GBP	USD	Autres	TOTAL
Actifs	3 156 462	188 724	1 064 606	103 332	4 513 124
Passifs	1 791 878	159 514	1 054 758	32 916	3 039 066
<b>Position nette avant gestion</b>	<b>1 364 584</b>	<b>29 210</b>	<b>9 848</b>	<b>70 416</b>	<b>1 474 058</b>
Effet gestion	-	-	-	-	-
<b>Position nette après gestion</b>	<b>1 364 584</b>	<b>29 210</b>	<b>9 848</b>	<b>70 416</b>	<b>1 474 058</b>

## Tests de sensibilité

Pour couvrir notamment ses achats futurs d'actifs en devises, le Groupe a recours à des contrats à terme et à des options. Les tests de sensibilité réalisés sur ces instruments au 31 décembre 2009 et au 31 décembre 2008 montrent qu'une variation de +/- 10 % des cours de change aurait les impacts suivants sur le compte de résultat et sur les capitaux propres :

(en milliers d'euros)	Compte de résultat		Capitaux propres	
	+ 10 %	- 10 %	+ 10 %	- 10 %
31 décembre 2009	(95 169)	52 540	1 851	(13 452)
31 décembre 2008	1 210	215	27 141	(30 707)

## 22.3 Risques de liquidité

### Risque de liquidité lié au financement des projets

Le modèle de croissance du Groupe consiste à développer des projets de centrales de production d'électricité dont le financement est assuré par des financements de projets sans recours et par l'utilisation, le cas échéant, de « prêt relais » durant la période de construction (projets de taille conséquente).

Le Groupe estime que, même si les conditions financières se sont améliorées au cours de l'année 2009 sans toutefois revenir aux conditions antérieures à la crise financière, l'allongement des délais dans la finalisation des dossiers de financement de ses projets constaté en 2008 s'est accentué en 2009. Le Groupe ne perçoit pas non plus de signes tangibles de réduction des délais nécessaires pour mettre en place des financements de projet.

L'activité DVAS dans le contexte actuel de crise a subi un ralentissement en 2009 en comparaison avec l'année record de 2008. Le Groupe constate que les acheteurs – essentiellement des compagnies électriques ou des fonds d'investissements – restent confrontés à des difficultés pour obtenir le financement bancaire nécessaire pour réaliser la transaction, et que de plus en plus, les acheteurs demandent des délais de règlement pour leur permettre de mettre en place leurs financements. Par ailleurs, le Groupe

constate, en particulier aux États-Unis, une tendance de la part des compagnies électriques à chercher à réduire leurs acomptes de paiement, ce qui est de nature à avoir un impact sur le besoin en fonds de roulement du Groupe.

La quasi-totalité des financements de projet prévoient des clauses d'exigibilité anticipée notamment en cas de non-respect d'un niveau minimum de couverture du service de la dette de la société de projet au regard de ses revenus mesuré par un ratio dit « DSCR » (*Debt Service Coverage Ratio*). La clause d'exigibilité anticipée se déclenche en général lorsque le ratio devient inférieur à 1.

### Risque de liquidité lié aux activités courantes

#### Lignes de crédits

Le Groupe doit financer les acomptes versés lors de la réservation des turbines, les stocks de panneaux solaires, le besoin en fonds de roulement généré par l'activité de Ventes d'Actifs Solaires et Éoliens, ainsi qu'un certain nombre de parcs éoliens ou solaires en construction et n'ayant pas encore conclu leur financement de projet sans recours. Pour cela, il dispose, au 31 décembre 2009, de lignes de crédits corporate et de découverts bancaires d'un montant total de 1 566 millions d'euros. Ces montants incluent une ligne de crédit de 640 millions d'euros conclue avec le groupe EDF qui est susceptible d'être augmentée en cas de besoin.

Les contreparties de l'ensemble des lignes de crédits bancaires sont des grands établissements français et internationaux. Le Groupe a centralisé la mise en place et l'utilisation de ces moyens de financements et de ce fait, la gestion des risques correspondants. Comme les tirages de ces lignes ont une échéance inférieure à un an le Groupe classe ces lignes en passifs financiers courants.

Les financements Corporate conclus hors du Groupe contiennent des clauses d'exigibilité anticipée qui prennent en compte différents ratios dont un ratio EBITDA/Frais financiers nets qui doit en général être supérieur à 2 et un seuil maximal de dettes.

### Excédents de trésorerie

Le Groupe a centralisé la gestion de ses excédents de trésorerie lorsque la législation ou les contrats de financement de projets le permettent. Il sécurise ses placements financiers en privilégiant systématiquement des supports de type monétaire et/ou obligataire. Ces placements, dont les maturités moyennes sont inférieures à 3 mois, sont effectués auprès de contreparties de premier rang. Au 31 décembre 2009, le Groupe dispose d'une trésorerie de 431 millions d'euros.

### ► LIGNES DE CRÉDIT AU 31 DÉCEMBRE 2009

(en milliers d'euros)	Montant	Utilisation	Non-utilisation
<b>Ligne moyen terme</b>			
► échéance 2010	130	130	-
► échéance 2011	225	225	-
► échéance 2012	670	670	-
► échéance 2013	220	220	-
► échéance 2014	100	100	-
<b>TOTAL</b>	<b>1 345</b>	<b>1 345</b>	<b>0</b>
<b>Lignes 364 jours renouvelables <sup>(1)</sup></b>			
► échéance 2010	108	108	-
<b>Découverts bancaires</b>	<b>113</b>	<b>35</b>	<b>78</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1 566</b>	<b>1 488</b>	<b>78</b>

(1) Ligne de crédit adossée à de la trésorerie.

### ► LIGNES DE CRÉDIT AU 31 DÉCEMBRE 2008

(en milliers d'euros)	Montant	Utilisation	Non-utilisation
<b>Ligne moyen terme</b>			
► échéance 2009	60	57	3
► échéance 2010	100	98	2
► échéance 2012	670	115	555
► échéance 2013	220	204	16
<b>TOTAL</b>	<b>1 050</b>	<b>474</b>	<b>576</b>
<b>Découverts bancaires</b>	<b>140</b>	<b>138</b>	<b>2</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1 190</b>	<b>612</b>	<b>578</b>

### Échéancier des passifs financiers sur la base des flux de trésorerie contractuels

Cet échéancier est établi sur la base des flux de trésorerie contractuels, non actualisés, qui peuvent être différents des montants inscrits au bilan au 31 décembre 2009.

Il prend en compte le financement des dépenses prévisionnelles des parcs en construction dans le cas où le financement de

projet, d'ores et déjà conclu, intègre la période de construction. Les montants empruntés sont donc croissants jusqu'aux mises en exploitation des parcs, lesquelles sont prévues pour certains projets postérieurement au 31 décembre 2009.

Le tableau suivant présente, dans la colonne des flux de trésorerie à moins d'un an, la part des remboursements à court terme diminuée des tirages contractuels attendus.

(en milliers d'euros)	Valeur nette comptable			Flux de trésorerie contractuels			
	Courant	Non courant	Total	A moins d'un an	Entre un et cinq ans	A plus de cinq ans	Total
Emprunts auprès des établissements de crédit	1 174 225	1 193 287	2 367 512	1 029 857	598 614	1 248 214	2 876 685
Autres dettes financières	101 438	911 150	1 012 588	102 448	765 777	151 824	1 020 049
Découverts bancaires	34 924	-	34 924	34 924	-	-	34 924
Instruments de dérivés de taux d'intérêts nets (passif-actifs)	-	49 712	49 712	30 338	14 340	(34 912)	9 766
Instruments de dérivés de change	5 559	-	5 559	5 559	-	-	5 559
Instruments de dérivés de transaction	987	-	987	987	-	-	987
Dettes fournisseurs	230 242	-	230 242	230 242	-	-	230 242
Autres créditeurs <sup>(1)</sup>	199 571	-	199 571	199 571	-	-	199 571

(1) Sont inclus en autres créditeurs dans le tableau du risque de liquidité : les avances et acomptes reçus, les dettes sur immobilisations et les autres dettes courantes (voir note 17.4).

## 22.4 Risque de crédit

Selon la norme IFRS 7, le risque de crédit représente le risque de perte financière pour le Groupe dans le cas où un client ou une contrepartie à un instrument financier viendrait à manquer à ses obligations contractuelles.

Le Groupe a poursuivi en 2009 le développement et la mise en œuvre d'une politique de quantification et de gestion du risque de contrepartie. Cette politique de gestion, centralisée au siège pour l'ensemble des entités du Groupe, s'articule autour de quatre axes majeurs : le risque d'impayé, le risque de non-exécution des engagements contractuels d'un tiers envers le Groupe, le risque lié aux assurances et enfin le risque lié à la trésorerie et aux financements.

Dans le cadre de sa maîtrise du risque d'impayé, le Groupe veille à ne travailler qu'avec des acteurs d'envergure du marché de l'énergie (*Utilities* aux États-Unis, EDP au Portugal, etc.). Dans le cadre plus spécifique du DVAS, le Groupe veille également à ne pas créer ni entretenir de dépendance vis-à-vis de l'un de ses clients. Ces stratégies lui permettent aujourd'hui d'identifier et de gérer au mieux l'exposition inhérente à ces activités.

Au regard des fondamentaux du marché, la diversification des sources d'approvisionnement est considérée comme une des priorités du Groupe. Ce processus de contractualisation en direction d'acteurs de référence, déjà entamé en 2007, lui permet de sécuriser ses approvisionnements dans un contexte de forte demande.

Conscient que les risques liés aux assurances et aux instruments de financement constituent aujourd'hui une large part de son exposition aux risques de contrepartie, et dans la continuité des

dispositions établies dans sa politique de gestion, le Groupe s'engage à ne faire appel qu'à des institutions de premier plan dans l'exercice de ses activités.

La valeur comptable des actifs financiers représente l'exposition maximale au risque de crédit.

L'exposition maximale au risque de crédit est de 1 510 millions d'euros au 31 décembre 2009. Il représente la valeur comptable des actifs présentés dans la note 23.

Les créances financières que détient le Groupe sont principalement constituées de créances vis-à-vis de sociétés consolidées en intégration proportionnelle et qui développent des parcs éoliens ou vis-à-vis de sociétés non consolidées. Dans le premier cas, ces créances sont sans risque car elles financent le développement des actifs et leur construction le temps de la mise en place du financement de projet et le Groupe dispose dans la quasi-totalité des cas de nantissement sur les actifs et sur les titres des sociétés de projet. En ce qui concerne les créances vis-à-vis de sociétés non consolidées, le Groupe finance des projets de développement innovants pour lesquels les engagements financiers restent cohérents avec les fonds propres et les résultats du Groupe en terme d'impact. De plus par le choix de partenaires sérieux, comme par exemple le CEA ou Photowatt, ainsi que par un suivi rigoureux et fréquent des dépenses engagées pour ces programmes, le contrôle de leur avancement et de leur rentabilité, le Groupe limite son risque de crédit. Il est en mesure de mettre rapidement un terme à ces investissements lorsque les critères de rentabilité ou de processus ne sont pas satisfaisants.

## NOTE 23 Information sur la juste valeur des instruments financiers

Le tableau suivant indique la juste valeur des actifs et passifs financiers, ainsi que leur valeur comptable au bilan.

(en milliers d'euros)	31 décembre 2009		31 décembre 2008 retraité	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
<b>Actif</b>				
Actif financiers disponibles à la vente	49 690	49 690	47 503	47 503
Juste valeur positive des dérivés de couverture	39 606	39 606	34 991	34 991
Juste valeur positive des dérivés de transaction	680	680	45	45
Actifs au coût amorti	1 419 936	1 419 936	1 399 319	1 399 319
<i>Prêts et créances financières</i>	282 060	282 060	219 404	219 404
<i>Créances clients</i>	374 014	374 014	301 687	301 687
<i>Autres débiteurs<sup>(1)</sup></i>	297 577	297 577	294 043	294 043
<i>Trésorerie et équivalents de trésorerie au bilan<sup>(3)</sup></i>	466 285	466 285	584 185	584 185
<b>Passif</b>				
Passifs au coût amorti	3 844 838	3 848 137	2 513 748	2 531 477
<i>Emprunts et dettes financières</i>	3 380 100	3 383 399	1 910 037	1 927 766
<i>A taux variable</i>	3 030 655	3 030 655	1 698 683	1 698 683
<i>A taux fixe</i>	349 445	352 744	211 354	229 083
<i>Dettes fournisseurs</i>	230 242	230 242	218 019	218 019
<i>Autres créditeurs<sup>(2)</sup></i>	199 571	199 571	247 263	247 263
<i>Découverts bancaires</i>	34 925	34 925	138 429	138 429
Juste valeur négative des dérivés de couverture	60 389	60 389	58 435	58 435
Juste valeur négative des dérivés de transaction	987	987	1 705	1 705

(1) Les autres débiteurs comprennent les avances et acomptes versées et les autres créances (voir note 17.3).

(2) Les autres créditeurs comprennent les avances et acomptes reçus, les dettes sur immobilisations et les autres dettes (voir note 17.4).

(3) Changement de présentation :

Désormais, les comptes de réserves (DSRA) pour la couverture de dettes sont présentés dans les prêts et créances financières et non plus dans la trésorerie bloquée. L'impact de ce changement est de 45,2 millions d'euros à l'ouverture 2008 et de 49,3 millions d'euros à fin 2008.

### Hiérarchie des justes valeurs au 31 décembre 2009

Les instruments financiers à la juste valeur sont classés selon le niveau de hiérarchie suivante :

- ▶ niveau 1 : instruments financiers faisant l'objet de cotation sur un marché actif ;
- ▶ niveau 2 : instruments financiers dont l'évaluation fait appel à l'utilisation de techniques de valorisation reposant sur des paramètres observables ;
- ▶ niveau 3 : instruments financiers dont l'évaluation fait appel à l'utilisation de techniques de valorisation reposant pour tout ou partie sur des paramètres non observables.

(en milliers d'euros)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Actifs financiers disponibles à la vente <sup>(1)</sup>	828	-	-
Dérivés de couverture actifs	-	39 606	-
Dérivés de transaction actifs	-	680	-
<b>TOTAL ACTIF</b>	<b>828</b>	<b>40 286</b>	-
Dérivés de couverture passifs	-	60 389	-
Dérivés de transaction passifs	-	987	-
<b>TOTAL PASSIF</b>	-	<b>61 376</b>	-
<b>TOTAL JUSTE VALEUR</b>	<b>828</b>	<b>(21 090)</b>	-

(1) La ligne « Actifs financiers disponibles à la vente » n'intègre pas les titres de sociétés non cotées et comptabilisés au coût.

## NOTE 24 Impôts différés

### 24.1 Ventilation des impôts différés par nature

(en milliers d'euros)	31/12/2009	31/12/2008 retraité
<b>Impôts différés actifs</b>		
Subventions	785	1 445
Élimination d'opérations internes	41 552	16 803
Déficits reportables	109 638	70 762
Compensation impôts différés actifs/passifs	(163 592)	(81 097)
Autres	61 501	32 389
<b>TOTAL DES IMPÔTS DIFFÉRÉS ACTIFS</b>	<b>49 884</b>	<b>40 302</b>
<b>Impôts différés passifs</b>		
Retraitement d'amortissement (y compris amortissement dérogatoire)	(180 529)	(109 197)
Écarts d'évaluation	(30 225)	(23 710)
Compensation impôts différés actifs/passifs	163 592	81 097
Autres	(64 148)	(42 771)
<b>TOTAL DES IMPÔTS DIFFÉRÉS PASSIFS</b>	<b>(111 310)</b>	<b>(94 581)</b>
<b>Impôts différés nets</b>	<b>(61 426)</b>	<b>(54 279)</b>

Au 31 décembre 2009, le montant cumulé des impôts différés actifs non reconnus s'élève à 9,6 millions d'euros dont 3,2 millions d'euros pour l'exercice 2009.

### 24.2 Échéances des impôts différés

(en milliers d'euros)	31/12/2009	31/12/2008 retraité
<b>Actifs d'impôts différés</b>	<b>49 884</b>	<b>40 302</b>
► recouvrables à plus de 12 mois	49 884	40 302
<b>Passifs d'impôts différés</b>	<b>111 310</b>	<b>94 581</b>
► recouvrables à plus de 12 mois	111 310	94 581

### 24.3 Variation de l'impôt différé

<i>(en milliers d'euros)</i>	Impôts différés actifs	Impôts différés passifs	Impôts différés nets
<b>Situation au 1<sup>er</sup> décembre 2008 (retraité)</b>	<b>16 745</b>	<b>53 625</b>	<b>(36 880)</b>
Variation des bases	28 143	64 537	(36 394)
Variation de périmètre	3 151	2 158	993
Écarts de conversion	(233)	(811)	578
Incidence sur les réserves de l'exercice	18 092	896	17 196
Affectation de goodwill	-	-	-
Autres	(39)	(267)	228
Compensation IDA/IDP	(25 557)	(25 557)	-
<b>Situation au 31 décembre 2008 (retraité)</b>	<b>40 302</b>	<b>94 581</b>	<b>(54 279)</b>
Variation des bases	91 734	96 129	(4 395)
Variation de périmètre	2 381	1 060	1 321
Écarts de conversion	395	481	(86)
Incidence sur les réserves de l'exercice	(2 433)	(5 393)	2 960
Affectation de goodwill	-	9 659	(9 659)
Autres	-	(2 712)	2 712
Compensation IDA/IDP	(82 495)	(82 495)	-
<b>SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2009</b>	<b>49 884</b>	<b>111 310</b>	<b>(61 426)</b>

### 24.4 Preuve d'impôt

<i>(en milliers d'euros)</i>	2009	2008 retraité
<b>Résultat avant impôts des sociétés intégrées</b>	<b>126 110</b>	<b>117 911</b>
Pertes de valeur des écarts d'acquisition	697	-
Résultat avant impôts des sociétés intégrées et pertes de valeur des écarts d'acquisition	126 807	117 911
Taux d'imposition du Groupe	34,43 %	34,43 %
<b>Charge théorique d'impôt</b>	<b>(43 660)</b>	<b>(40 597)</b>
Différences de taux d'imposition	(743)	(1 636)
Différences permanentes	(9 683)	(2 335)
Impôts sans base	(12 425)	449
Autres <sup>(1)</sup>	581	945
<b>Charge réelle d'impôt</b>	<b>(21 390)</b>	<b>(38 020)</b>

(1) Dont actifs d'impôts différés non reconnus.

Considérant un résultat avant impôts de 126,1 millions d'euros à fin décembre 2009, le taux effectif d'imposition est de 16,96 %.

L'écart par rapport au taux normal d'imposition en France de 34,43 % pour l'exercice 2009 s'explique principalement par :

► les effets de minoration suivants :

- des produits exceptionnels non récurrents et non imposables, avec notamment la comptabilisation d'un badwill non fiscalisé sur le projet Monte Grighine dans le cadre du partenariat conclu avec Greentech Energy Systems A/S, ou la réalisation en France

de plus-values de cessions de titres de participation à un taux d'environ 1,72 %,

- un crédit d'impôt exceptionnel en Italie du fait de l'adoption du dispositif fiscal temporaire « Tremonti-ter » d'aide à l'investissement dont a bénéficié le projet éolien Bonorva,
- des taux d'imposition inférieurs dans plusieurs pays où le Groupe est présent (principalement le Royaume-Uni, l'Italie, le Portugal, la Turquie et la Bulgarie),

- l'utilisation aux États-Unis des crédits d'impôts (PTC et ITC) de l'exercice et de ceux accumulés au titre des exercices précédents, dans le cadre de l'exploitation des parcs éoliens,
- l'activation de déficits jusqu'alors non reconnus,
- des crédits d'impôt recherche ;
- les effets de majoration suivants :
  - la non-déductibilité permanente de certaines charges,
  - la non-reconnaissance de certains déficits principalement en Grèce.

## NOTE 25 Provisions

(en milliers d'euros)	31 décembre 2009			31 décembre 2008 retraité		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour avantages du personnel	-	2 207	2 207	-	1 475	1 475
Autres provisions :						
Provisions pour risques liés aux participations	-	5	5	-	5	5
Provisions pour litiges	1 400	445	1 845	894	481	1 375
Provisions pour déconstruction	-	1 338	1 338	-	1 284	1 284
Provisions pour garanties	-	8 951	8 951	-	8 972	8 972
Autres	4 856	7 019	11 875	-	2 615	2 615
<b>TOTAL</b>	<b>6 256</b>	<b>19 965</b>	<b>26 221</b>	<b>894</b>	<b>14 832</b>	<b>15 726</b>

(en milliers d'euros)	Provisions pour avantages personnel	Provisions pour risques liés aux participations	Provisions pour litiges	Provisions pour déconstruction	Provisions pour garanties	Autres	Total
<b>Provisions au 01/01/2008 retraité</b>	<b>140</b>	<b>5 400</b>	<b>-</b>	<b>1 238</b>	<b>-</b>	<b>2 037</b>	<b>8 815</b>
Variation de périmètre	1 315	27	341	-	8 863	1 592	12 138
Provisions utilisées	(44)	-	(173)	-	(1 407)	(2 462)	(4 086)
Provisions excédentaires ou devenues sans objet	-	(5 388)	-	-	-	-	(5 388)
Dotations	64	-	1 207	-	1 298	1 426	3 995
Écarts de conversion	-	-	-	(5)	-	12	7
Autres	-	(34)	-	51	218	10	245
<b>Provisions au 31/12/2008 retraité</b>	<b>1 475</b>	<b>5</b>	<b>1 375</b>	<b>1 284</b>	<b>8 972</b>	<b>2 615</b>	<b>15 726</b>
Variation de périmètre	-	-	-	-	-	21	21
Provisions utilisées	(19)	-	(986)	-	(1 674)	(881)	(3 560)
Provisions excédentaires ou devenues sans objet	-	(57)	-	-	-	(164)	(221)
Dotations	722	-	1 471	-	1 653	10 048	13 894
Écarts de conversion	-	-	(15)	2	-	220	207
Autres	29	57	-	52	-	16	154
<b>PROVISIONS AU 31/12/2009</b>	<b>2 207</b>	<b>5</b>	<b>1 845</b>	<b>1 338</b>	<b>8 951</b>	<b>11 875</b>	<b>26 221</b>



Le solde de 26,2 millions d'euros à fin décembre 2009 correspond essentiellement aux éléments suivants :

- 9 millions d'euros de provisions pour garanties dont 8,2 millions d'euros au titre de l'obligation de renouvellement de batteries et autres obligations dans le cadre des projets de défiscalisation solaires provenant du groupe Tenesol ;
- 1,3 million d'euros de provisions pour déconstruction qui ont évolué essentiellement du fait de l'ajustement temporel des valeurs actualisées ;
- 2,2 millions d'euros de provisions pour avantages au personnel. Ce montant correspond exclusivement aux engagements de départ en retraite (dont 1,2 million d'euros de provisions pour retraites chez Supra) ;
- 1,8 million d'euros de provisions pour litiges (dont 1 million d'euros concernent des litiges clients chez les filiales du groupe EDF-ENR et 0,5 million d'euros aux États-Unis) ;
- 11,9 millions d'euros d'autres provisions qui s'expliquent principalement par des provisions pour risques concernant la

réalisation de certains projets en France pour 4,1 millions d'euros, et en Grèce pour 4,3 millions d'euros et diverses provisions pour risques chez Tenesol pour 2,3 millions d'euros.

Les variations de la période s'expliquent essentiellement par les éléments suivants :

- des dotations pour 13,9 millions d'euros composées, entre autres, de dotations aux provisions pour risques concernant la réalisation de certains projets en France pour 4,1 millions d'euros, et en Grèce pour 4,3 millions d'euros ; de diverses dotations pour risques chez Tenesol pour 1 million d'euros, de dotations aux provisions pour litiges chez les filiales du groupe EDF-ENR pour 1,1 million d'euros ainsi que de dotations aux provisions pour garanties dans les comptes du groupe Tenesol pour 1,6 million d'euros ;
- des reprises pour (3,5) millions d'euros dues notamment à l'utilisation de provisions pour litiges chez les filiales du groupe EDF-ENR pour (0,7) million d'euros, de provisions pour garanties pour (1,4) million d'euros et de diverses reprises de provisions pour risques pour (1,1) million d'euros chez Tenesol.

## NOTE 26 Provisions pour avantages au personnel

### 26.1 Descriptif des hypothèses actuarielles utilisées

Une évaluation actuarielle des engagements a été effectuée sur les principales sociétés concernées. Les calculs intègrent des probabilités de rotation du personnel, de mortalité et des estimations d'évolution des salaires. Les taux d'actualisation et d'inflation sont les suivants :

	31/12/2009
Taux d'actualisation	5,50 %
Taux d'inflation	2 %

### 26.2 Évolution des engagements

<i>(en milliers d'euros)</i>	Indemnité de départ en retraite	Gratifications d'ancienneté	TOTAL
<b>Provision au 31/12/2008</b>	<b>1 396</b>	<b>79</b>	<b>1 475</b>
Variation de périmètre	29	-	29
Coût des services	674	-	674
Charge d'intérêt	29	-	29
<b>Montant des engagements à la clôture de l'exercice</b>	<b>2 128</b>	<b>79</b>	<b>2 207</b>
Valeur des actifs de couverture	-	-	-
<b>PROVISION AU 31/12/2009</b>	<b>2 128</b>	<b>79</b>	<b>2 207</b>

## NOTE 27 Notes sur le tableau consolidé des flux de trésorerie

### 27.1 Dotations nettes aux amortissements, provisions et pertes de valeur incluses dans le résultat de la période

(en milliers d'euros)	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Immobilisations incorporelles	3 626	983
Immobilisations corporelles	107 527	65 428
Immobilisations financières	19 721	4 767
<b>TOTAL DOTATIONS NETTES AUX AMORTISSEMENTS DES IMMOBILISATIONS</b>	<b>130 874</b>	<b>71 178</b>
Pertes de valeur sur actifs financiers disponibles à la vente	-	-
<b>TOTAL DES DOTATIONS NETTES AUX AMTS ET PERTES DE VALEUR SUR ACTIFS NON COURANTS</b>	<b>130 874</b>	<b>71 178</b>
Engagement envers les salariés		
Autres provisions	10 113	(5 515)
<b>TOTAL DOTATIONS NETTES DES PROVISIONS</b>	<b>10 113</b>	<b>(5 515)</b>
<b>TOTAL DES DOTATIONS NETTES HORS ACTIFS COURANTS</b>	<b>140 987</b>	<b>65 663</b>

### 27.2 Élimination des résultats de cession et des pertes ou profits de dilution

(en milliers d'euros)	31/12/2009	31/12/2008 retraité
(Plus) ou moins-value sur cessions d'actifs incorporels	414	833
(Plus) ou moins-value sur cessions d'actifs corporels	856	(18 035)
(Plus) ou moins-value sur cessions d'actifs financiers	(3 237)	247
(Plus) ou moins-value sur cessions de titres de participation <sup>(1)</sup>	(394)	(916)
<b>TOTAL</b>	<b>(2 361)</b>	<b>(17 871)</b>

(1) L'écart de 43 K€ avec le résultat de déconsolidation de la note 5 provient essentiellement du résultat de dilution sur le Mexique.

### 27.3 Autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie

(en milliers d'euros)	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Emprunts auprès des établissements de crédit	(5 263)	8 709
Créances financières <sup>(1)</sup>	(42)	1 949
Avances sur immobilisations <sup>(2)</sup>	(888)	(7 079)
Autres dettes d'exploitation <sup>(3)</sup>	10 214	10 886
Autres créances et autres dettes <sup>(4)</sup>	(20 650)	(9 191)
<b>TOTAL</b>	<b>(16 629)</b>	<b>5 274</b>

Les autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie :

- (1) relatifs aux créances financières : ils correspondent aux gains ou pertes de change sur les investissements nets à l'étranger ;
- (2) relatifs aux avances sur immobilisations : ils correspondent aux gains ou pertes de change sur le projet mexicain de La Ventosa sur 2008 ;
- (3) relatifs aux autres dettes d'exploitation : ils correspondent aux gains ou pertes de change constatés sur des dettes et des créances en devises ;
- (4) relatifs aux autres créances et autres dettes : ils sont constitués de badwill ainsi que des charges de désactualisation.

## 27.4 Acquisitions et cessions d'immobilisations

(en milliers d'euros)	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Acquisition immobilisations incorporelles	(10 262)	(3 243)
Acquisition immobilisations corporelles	(1 195 315)	(1 020 231)
<b>Total acquisition immobilisations corporelles &amp; incorporelles</b>	<b>(1 205 577)</b>	<b>(1 023 474)</b>
Dettes sur acquisition immobilisations incorporelles	5 568	(152)
Dettes sur acquisition immobilisations corporelles	(77 779)	56 008
<b>Variation dettes sur acquisition immobilisations corporelles &amp; incorporelles</b>	<b>(72 211)</b>	<b>55 856</b>
<b>TOTAL ACQUISITION IMMOBILISATIONS</b>	<b>(1 277 788)</b>	<b>(967 618)</b>

(en milliers d'euros)	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Prix de cession des immobilisations incorporelles	15	-
Prix de cession des immobilisations corporelles	27 684	60 203
<b>Total prix de cession immobilisations corporelles &amp; incorporelles</b>	<b>27 699</b>	<b>60 203</b>
Créances sur cessions immobilisations corporelles	<b>37</b>	<b>(24)</b>
<b>Variation créances sur cession immobilisations corporelles &amp; incorporelles</b>	<b>37</b>	<b>(24)</b>
Prix de cession actifs financiers non courants	3 963	5 728
Créances sur cessions actifs fin non courants	(504)	-
<b>Variation créances sur cessions actifs non courants</b>	<b>3 459</b>	<b>5 728</b>
<b>TOTAL CESSIONS IMMOBILISATIONS</b>	<b>31 195</b>	<b>65 907</b>

## 27.5 Incidence des variations de périmètre

(en milliers d'euros)	31 décembre 2009			31 décembre 2008 retraité		
	Acquisitions	Cessions	Net	Acquisitions	Cessions	Net
<b>Acquisitions</b>						
► Prix d'acquisition <sup>(1)</sup>	(34 918)	-	(34 918)	(60 289)	-	(60 289)
► Trésorerie acquise <sup>(2)</sup>	4 748	-	4 748	(2 421)	-	(2 421)
Effet des entrées de périmètre et des variations de pourcentage d'intégration	(30 170)	-	(30 170)	(62 710)	-	(62 710)
<b>Cessions <sup>(3)</sup></b>						
► Prix de cession	-	1 183	1 183	-	-	-
► Trésorerie sortie	-	(586)	(586)	-	(14)	(14)
Effet des sorties de périmètre	-	597	597	-	(14)	(14)
<b>Incidence nette des variations de périmètre</b>	-	-	<b>(29 573)</b>	-	-	<b>(62 724)</b>

(1) En 2009 : correspond principalement à l'acquisition de 31 % complémentaire de la société PPT, de 50 % de la société turque Soma, à l'acquisition des sociétés italiennes Bonorva et Grenntech Monte Grighine, à l'acquisition de la société espagnole Aavyc Gestion et à un complément de prix sur les titres Noréole.

En 2008 : correspond à l'acquisition du groupe EDF Energies Réparties, du groupe Polat Enerji (Turquie), de la société espagnole Approving et l'acquisition supplémentaire de titres Fotosolar et Espiga, ainsi qu'à divers compléments de prix sur les acquisitions 2007.

(2) Correspond principalement au passage de la méthode de la mise en équivalence à l'intégration globale de la société PPT.

(3) Correspond principalement à la cession des sociétés Seclin et Chabossière.

## NOTE 28 Actifs et passifs éventuels

Dans le cadre du développement des projets, le Groupe est amené à signer des accords de partenariat avec des tiers. En vertu de ces accords, en cas d'aboutissement du projet le Groupe leur verse une rémunération sous forme soit d'une somme forfaitaire fixe ou proportionnelle (au nombre de MW développés, au coût de la construction...), soit d'un pourcentage des revenus futurs du parc, soit d'une prise de participation dans une société de projet.

Si l'avancement n'est pas jugé suffisant pour garantir la bonne fin du projet, aucun passif n'est reporté. Si l'avancement du projet rend potentiel le versement d'une rémunération à ces tiers, un passif éventuel est mentionné.

Le montant des passifs éventuels dus au titre de ces projets en cours de développement est détaillé ci-dessous (en millions d'euros) :

Mode de rémunération (en millions d'euros)	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Forfaitaire	37,6	9,7
Pourcentage du revenu	5,9	3,0
<b>TOTAL PASSIFS ÉVENTUELS</b>	<b>43,5</b>	<b>12,7</b>

## NOTE 29 Engagements hors bilan

(en millions d'euros)	Échéances			31/12/2009	31/12/2008 retraité
	Moins d'un an	De un à cinq ans	Plus de cinq ans		
<b>Engagements donnés</b>	<b>1 657,6</b>	<b>1 974,9</b>	<b>1 549,8</b>	<b>5 182,3</b>	<b>4 448,9</b>
Avals, cautions et autres garanties données <sup>(1)</sup>	750,7	325,5	25,9	1 102,2	1 108,1
Nantissements, hypothèques et autres sûretés réelles <sup>(2)</sup>	103,4	200,7	1,299,6	1 603,6	1 010,1
Autres engagements donnés <sup>(3)</sup>	803,5	1 448,7	224,3	2 476,5	2 330,7
<b>Engagements reçus</b>	<b>1 857,0</b>	<b>1 844,1</b>	<b>225,6</b>	<b>3 926,7</b>	<b>4 104,3</b>
Avals, cautions et autres garanties reçues <sup>(1)</sup>	540,8	288,8	2,8	832,4	1 158,4
Autres engagements reçus <sup>(3)</sup>	1 316,2	1 555,3	222,8	3 094,3	2 945,9
<b>SOLDE NET</b>	-	-	-	<b>1 255,6</b>	<b>344,6</b>

## (1) Avals, cautions et autres garanties données :

Le Groupe réalise régulièrement aux États-Unis et en Europe des constructions de fermes éoliennes et centrales photovoltaïques sous forme de contrats « clé en main ». Dans ce cadre, s'agissant d'opérations importantes, les clients et/ou financiers demandent des garanties de bonne fin. Au 31 décembre 2009, de telles garanties ont été accordées pour des parcs éoliens et solaires à hauteur de 769 millions d'euros. Ces garanties représentent 599,8 millions d'euros aux États-Unis, 109,7 millions d'euros en France, 43,2 millions d'euros en Allemagne et 16,3 millions d'euros en Espagne.

Par ailleurs, des garanties de paiements, cautions et autres engagements ont été accordés pour 333 millions d'euros.

Avals, cautions et autres garanties reçues :

Dans le cadre des contrats clé en main évoqués ci-dessus, le Groupe obtient des garanties de paiement des clients et/ou financiers. Ces garanties de paiement s'élèvent à 751,8 millions d'euros. L'écart entre les engagements donnés de garantie de bonne fin et les engagements reçus de paiement est lié aux versements d'acomptes de la part des clients et/ou financiers.

D'autres garanties et engagements divers ont été obtenus pour 80,6 millions d'euros.

## (2) Nantissements, hypothèques et autres sûretés réelles :

Les nantissements et sûretés réelles sont essentiellement accordés dans le cadre de financements de projets :

les nantissements de titres de sociétés du Groupe représentent 169,7 millions d'euros au 31 décembre 2009. L'essentiel est représenté par le nantissement des titres des filiales situées en Italie pour 77,2 millions d'euros, au Portugal pour 52,4 millions d'euros et en Grèce pour 29,4 millions d'euros ;

les nantissements des autres actifs (installations immobilisées des parcs éoliens et solaires, créances détenues), donnés en garantie des dettes financières, représentent 1 434 millions d'euros au 31 décembre 2009 et sont constitués essentiellement de nantissements d'actifs en Amérique du Nord pour 373,1 millions d'euros, en Italie pour 381 millions d'euros, au Portugal pour 360 millions d'euros, en Grèce pour 170 millions d'euros, au Royaume-Uni pour 84,2 millions d'euros, en France pour 32,7 millions d'euros et dans les autres pays d'Europe pour 33,2 millions d'euros.

Les financements de nouveaux projets entraînent une hausse par rapport à 2008.

Le montant d'actif nanti représente 35,5 % du poste d'immobilisations corporelles consolidées.

## (3) Autres engagements donnés :

Au 31 décembre 2009, les autres engagements donnés incluent des engagements liés aux commandes de turbines et de modules photovoltaïques et aux contrats d'approvisionnement long terme pour 2 089,1 millions d'euros. Le poste comprend également les contrats de location et de service à long terme, pour 274,4 millions d'euros. Concernant ces derniers engagements, il existe une contrepartie difficile à chiffrer mais significative sous forme de garantie de rendement technique des installations pour des niveaux de vent, des débits d'eau, ou des quantités données de combustible. Enfin, les autres engagements donnés sont composés d'engagements commerciaux pour 113 millions d'euros (principalement la pénalité de sortie dans le cadre de la construction de l'usine First Solar de 45 millions d'euros).

Autres engagements reçus :

Les engagements reçus comprennent les engagements réciproques aux commandes d'immobilisations et contrats d'approvisionnement pour 2 192,9 millions d'euros ainsi que les contrats de location et service à long terme pour 274,8 millions d'euros. Les engagements reçus comprennent également des engagements commerciaux pour 51,9 millions d'euros.

Enfin, les engagements reçus sont composés des lignes de crédit accordées par les banques et non encore utilisées pour un montant égal à 578 millions d'euros dont 500 millions d'euros accordés par la Banque Européenne d'Investissement pour le financement de futurs projets solaires.

## NOTE 30 Regroupements d'entreprises

Les regroupements significatifs d'entreprises sur l'année 2009 concernent les opérations suivantes :

- acquisition en Italie de 100 % d'intérêts dans la société Bonorva, consolidée en intégration globale, avec un taux d'intérêt de 95 % ;
- acquisition en Italie de 50 % d'intérêts dans la société Greentech Monte Grighine, consolidée en intégration globale, avec un taux d'intérêt de 47,5 % ;
- en France, prise de contrôle en janvier 2009, des sociétés Photon Power Technologies et Photon Power Industries (PPI) auparavant détenues en mise en équivalence. Acquisition de 80 % de la société Photon Power Technologies et souscription inégalitaire à l'augmentation de capital de PPI (filiale de Photon Power Technologies). Le Groupe détenait déjà 20 % de participation dans Photon Power Technologies. Suite à cette opération, les

sociétés Photon Power Technologies et PPI sont consolidées en intégration globale, avec un taux d'intérêt de 50 % ;

- acquisition en Espagne de 100 % de la société AAVYC GESTION 2000, consolidée en intégration globale ;
- acquisition en Turquie de 50 % de la société Soma, consolidée en intégration proportionnelle, désormais avec un taux d'intérêt de 50 %, contre 25 % en 2008.

Les goodwill sont calculés sur la base du prix d'acquisition initial ainsi que sur l'estimation des éventuels compléments de prix. Les estimations sont donc susceptibles d'être révisées, entraînant de

ce fait une modification ultérieure de la valeur de ces goodwill. Est concerné en 2009, au titre d'une acquisition antérieure, l'ajustement du prix d'acquisition sur la société Aproving pour un impact total sur les écarts d'acquisition de (1) million d'euros.

Les engagements de rachat des minoritaires prévus contractuellement sont reconnus en dettes et constituent le coût d'acquisition des intérêts minoritaires correspondants (cf. note 10 sur les goodwill).

Les données relatives à ces regroupements sont présentées ci-dessous.

#### ➤ ANALYSE DU COÛT D'ACQUISITION

(en milliers d'euros)	Bonorva	Greentech Monte Grighine	Groupe PPT-PPI	Aavyc Gestion 2000	Soma
Prix d'acquisition	3 657	13 187	4 804	2 801	8 405
Dette sur acquisitions de titres	3 747	-	19 110	-	-
Coûts directs rattachés à l'acquisition	-	-	-	-	-
Juste valeur des actions émises	-	-	-	-	-
<b>COÛT D'ACQUISITION TOTAL</b>	<b>7 404</b>	<b>13 187</b>	<b>23 914</b>	<b>2 801</b>	<b>8 405</b>
Juste valeur des actifs nets acquis	7 404	33 473	2 039	2 801	7 935
Juste valeur des passifs nets acquis	-	-	-	-	-
Écart d'acquisition dégagé	0	(20 286)	21 875	(0)	470

#### ➤ ANALYSE DE L'ACTIF NET ACQUIS

(en milliers d'euros)	Bonorva		Greentech Monte Grighine		Groupe PPT-PPI	
	Juste valeur	VNC	Juste Valeur	VNC	Juste Valeur	VNC
<b>Actif</b>						
Immobilisations	12 256	1 632	116 727	116 727	2 430	2 430
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	-	7	7	4 624	4 624
Stocks	-	-	-	-	3 998	3 998
Autres actifs	109	109	9 310	9 310	46 346	46 346
<b>TOTAL ACTIF</b>	<b>12 365</b>	<b>1 741</b>	<b>126 044</b>	<b>126 044</b>	<b>57 398</b>	<b>57 398</b>
<b>Passif</b>						
Dettes financières	964	964	57 000	57 000	29 194	29 194
Juste valeur des instruments de couverture	-	-	-	-	-	-
Dettes d'exploitation	0	0	-	-	18 108	18 108
Autres passifs	3 997	767	2 098	2 098	8 039	8 039
<b>ACTIF NET</b>	<b>7 404</b>	<b>10</b>	<b>66 946</b>	<b>66 946</b>	<b>2 057</b>	<b>2 057</b>
Intérêts minoritaires	-	-	(33 473)	(33 473)	(18)	(18)
Actifs nets acquis	7 404	10	33 473	33 473	2 039	2 039
Résultat net depuis la date d'acquisition	-	7 415	-	(81)	-	(12 675)
<b>RÉSULTAT NET PART DU GROUPE</b>	<b>-</b>	<b>7 045</b>	<b>-</b>	<b>(38)</b>	<b>-</b>	<b>(6 337)</b>

(en milliers d'euros)	Aavyc Gestion 2000		Soma <sup>(1)</sup>	
	Juste Valeur	VNC	Juste Valeur	VNC
<b>Actif</b>				
Immobilisations	4 612	677	17 296	17 296
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1	1	224	224
Stocks	-	-	-	-
Autres actifs	73	73	2 038	2 038
<b>TOTAL ACTIF</b>	<b>4 686</b>	<b>751</b>	<b>19 558</b>	<b>19 558</b>
<b>Passif</b>				
Dettes financières	-	-	8 057	8 057
Juste valeur des instruments de couverture	-	-	-	-
Dettes d'exploitation	704	704	2 533	2 533
Autres passifs	1 181	-	1 033	1 033
<b>ACTIF NET</b>	<b>2 801</b>	<b>47</b>	<b>7 935</b>	<b>7 935</b>
Intérêts minoritaires	-	-	-	-
Actifs nets acquis	2 801	47	7 935	7 935
Résultat net depuis la date d'acquisition	-	(11)	-	(47)
<b>RÉSULTAT NET PART DU GROUPE</b>	<b>-</b>	<b>(10)</b>	<b>-</b>	<b>(47)</b>

(1) Les données représentent la quote-part acquise au cours de l'exercice soit 25 %, la société Soma étant consolidée par intégration proportionnelle.

## NOTE 31 Transactions avec les parties liées

### ► COMPTE DE RÉSULTAT (en milliers d'euros)

Société	Chiffre d'affaires		Charges opérationnelles		Produits financiers		Charges financières	
	31/12/2009	31/12/2008 retraité	31/12/2009	31/12/2008 retraité	31/12/2009	31/12/2008 retraité	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Actionnaires	90 198	50 355	(3 964)	(3 316)	-	-	(8 200)	(1 764)
Co-entreprises	14 449	8 081	(42 046)	(111)	3 124	2 663	(40)	(2)
Entreprises associées	-	15 845	-	(2 883)	1 464	1 456	(2)	(655)
Sociétés sur lesquelles les dirigeants du Groupe exercent une influence notable	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>104 647</b>	<b>74 281</b>	<b>(46 010)</b>	<b>(6 310)</b>	<b>4 588</b>	<b>4 119</b>	<b>(8 242)</b>	<b>(2 421)</b>



## ► BILAN - ACTIF (en milliers d'euros)

Société	Prêts et créances		Créances clients et autres créances d'exploitation		Charges constatées d'avance		Comptes courants financiers (cash pooling)	
	31/12/2009	31/12/2008 retraité	31/12/2009	31/12/2008 retraité	31/12/2009	31/12/2008 retraité	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Actionnaires	-	-	11 121	5 629	459	558	41 493	15 378
Co-entreprises	112 765	79 442	852	1 854	-	-	-	-
Entreprises associées	6 620	34 074	-	13 652	-	-	-	-
Sociétés sur lesquelles les dirigeants du Groupe exercent une influence notable	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>119 385</b>	<b>113 516</b>	<b>11 973</b>	<b>21 135</b>	<b>459</b>	<b>558</b>	<b>41 493</b>	<b>15 378</b>

## ► BILAN - PASSIF (en milliers d'euros)

Société	Dettes financières		Dettes fournisseurs		Comptes courants passifs	
	31/12/2009	31/12/2008 retraité	31/12/2009	31/12/2008 retraité	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Actionnaires	690 944	-	-	1 189	5 300	-
Co-entreprises	347	1 010	8 893	35	30	328
Entreprises associées	62	60	-	2 584	1 134	890
Sociétés sur lesquelles les dirigeants du Groupe exercent une influence notable	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>641 353</b>	<b>1 070</b>	<b>8 893</b>	<b>3 808</b>	<b>6 464</b>	<b>1 218</b>

Par actionnaire, on entend de manière limitative EDEV, EDF et le groupe Mouratoglou.

Les co-entreprises sont les sociétés intégrées dans le périmètre de consolidation selon la méthode proportionnelle.

Les entreprises associées incluent les mises en équivalence ainsi que DALKIA.

Les transactions entre parties liées ne sont pas compensées entre elles.

## NOTE 32 Événements postérieurs à la date de clôture

Il n'y a pas d'événements significatifs postérieurs à la clôture.

## NOTE 33 Périmètre

IG = Intégration globale

IP = Intégration proportionnelle

ME = Mise en équivalence

NI = Non intégré

Sociétés	31 décembre 2009				31 décembre 2008				
	% Intérêts	% Contrôle	Méthode	N° SIREN	% Intérêts	% Contrôle	Méthode	N° SIREN	
<b>EDF Energies Nouvelles SA</b>									
EDF Energies Nouvelles France	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	434.689.915	
Parc Éolien d'Antifer	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	434.518.999	
Parc Éolien de Luc sur Orbieux	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	434.518.577	
Parc Éolien d'Oupia	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	434.518.437	
Parc Éolien de Castanet	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	437.923.402	
Parc Éolien de la Côte de Jade	France	90,00 %	90,00 %	IG	90,00 %	90,00 %	IG	438.147.456	
Parc Éolien des Polders du Dain	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	438.147.324	
Parc Éolien de Fiennes	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	438.540.312	
Parc Éolien de Villeseque	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	434.519.088	
Parc Éolien de La Conque	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	441.054.186	
Parc Éolien de Calsigas	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	449.604.701	
Parc Éolien de Puech Negre	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	449.759.216	
Parc Éolien de Cabreirens	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	449.759.158	
EDF EN Services	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	387.498.926	
Veulette	France	51,00 %	51,00 %	IG	51,00 %	51,00 %	IG	495.268.435	
Électrique de l'Atlantique	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	403.460.355	
Hydroélectrique du Canal Saint Louis	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	401.470.380	
SIIF Ghana	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	424.132.587	
TREE	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	439.959.412	
TAC Martinique (ex EnXco SAS)	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	439.420.738	
Solaire Participation	France	(1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI	
Parc Éolien des Barthes	France	(1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI	
Neuvy et Villars	France	(1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI	
Manosque	France	(1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI	
Sainte Tulle	France	(1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI	
Gabardan Trackers	France	(1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI	
Colsun	France	(1)	50,00 %	50,00 %	IP	0,00 %	0,00 %	NI	
Gabardan 1	France	(1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI	
Gabaradn 4	France	(1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI	
Parc Éolien de la Petite Moure	France	(1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI	
Parc Éolien de la Pierre	France	(1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI	
Parc Éolien du Nipleau	France	(1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI	
Parc Éolien des 3 Frères	France	(1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI	
SIIF Energies Outre Mer	France		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	389.475.294
SDES Services	France		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	433.719.242
Éolienne Sainte Rose	France		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	445.088.990
SIIF Guadeloupe Services	France		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	438.147.910
Réunion 1	France		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	422.092.841

Sociétés	31 décembre 2009				31 décembre 2008			
	% Intérêts	% Contrôle	Méthode	N° SIREN	% Intérêts	% Contrôle	Méthode	N° SIREN
Petit Canal 1	France	50,00 %	50,00 %	IP	50,00 %	50,00 %	IP	453.931.693
Petit Canal 2	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	435.266.473
Petit Canal 3	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	443.664.065
Petit François	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	435.266.929
SIIF Réunion Services	France (1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI	
Parc Solaire de la Roseraie	France (1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI	
Lou Paou	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	491.249.819
Centrale solaire de Narbonne	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	500.682.313
Noréole	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	445.203.128
EDF EN Développement	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	493.536.676
Parc Éolien de Salles Curan	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	449.597.046
Parc Éolien Chemin d'Ablis	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	479.892.812
EDF ENR	France	50,00 %	50,00 %	IG	50,00 %	50,00 %	IG	
Supra	France (4)	40,64 %	81,28 %	IG	41,20 %	82,41 %	IG	
Tenesol	France	25,00 %	50,00 %	IP	25,00 %	50,00 %	IP	
Tenesol Caraïbes	France	25,00 %	50,00 %	IP	25,00 %	50,00 %	IP	
Tenesol services Caraïbes	France	25,00 %	50,00 %	IP	25,00 %	50,00 %	IP	
Tenesol Océan indien	France	25,00 %	50,00 %	IP	25,00 %	50,00 %	IP	
Tenesol services Océan indien	France	25,00 %	50,00 %	IP	25,00 %	50,00 %	IP	
Tenesol Mayotte	France	25,00 %	50,00 %	IP	25,00 %	50,00 %	IP	
Tenesol Nouvelle Calédonie	France	24,75 %	50,00 %	IP	24,75 %	50,00 %	IP	
Tenesol Nouvelle Calédonie Services	France	24,75 %	50,00 %	IP	24,75 %	50,00 %	IP	
Tenesol Polynésie	France	12,75 %	25,50 %	IP	12,75 %	25,50 %	IP	
Tenesol Polynésie Services	France	12,75 %	50,00 %	IP	12,75 %	50,00 %	IP	
Tenesa	Afrique du Sud	25,00 %	50,00 %	IP	25,00 %	50,00 %	IP	
Tenesol Manufacturing	Afrique du Sud	25,00 %	50,00 %	IP	25,00 %	50,00 %	IP	
Tenesol Afrique de l'Ouest	Sénégal	25,00 %	50,00 %	IP	25,00 %	50,00 %	IP	
Tenesol Energie Maroc	Maroc	24,98 %	50,00 %	IP	24,98 %	50,00 %	IP	
Temasol	Maroc	24,97 %	50,00 %	IP	24,97 %	50,00 %	IP	
Tenesol Technologies	France	25,00 %	50,00 %	IP	25,00 %	50,00 %	IP	
Eau chaude Réunion	France	9,38 %	18,75 %	ME	9,38 %	18,75 %	ME	
SECP 1	France	12,53 %	50,00 %	IP	12,53 %	50,00 %	IP	
SCI Immo	France (4)	25,00 %	50,00 %	IP	15,00 %	50,00 %	IP	
Ribo	France	50,00 %	100,00 %	IG	50,00 %	100,00 %	IG	
Jacques Giordano Industries	France	12,50 %	25,00 %	ME	12,50 %	25,00 %	ME	351.193.347
Energie Solaire de France	France	31,62 %	51,00 %	IG	31,62 %	51,00 %	IG	431.692.813
Photon Power Technologies	France (4)	50,00 %	100,00 %	IG	10,00 %	20,00 %	ME	498.173.905
Photon Technology	France (4)	50,00 %	100,00 %	IG	10,00 %	20,00 %	ME	
Transenergy	France (4)	21,00 %	100,00 %	IG	4,20 %	20,00 %	ME	
Photon Power Industries	France (4)	50,00 %	100,00 %	IG	10,00 %	20,00 %	ME	
Silicium de provence	France (2)	0,00 %	0,00 %	NI	2,57 %	25,72 %	ME	

## Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de l'émetteur

Comptes consolidés au 31 décembre 2009 en normes IFRS

Sociétés	31 décembre 2009				31 décembre 2008			
	% Intérêts	% Contrôle	Méthode	N° SIREN	% Intérêts	% Contrôle	Méthode	N° SIREN
EDF EN Portugal (ex SIIF Energies P.)	Portugal	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Eolica do Centro	Portugal	29,90 %	29,90 %	ME	29,90 %	29,90 %	ME	
Eolica de Montemuro	Portugal	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Eolica da Arada	Portugal	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
E E V M	Portugal	49,99 %	50,00 %	IP	49,99 %	50,00 %	IP	
Eolicos de Cerveirenses	Portugal	42,50 %	42,50 %	IP	42,50 %	42,50 %	IP	
Eolicos da Espiga	Portugal	49,99 %	49,99 %	IP	49,99 %	49,99 %	IP	
Ventominho	Portugal	42,50 %	42,50 %	IP	42,50 %	42,50 %	IP	
Eolica da Cabreira	Portugal	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
SIIF Energies Iberica	Espagne	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Bio Energia Santa Maria	Espagne	70,00 %	70,00 %	IG	70,00 %	70,00 %	IG	
Fotovoltaico Solar y Energias Renovables Fotosolar	Espagne	90,00 %	90,00 %	IG	90,00 %	90,00 %	IG	
Aproving	Espagne	90,00 %	100,00 %	IG	90,00 %	100,00 %	IG	
AAVYC Gestion 2000	Espagne (1)	90,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI	
EDF EN Italia (ex Siif Servizi)	Italie	95,00 %	95,00 %	IG	95,00 %	95,00 %	IG	
Fri El Puglia	Italie	47,50 %	50,00 %	IP	47,50 %	50,00 %	IP	
Fri-El Sant'Agata	Italie	47,50 %	50,00 %	IP	47,50 %	50,00 %	IP	
Fri-El Sardegna	Italie	47,50 %	50,00 %	IP	47,50 %	50,00 %	IP	
Fri-El Nurri	Italie	47,50 %	50,00 %	IP	47,50 %	50,00 %	IP	
Fri-El Andretta	Italie	47,50 %	50,00 %	IP	47,50 %	50,00 %	IP	
Fri-El Campania	Italie	47,50 %	50,00 %	IP	47,50 %	50,00 %	IP	
Fri-El Murge	Italie	47,50 %	50,00 %	IP	47,50 %	50,00 %	IP	
Fri-El Ichnusa	Italie	47,50 %	50,00 %	IP	47,50 %	50,00 %	IP	
Fri-El Campidano	Italie	47,50 %	50,00 %	IP	47,50 %	50,00 %	IP	
Solareolica	Italie	95,00 %	95,00 %	IG	95,00 %	95,00 %	IG	
Murgeolica	Italie	47,50 %	50,00 %	IP	47,50 %	50,00 %	IP	
Terni Solar Energy	Italie	47,50 %	50,00 %	IP	47,50 %	50,00 %	IP	
Fotosolar	Italie	95,00 %	100,00 %	IG	95,00 %	100,00 %	IG	
Bonorva	Italie (1)	95,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI	
Energie Alternativa	Italie (1)	47,50 %	50,00 %	IP	0,00 %	0,00 %	NI	
Monte Grighine	Italie (1)	47,50 %	50,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI	
Solareolica seconda	Italie (1)	95,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI	
Solareolica Quarta	Italie (1)	85,50 %	90,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI	
Energie	Italie (1)	47,50 %	50,00 %	IP	0,00 %	0,00 %	NI	
Fotosolar Settima	Italie (1)	47,50 %	50,00 %	IP	0,00 %	0,00 %	NI	
Sunflower	Italie (1)	66,50 %	70,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI	
Groupe Alco	Belgique	25,00 %	25,00 %	ME	25,00 %	25,00 %	ME	
C-Power	Belgique (4)	18,28 %	18,28 %	ME	20,83 %	20,83 %	ME	
Verdesis	Belgique	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Verdesis France	Belgique	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Verdesis Energy	Belgique	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Verdesis Microturbine	Belgique (1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI	

Sociétés	31 décembre 2009					31 décembre 2008			N° SIREN
	% Intérêts	% Contrôle	Méthode	% Intérêts	% Contrôle	Méthode			
Verdesis Jonquiere	Belgique	(1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI	
Verdesis Geothermis	Belgique	(1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI	
Verdesis Sainte Sévère	Belgique	(1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI	
Verdesis Valoduo	Belgique	(1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI	
Revico Energies Vertes	Belgique	(1)	50,00 %	50,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI	
enXco A/S	Danemark	(5)	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
EDF EN UK (Westbury Windfarms LTD)	Angleterre		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Fenland Windfarms LTD	Angleterre		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Cumbria Wind Farms	Angleterre		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
First Windfarm Holdings	Angleterre		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Wind Prospect Developments	Angleterre		70,00 %	70,00 %	IG	70,00 %	70,00 %	IG	
Red Tile	Angleterre		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Walkway	Angleterre		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
EDF Energy Renewables	Angleterre		50,00 %	50,00 %	IP	50,00 %	50,00 %	IP	
Burnfoot	Angleterre		50,00 %	50,00 %	IP	50,00 %	50,00 %	IP	
Fairfield	Angleterre		50,00 %	50,00 %	IP	50,00 %	50,00 %	IP	
Longpark	Angleterre		50,00 %	50,00 %	IP	50,00 %	50,00 %	IP	
Rusholme	Angleterre		50,00 %	50,00 %	IP	50,00 %	50,00 %	IP	
Teesside	Angleterre		50,00 %	50,00 %	IP	50,00 %	50,00 %	IP	
Bicker Ltd	Angleterre		50,00 %	50,00 %	IP	50,00 %	50,00 %	IP	
Walkway Wind Ltd	Angleterre		50,00 %	50,00 %	IP	50,00 %	50,00 %	IP	
Wind Prospect Developments II	Angleterre	(1)	50,00 %	50,00 %	IP	0,00 %	0,00 %	NI	
Royal Oak	Angleterre		50,00 %	50,00 %	IP	50,00 %	50,00 %	IP	
enXco GmbH	Allemagne		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
DK Windpark Beteiligungs	Allemagne		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
DK Windpark Kröpelin	Allemagne		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Bürgerwindpark Kröpelin	Allemagne		0,00 %	0,00 %	NI	70,59 %	70,59 %	IG	
Reetec	Allemagne		28,00 %	28,00 %	ME	28,00 %	28,00 %	ME	
EEN EGE Holding	Turquie		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Polat Enerji	Turquie		50,00 %	50,00 %	IP	50,00 %	50,00 %	IP	
Dogal	Turquie	(1)	25,00 %	50,00 %	IP	25,00 %	50,00 %	IP	
Soma	Turquie	(1)	50,00 %	50,00 %	IP	25,00 %	50,00 %	IP	
Doruk	Turquie	(1)	25,00 %	50,00 %	IP	25,00 %	50,00 %	IP	
Poyraz	Turquie	(1)	25,00 %	50,00 %	IP	25,00 %	50,00 %	IP	
EEN Hellas	Grèce		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Creta Hydrowind SA	Grèce		90,15 %	100,00 %	IG	90,15 %	100,00 %	IG	
Aioliki Didimon	Grèce	(4)	100,00 %	100,00 %	IG	99,00 %	100,00 %	IG	
Aioliki Energy Peloponnissou	Grèce		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Aioliki Karystou	Grèce		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Aioliki Energy Lakonias	Grèce		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Aioliki Lira	Grèce		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Belecheri (ex Aioliki Malea)	Grèce		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Aioliki Peleta	Grèce		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	

Sociétés	31 décembre 2009			31 décembre 2008			N° SIREN
	% Intérêts	% Contrôle	Méthode	% Intérêts	% Contrôle	Méthode	
Aioliki Lafkou	Grèce	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Aioliki Erateinis	Grèce	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Ktistor Aioliki	Grèce (4)	100,00 %	100,00 %	IG	95,00 %	100,00 %	IG
Aioliki Hellas	Grèce	90,00 %	100,00 %	IG	90,00 %	100,00 %	IG
Viota Aiolos	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Trizina Aiolos	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Taranara Aiolos	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Argolida Aiolos	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Argos Aiolos	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Niata Aiolos	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Risiori Aiolos	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Lekka Aiolos	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Leontio Aiolos	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Livadia Aiolos	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Drambala Aiolos	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Aktina Lakonias	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Aktina Argolidas	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Aktina Kristis	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Aktina Aigaiou	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Aktina Hanion	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Goritsa Aiolos	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Maliaza Aiolos	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Pournari Aiolos	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Folea Aiolos	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Antillion Aiolos	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Lithos Aiolos	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Pigadia Aiolos	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Aries Aiolos	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Aktina Fotos	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Aktina Energias	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Aktinia Peloponisos	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Aktina Iliou	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Aioliki Mousouron	Grèce	50,00 %	50,00 %	IG	50,00 %	50,00 %	IG
EDF EN Greece	Grèce	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
RETD	Grèce	75,00 %	75,00 %	IG	75,00 %	75,00 %	IG
PPC Renewables - EDF EN Greece	Grèce	51,00 %	50,00 %	IP	51,00 %	50,00 %	IP
EEN Viotia	Grèce	52,20 %	52,20 %	IP	52,20 %	52,20 %	IP
Aioliko Parko Aestos SA	Grèce	98,75 %	100,00 %	IG	98,75 %	100,00 %	IG
Ailoloko Parko Tsitomi SA	Grèce	98,75 %	100,00 %	IG	98,75 %	100,00 %	IG
Inversiones Eolicas	Mexique (4)	99,97 %	99,97 %	IG	99,38 %	99,38 %	IG
Electrica del Valle de Mexico	Mexique (4)	99,86 %	99,90 %	IG	99,18 %	99,80 %	IG
Energia del Istmo	Mexique (4)	99,01 %	99,04 %	IG	99,04 %	99,04 %	IG
A.I.R. of America, enXco Inc. (Groupe)	USA (3)	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG

Sociétés	31 décembre 2009			31 décembre 2008			N° SIREN		
	% Intérêts	% Contrôle	Méthode	% Intérêts	% Contrôle	Méthode			
SIIFELEC - France	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG		
Hydroélectrique de Couzon	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	331.100.438	
Électrique de Seclin	France	(2)	0,00 %	0,00 %	NI	100,00 %	100,00 %	IG	398.318.303
Électrique de la Chabossière	France	(2)	0,00 %	0,00 %	NI	65,00 %	65,00 %	IG	403.113.368
Électrique de Mulhouse	France		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	414.054.213
Energies Antilles	France		65,00 %	65,00 %	IG	65,00 %	65,00 %	IG	414.277.152
Hydroélectrique de Soccia	France		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	412.629.883
Hydroélectrique du Scopamène	France		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	418.265.880
Energies ASCO	France		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	345.172.225
Via Nova	France		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	334.120.318
Energies Saint Martin	France		65,00 %	65,00 %	IG	65,00 %	65,00 %	IG	437.682.677
Tenesa	France		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	439.956.160
Cogeri	France		35,00 %	35,00 %	ME	35,00 %	35,00 %	ME	420.287.245
SIIF Energies Bulgarie	France		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	403.453.939
Pirinska Bistrita Energuia SA	Bulgarie		50,00 %	50,00 %	IG	50,00 %	50,00 %	IG	
Pirinska Bistrita Kaskadi	Bulgarie	(1)	50,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI	
Mecamidi Ogosta	Bulgarie		50,00 %	50,00 %	IG	50,00 %	50,00 %	IG	
Centrale Hydroélectrique de Bulgarie	Bulgarie		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Recursos Energeticos	Espagne		85,00 %	85,00 %	IG	85,00 %	85,00 %	IG	
enXco Development Corp.	USA		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
enXco Service Corporation	USA		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
enXco East Coast Inc.	USA		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
North East Renewable Energy, LLC	USA		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Alta Mesa Power Corporation	USA		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Alta Mesa Phase III PartnershPC	USA		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
enXco Windfarm I, Inc.	USA		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
enXco Windfarm II, Inc.	USA		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
enXco Windfarm III, Inc.	USA		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
enXco Windfarm IV, Inc.	USA		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
enXco Windfarm V, Inc.	USA		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
enXco Windfarm VI, Inc.	USA		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
DifWind Farms II, Inc.	USA		99,00 %	100,00 %	IG	99,00 %	100,00 %	IG	
DifWind Farms III, Inc.	USA		99,00 %	100,00 %	IG	99,00 %	100,00 %	IG	
DifWind Farms IV, Inc.	USA		99,00 %	100,00 %	IG	99,00 %	100,00 %	IG	
DifWind Farms I, Ltd	USA		99,00 %	100,00 %	IG	99,00 %	100,00 %	IG	
DifWind Farms II, Ltd	USA		99,00 %	100,00 %	IG	99,00 %	100,00 %	IG	
DifWind Farms III, Ltd	USA		99,00 %	100,00 %	IG	99,00 %	100,00 %	IG	
DifWind Farms IV, Ltd	USA		99,00 %	100,00 %	IG	99,00 %	100,00 %	IG	
DifWind Farms V, Ltd	USA		99,00 %	100,00 %	IG	99,00 %	100,00 %	IG	
DifWind Farms VI, Ltd	USA		99,00 %	100,00 %	IG	99,00 %	100,00 %	IG	
DifWind Farms VII, Ltd	USA		99,00 %	100,00 %	IG	99,00 %	100,00 %	IG	
DifWind Farms VIII, Ltd	USA		99,50 %	100,00 %	IG	99,50 %	100,00 %	IG	
DifWind Farms IX, Ltd	USA		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	



Sociétés	31 décembre 2009			31 décembre 2008			N° SIREN
	% Intérêts	% Contrôle	Méthode	% Intérêts	% Contrôle	Méthode	
Champepadan Wind Power Partners, LLC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Moulton Wind Power Partners, LLC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Chandler Finance 2, LLC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Chandler Finance 3, LLC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Chandler Wind farm 2, LLC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Chandler Wind farm 3, LLC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Chanarambie Land Holdings LLC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Lower Imrie Wind Project, LLC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Linden Wind Project, LLC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Miller Wind Project, LLC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Alaska Wind Energy, LLC	USA	50,00 %	50,00 %	IP	50,00 %	50,00 %	IP
Mojave Land, LLC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Oasis Power Partners, LLC	USA	(4) 50,00 %	50,00 %	IP	23,56 %	23,56 %	IP
Hawi Renewable DevelopEMnt, LLC	USA	60,00 %	60,00 %	IG	60,00 %	60,00 %	IG
Dos Vaqueros Wind Farm, LLC	USA	50,00 %	50,00 %	IP	50,00 %	50,00 %	IP
Northern Wind Energy, LLC	USA	50,83 %	50,83 %	IP	50,83 %	50,83 %	IP
Buffalo Ridge Wind Farm, LLC	USA	50,83 %	50,83 %	IP	50,83 %	50,83 %	IP
Chanarambie Power Partners, LLC	USA	50,83 %	50,83 %	IP	50,83 %	50,83 %	IP
Moulton Heights Wind Power Projects, LLC	USA	50,83 %	50,83 %	IP	50,83 %	50,83 %	IP
Munice Power Partners, LLC	USA	50,83 %	50,83 %	IP	50,83 %	50,83 %	IP
North Ridge Wind Farm, LLC	USA	50,83 %	50,83 %	IP	50,83 %	50,83 %	IP
Vandy South Project, LLC	USA	50,83 %	50,83 %	IP	50,83 %	50,83 %	IP
Viking Wind Farm, LLC	USA	50,83 %	50,83 %	IP	50,83 %	50,83 %	IP
Viking Wind Holdings, LLC	USA	50,83 %	50,83 %	IP	50,83 %	50,83 %	IP
Viking Wind Partners, LLC	USA	50,83 %	50,83 %	IP	50,83 %	50,83 %	IP
Vindy Power Partners, LLC	USA	50,83 %	50,83 %	IP	50,83 %	50,83 %	IP
Wilson-West Wind Farm, LLC	USA	50,83 %	50,83 %	IP	50,83 %	50,83 %	IP
Fenton Power Partners, LLC	USA	(4) 100,00 %	100,00 %	IG	57,76 %	57,76 %	IP
Rattlesnake Wind Project, LLC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Sacramento Soleil LLC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
enXco Solar Assets Inc.	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
FC Sun Harvest, LLC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Shiloh Wind Project 2 LLC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Wapsipicon Wind Project LLC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Northwest Wind Partners, LLC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Patterson Pass Wind Farm, LLC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
EDF EN Canada	CAN	(1) 100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI
Arnprior 1 GN Inc.	CAN	(1) 100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI
Arnprior 2 GN Inc.	CAN	(1) 100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI
Saint Laurent Energies	CAN	(1) 60,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI
Saint Robert Bellarmin	CAN	(1) 100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI

Sociétés	31 décembre 2009			31 décembre 2008			N° SIREN	
	% Intérêts	% Contrôle	Méthode	% Intérêts	% Contrôle	Méthode		
Massif du Sud	CAN	(1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI
Lac Alfred	CAN	(1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI
Clermont	CAN	(1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI
Rivière du Moulin	CAN	(1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI
enXco Services Corp	CAN	(1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI

(1) Entrées de périmètre en 2009.

(2) Sorties de périmètre, déconsolidations et sociétés absorbées en 2009.

(3) A.I.R. Of America est un palier de consolidation regroupant un ensemble de sociétés aux USA détaillées ci-dessus.

(4) Variations de taux d'intérêt.

(5) enXco A/S est un palier de consolidation incluant la société Batliboi (Inde) :

Batliboi	Inde		50,00 %	50,00 %	ME	50,00 %	50,00 %	ME
----------	------	--	---------	---------	----	---------	---------	----

## NOTE 34 Glossaire

**Actif courant/non courant** : l'actif courant comprend les éléments à court terme de l'actif, c'est-à-dire :

- les stocks ;
- les disponibilités financières ;
- les créances à moins d'un an.

Par opposition, l'actif non courant recense les éléments d'actifs destinés à servir de façon durable à l'activité de l'entreprise (biens stables du patrimoine). On distingue notamment :

- les immobilisations incorporelles (brevets et marques) ;
- les immobilisations corporelles (fermes éoliennes, installations photovoltaïques, centrales de cogénération gaz, centrales thermiques et hydroélectriques) ;
- les immobilisations financières (participations dans les filiales) ;
- les impôts différés.

**Actifs financiers disponibles à la vente** : ils sont constitués des titres de participation non consolidés.

**Autres dettes financières** : les autres dettes financières sont composées des dépôts et garanties reçus, des engagements de rachats de minoritaires (voir « Put ») et compléments de prix, ainsi que des dettes financières de crédit-bail.

**Autres prêts et créances financiers** : les autres créances et prêts financiers sont composés des dépôts et garantis donnés et des créances financières nets de provisions, des créances liées à des biens donnés en crédit-bail, et des comptes de DSRA (voir ce terme).

**Available for sale (AFS)** : voir « Actifs financiers disponibles à la vente ».

**Badwill** : voir « Écart d'acquisition ».

**Call** : le « call » est une option d'achat sur un instrument ou un actif financier. C'est un contrat ou une clause contractuelle qui permet à son souscripteur d'acquérir l'élément concerné. Le prix et les modalités de son calcul y sont définis à l'avance. L'option peut être

exercable durant une période ou à une date précise, appelée date de maturité du call.

**Coût de l'endettement financier net** : le coût de l'endettement financier net est principalement constitué des charges d'intérêts liées au financement des parcs ou au BFR du Groupe diminué des revenus financiers des placements opérés, y compris les résultats de couverture de taux et de change y afférent.

Il représente le coût de financement global de l'entreprise pendant la période comptable considérée, hors coût des fonds propres.

**Dérivé** : un dérivé est un instrument financier ou un autre contrat qui présente les trois caractéristiques suivantes :

- sa valeur varie en fonction d'une variation d'un taux d'intérêt spécifié, du prix d'un instrument financier, du prix d'une marchandise, d'un cours de change, d'un indice de prix ou de taux, d'une notation de crédit ou d'un indice de crédit ou d'une autre variable (parfois appelée le « sous-jacent ») ;
- il ne requiert aucun investissement initial net ou un investissement initial net inférieur à celui qui serait nécessaire pour d'autres types de contrats dont on pourrait attendre des réactions similaires aux évolutions des conditions de marché ;
- il est réglé à une date future.

**DSRA (Debt Service Reserve Account)** : les DSRA correspondent à de la trésorerie ou à une garantie donnée par un établissement de crédit qui sont gardés en réserve au cas où le projet ne générerait pas suffisamment de disponibilités pour rembourser les échéances court terme de la dette, correspondant généralement à l'équivalent de 6 mois de trésorerie dégagé par l'exploitation.

**Écart d'acquisition** : différence entre le coût d'acquisition des titres d'une filiale et la quote-part dans la juste valeur des actifs et passifs identifiables acquis par le Groupe :

- si l'écart est positif, il correspond à la prime payée par l'acheteur, justifiée par les profits supplémentaires futurs qu'il attend de l'opération. On parle de « goodwill » et il figure à l'actif du bilan en immobilisations incorporelles ;

- si l'écart est négatif on parle de « Badwill » et il est pris en compte dans le résultat opérationnel.

**Endettement financier net** : l'endettement financier net est constitué :

- des lignes de crédit bancaire qui permettent de financer le coût d'investissement des parcs solaires et éoliens ;
- des instruments financiers de couverture de juste valeur inscrits au bilan relatifs aux passifs constitutifs de l'endettement financier décrits ci-dessus ;
- des intérêts courus sur les dettes financières court terme et long terme.

Ces passifs sont diminués de :

- la trésorerie nette (trésorerie active diminuée de la trésorerie passive) ;
- la trésorerie bloquée ;
- des créances financières dont le recouvrement à court terme est certain sont ainsi assimilées à des actifs quasi-liquides.

(Cf. note 21.6)

**Entreprise associée** : cf. « Principes et méthodes comptables », note intitulée « Entreprises associées ».

**Financement de projets** : le financement des projets mis en œuvre par le Groupe, notamment pour les parcs éoliens et les centrales solaires photovoltaïques, implique un recours important à l'endettement, principalement dans le cadre de « financements de projets ». Par financement de projet, on entend tout endettement lié à un contrat. Chaque contrat est logé dans la structure qui va exploiter le projet correspondant. Il revêt essentiellement la forme d'un emprunt long terme (de 12 à 18 ans en moyenne) amortissable en fonction notamment des conditions de production (conditions de vent et d'ensoleillement) sans recours (ou à recours limité) vis-à-vis d'EDF EN SA car seuls les actifs du projet financé sont garantis. Les contrats sont essentiellement conclus avec les principaux établissements de crédit de premier plan.

Ainsi, les financements de projets sont constitués des emprunts auprès des établissements de crédit, des dettes financières de crédit-bail ; retraités des emprunts du groupe ENR et de l'utilisation des lignes de crédit (hors découverts bancaires).

**Goodwill** : voir « Écart d'acquisition ».

**Hypothèses actuarielles** : cf. « Principes et méthodes comptables », note intitulée « Indemnités de départ en retraite ».

**Partie liée** : une partie liée est une personne ou une entité qui est liée à l'entité qui établit ses états financiers. Cette personne ou cette entité peut être, par exemple, l'un des dirigeants, des administrateurs ou une société dans laquelle ils sont associés.

**Passifs financiers** : cf. « Principes et méthodes comptables », note intitulée « Actifs et passifs financiers ».

**Put** : le « put » est une option de vente sur un instrument ou un actif financier. C'est un contrat ou une clause contractuelle qui permet à son souscripteur de vendre l'élément concerné. Le prix ou les modalités de son calcul y sont définis à l'avance. L'option peut être exerçable durant une période ou à une date précise, appelée date de maturité du put.

**Résultat de déconsolidation** : le résultat de déconsolidation correspond au résultat de cession consolidé, il est calculé par différence entre le prix de cession des titres évalués à la juste valeur et leur dernière valeur en consolidation.

**Trésorerie et équivalents de trésorerie** : cf. « Principes et méthodes comptables », note intitulée « Trésorerie et équivalent de trésorerie ».

**Trésorerie nette** : la trésorerie nette – dont la variation est présentée dans le tableau des flux – est constituée par la trésorerie active (disponibilités bancaires) diminuée des découverts bancaires suivant les conditions définies dans le § 8 d'IAS 7.

## 20.2 Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés en normes IFRS au 31 décembre 2009

« Mesdames, Messieurs les Actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre assemblée générale, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2009 sur :

- ▶ le contrôle des comptes consolidés de la société EDF Energies Nouvelles SA, tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- ▶ la justification de nos appréciations ;
- ▶ la vérification spécifique prévue par la loi.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le Conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

### 1 OPINION SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS

---

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France ; 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 les comptes consolidés. 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.

Nous certifions que les comptes consolidés de l'exercice sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière ainsi que du résultat de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur la note 3.4 aux états financiers consolidés qui expose un changement de méthode concernant le mode de consolidation des sociétés en partenariat aux États-Unis.

### 2 JUSTIFICATION DES APPRÉCIATIONS

---

En application des dispositions de l'article L. 823-9 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les éléments suivants :

#### Changement de méthode comptable

La note 3.4 aux états financiers consolidés expose le changement de méthode comptable intervenu au cours de l'exercice, relatif au mode de consolidation des partenariats aux États-Unis. Conformément à la norme IAS 8, l'information comparative au 1<sup>er</sup> janvier 2008 et au 31 décembre 2008, présentée dans les comptes consolidés, a été retraitée pour prendre en considération de manière rétrospective l'application de cette nouvelle méthode. En conséquence, l'information comparative diffère des comptes consolidés publiés au titre de l'exercice 2008.

Dans le cadre de notre appréciation des principes comptables suivis par votre société, nous avons examiné d'une part, le bien fondé de ce changement de méthode comptable, d'autre part le correct retraitement des comptes au 1<sup>er</sup> janvier 2008 et au 31 décembre 2008 ainsi que l'information donnée à ce titre dans la note 3.4 aux états financiers.

#### Immobilisations corporelles

Comme indiqué dans la note 3.8.1 aux états financiers consolidés, la Société intègre dans le coût de revient des immobilisations corporelles produites en interne, les frais de développement et de réalisation qui répondent aux critères d'activation prévus par le référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne. Nous avons examiné les critères et la méthodologie sous-tendant le caractère approprié de cette comptabilisation et nous nous sommes assurés que la note 12 aux états financiers consolidés fournit une information appropriée.

### Pertes de valeur des actifs non financiers

La Société procède systématiquement, à chaque clôture, à un test de dépréciation des goodwill et des actifs à durée de vie indéfinie et évalue également s'il existe un indice de perte de valeur des actifs à long terme à durée de vie définie, selon les modalités décrites dans la note 3.10 aux états financiers. Nous avons examiné les modalités de mise en œuvre de ce test de dépréciation ainsi que les prévisions de flux de trésorerie et hypothèses utilisées et nous avons vérifié que les notes 10,11 et 12 aux états financiers consolidés donnent une information appropriée.

### Impôts différés

La note 3.17.1 aux états financiers consolidés précise les modalités d'évaluation et de comptabilisation des impôts différés actifs. Nos travaux ont consisté à examiner les données utilisées et à vérifier que la note 24 aux états financiers consolidés fournit une information appropriée.

### Instruments financiers dérivés

La note 3.12 aux états financiers consolidés précise les modalités d'évaluation et de comptabilisation des instruments financiers dérivés. Nos travaux ont consisté à examiner les données utilisées et à vérifier que la note 16 aux états financiers consolidés fournit une information appropriée.

### Traitements comptables non visés par le référentiel IFRS

La note 3.23 aux états financiers consolidés décrit les traitements comptables retenus pour les acquisitions et cessions d'intérêts minoritaires, les engagements d'achats d'intérêts minoritaires, les indemnités de retard perçues dans le cadre de la construction des parcs et la présentation des crédits d'impôts sur investissement accordés aux États-Unis, en l'absence de disposition spécifique du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne sur ce sujet. Nous nous sommes assurés que les traitements comptables retenus ne contreviennent pas aux principes généraux de ce référentiel et que les notes annexes donnent une information appropriée à cet égard.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes consolidés, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

## 3 VÉRIFICATION SPÉCIFIQUE

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, à la vérification spécifique prévue par la loi des informations données dans le rapport sur la gestion du groupe.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés. »

Les commissaires aux comptes

Paris-La Défense et Paris, le 9 février 2010

KPMG Audit Département de KPMG S.A.

Catherine Porta  
Associée

Alain Martin & Associés

Alain Martin  
Associé

## 20.3 Honoraires des commissaires aux comptes

### ➤ RÉCAPITULATIF DES HONORAIRES DU COLLÈGE DES COMMISSAIRES AUX COMPTES DE LA SOCIÉTÉ AU TITRE DE L'EXERCICE 2009

(en milliers d'euros)	KPMG				Alain Martin et Associés			
	Montant (HT)		%		Montant (HT)		%	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
<b>Audit</b>								
➤ Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés								
- Émetteur <sup>(1)</sup>	835	944	46,3 %	46,3 %	343	435	61,6 %	66,7 %
- Filiales intégrées globalement	938	1 091	52,3 %	53,5 %	210	212	37,7 %	32,5 %
➤ Autres diligences et prestations directement liées à la mission du commissaire aux comptes								
- Émetteur <sup>(1)</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-
- Filiales intégrées globalement	-	-	-	-	-	5	-	-
<i>Sous-total</i>	<i>1 773</i>	<i>2 035</i>	<i>98,9 %</i>	<i>99,8 %</i>	<i>553</i>	<i>652</i>	<i>99,3 %</i>	<i>100,0 %</i>
<b>Autres prestations rendues par les réseaux aux filiales intégrées globalement</b>								
➤ Juridique, fiscal, social	20	4	1,1 %	0,2 %	2	-	0,4 %	-
➤ Contrôle interne	-	-	0,0 %	-	-	1	-	0,2 %
➤ Autres (à préciser si > 10 % des honoraires d'audit)	-	-	-	-	2	2	-	0,3 %
<i>Sous-total</i>	<i>20</i>	<i>4</i>	<i>1,0 %</i>	<i>0,2 %</i>	<i>4</i>	<i>3</i>	<i>0,7 %</i>	<i>0,5 %</i>
<b>TOTAL</b>	<b>1 793</b>	<b>2 039</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>	<b>557</b>	<b>655</b>	<b>100 %</b>	<b>100,0 %</b>

(1) EDF Energies Nouvelles SA

Les honoraires versés par les sociétés intégrées proportionnellement par EDF Energies Nouvelles ont représenté 0,37 million d'euros en 2009, dont 0,25 million d'euros pour KPMG, et 0,59 million d'euros en 2008, dont 0,32 million d'euros pour KPMG.

Enfin, certaines filiales du Groupe sont auditées par des commissaires aux comptes autres que ceux du collège des commissaires aux comptes de la Société ; en 2009, le montant des honoraires d'audit correspondant s'est élevé à 1,3 million d'euros, contre 0,83 million d'euros en 2008.

## 20.4 Politique de distribution de dividendes

Pour l'exercice 2009, le Conseil d'administration de la Société proposera à l'assemblée générale des actionnaires prévue le 26 mai 2010 le versement d'un dividende de 0,38 euro par action, soit 30,1 % du résultat net consolidé du Groupe.

Le résultat de l'exercice 2009, qui s'élève à 30 825 805 euros, serait affecté de la façon suivante :

➤ Réserve légale	1 541 290 euros
➤ Dividendes	29 475 998 euros
➤ Distribution du report à nouveau	191 483 euros

Si au jour de la mise en paiement des dividendes, la Société détenait certaines de ses propres actions, le bénéfice correspondant aux dividendes non versés en raison de ces actions, en application de l'article L. 225-210 alinéa 4 du Code de commerce, serait affecté à

la réserve ordinaire. Enfin, il est précisé que la totalité du dividende mis en distribution est éligible à l'abattement de 40 % « bénéficiant aux personnes physiques fiscalement domiciliées en France », tel que prévu à l'article 158-3 du Code général des impôts.

Les dividendes versés par la Société au cours des trois dernières années sont les suivants :

Année	Montant du dividende
2009	0,27 € par action
2008	0,26 € par action
2007	0,11 € par action

## 20.5 Procédures judiciaires et d'arbitrage

Le Groupe est impliqué dans certains différends et procédures administratives, judiciaires et arbitrales dans le cadre de la marche ordinaire de son activité. Son activité de développeur de parcs éoliens le conduit à mettre occasionnellement en jeu les garanties contractuelles, notamment de conformité et de bon fonctionnement, consenties par les fabricants d'éléments techniques des éoliennes, notamment des turbines.

Le Groupe constitue une provision chaque fois qu'un risque déterminé présente une probabilité sérieuse de réalisation avant la clôture de l'exercice et qu'une estimation des conséquences financières liées à ce risque est possible.

Les principaux différends et procédures administratives, judiciaires ou arbitrales en cours dans lesquels le Groupe est impliqué sont détaillés ci-dessous :

**Recours contre les permis de construire en France** — L'implantation sur le territoire français d'un parc éolien nécessite l'obtention préalable d'un permis de construire. Certaines associations sont mobilisées contre ce type de projets et intentent des recours systématiques contre les décisions accordant les permis. Bien que ces procédures n'aboutissent que rarement, environ la moitié des permis de construire obtenus par le Groupe en France font l'objet d'un recours contentieux. Ces recours, s'ils donnent lieu à l'annulation du permis de construire, peuvent aboutir à la suspension des travaux de construction du parc éolien, lorsque celui-ci est en cours d'installation, ou, si un recours spécifique est introduit devant le juge judiciaire (après annulation du permis de construire), au démantèlement du parc éolien, lorsque les travaux de construction sont achevés. Au 31 décembre 2009, le parc éolien d'Oupia (8,1 MW) dans l'Hérault, le parc éolien des Barthes (12,0 MW) en Haute-Loire et le parc éolien de Fraisse-sur-Agout (23 MW) dans l'Hérault font l'objet de recours en annulation du permis de construire correspondant.

**Recours contre l'instauration des zones de développement de l'éolien (« ZDE ») en France** — Le parc éolien de Salles-Curan fait l'objet d'un recours contentieux introduit le 25 septembre 2007 par

deux associations locales, demandant le retrait de l'arrêté du préfet de l'Aveyron en date du 27 mars 2007 ayant instauré une ZDE sur le territoire de cette commune.

En application de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, telle que modifiée par la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005, à défaut d'être implantés dans une ZDE, les nouveaux parcs éoliens ne peuvent pas bénéficier de l'obligation d'achat d'électricité par EDF ou les distributeurs non nationalisés. Toutefois, la loi n° 2005-781 a prévu un régime transitoire qui permet aux installations qui ne se situent pas dans le périmètre d'une ZDE de bénéficier de l'obligation d'achat à la demande de leurs exploitants à condition : (i) que la puissance installée par le site de production n'excède pas 12 MW, (ii) que l'autorité administrative leur ait accordé, avant le 14 juillet 2007, le bénéfice de l'obligation d'achat et (iii) qu'un dossier complet de demande de permis de construire ait été déposé dans le même délai. Dans l'hypothèse où l'arrêté de ZDE précité serait annulé, le Groupe pourrait procéder à une reconfiguration du parc de Salles-Curan en plusieurs parcs de taille inférieure à 12 MW, dont certains seraient cédés à des tiers afin de pouvoir bénéficier de l'obligation d'achat au titre du régime transitoire.

**Différend avec Green Ridge Power LLC** — enXco, la principale filiale américaine de la Société, connaît actuellement un différend avec Green Ridge Power, LLC, une filiale de la société Florida Power & Light Energy, concernant les parcs de Shiloh et enXco 5. enXco assure l'exploitation-maintenance du parc d'enXco 5 sur des terrains qui font l'objet de servitudes de second rang (subeasements), ces dernières permettant de telles activités. Green Ridge Power, LLC, qui détient des servitudes de premier rang (easements) sur ces mêmes terrains, considère que, faute de son accord, les servitudes de second rang mentionnées ci-dessus n'ont pas été valablement étendues à la réalisation du repowering sur le site d'enXco 5 et à l'installation de câbles souterrains permettant l'évacuation de l'électricité produite par le parc de Shiloh (cédé par enXco à Iberdrola Renovables en 2005). Iberdrola Renovables a notifié à son assurance ainsi qu'à enXco des demandes d'indemnisation dans le cadre de la cession du parc de Shiloh. enXco, Iberdrola Renovables



et Green Ridge Power LLC mènent actuellement des négociations en vue de réorganiser leurs droits d'exploitation respectifs dans les régions concernées et d'aboutir à une solution globale satisfaisante pour chacune des parties.

**Recours de Solaire Direct** — En France, la société Solaire Direct, un concurrent du Groupe, a saisi en mai 2008 le Conseil de la Concurrence, devenue Autorité de la Concurrence, d'une plainte assortie d'une demande de mesures conservatoires, reprochant à la société EDF et aux sociétés EDF Energies Nouvelles et EDF Energies Nouvelles Réparties (détenue à parité par EDF et EDF Energies Nouvelles, « EDF ENR ») de faire un usage abusif de leur position dominante sur les marchés de la production, de la distribution et de la fourniture d'électricité, afin de pénétrer le marché émergent de l'offre globale de services destinés à la production d'électricité photovoltaïque. Solaire Direct prétend notamment qu'EDF tente de restreindre l'accès au marché amont de l'approvisionnement en panneaux, afin de verrouiller le marché aval de l'offre photovoltaïque globale.

Le 8 avril 2009, l'Autorité de la Concurrence a enjoint au groupe EDF de (i) supprimer dans tous les supports de communication de la marque Bleu Ciel d'EDF toute référence à l'activité d'EDF ENR dans la filière solaire photovoltaïque, (ii) faire cesser, par les agents répondant au 3929 (le numéro d'appel mis en place par EDF pour les informations sur l'installation de panneaux photovoltaïques), toute référence aux services offerts par EDF ENR, (iii) mettre fin à toute communication à EDF ENR d'informations recueillies par le 3929 et (iv) ne plus mettre à la disposition d'EDF ENR d'informations dont EDF dispose du fait de ses activités de fournisseur de services d'électricité aux tarifs réglementés. Le groupe EDF s'est conformé à ces injonctions.

**Recours d'Euro Power Technology** — En France, la société Euro Power Technology (EPT) a saisi en juin 2008 le Conseil de la Concurrence, devenue Autorité de la Concurrence, d'une plainte

assortie d'une demande de mesures conservatoires, reprochant aux sociétés Verdesis et Verdesis France, filiales d'EDF Energies Nouvelles, et à la société EDF, de mettre en œuvre des pratiques anticoncurrentielles sur le marché du biogaz, ayant eu pour conséquence une éviction de ce marché pour EPT. L'Autorité de la Concurrence devrait se prononcer sur cette saisine au cours des prochaines semaines.

**Résiliation du contrat de vente d'électricité du parc de Lakefield**

— Le 1<sup>er</sup> mars 2010, enXco a reçu de la compagnie électrique américaine Indianapolis Power and Light (IPL) une notification d'annulation du contrat de vente d'électricité (*Power Purchase Agreement*) concernant le projet éolien, en phase finale de développement, de Lakefield (201 MW), situé dans le sud-ouest du Minnesota. Le projet avait reçu, le 27 janvier 2010, l'accord de l'organisme de contrôle des services publics de l'Indiana (*Indiana Utility Regulatory Commission* – IURC). Cet accord comprend des conditions conformes aux précédentes autorisations données par l'IURC. IPL a décidé de résilier unilatéralement le contrat susvisé sur la base de ces conditions sans en expliciter les raisons.

A la date du présent document de référence, enXco étudie la meilleure façon de faire valoir ses droits et son préjudice dans le cadre du contrat avec IPL. Parallèlement, la Société étudie différentes options, dont la recommercialisation du projet auprès d'une ou plusieurs autres compagnies électriques. Conformément à la politique du Groupe, la construction de ce parc n'avait pas encore débuté.

A la date du présent document de référence, outre les différends et procédures susvisés, il n'existe pas, à la connaissance de la Société, de procédure gouvernementale, judiciaire ou arbitrale, y compris de menace d'une telle procédure, susceptible d'avoir ou ayant eu au cours des douze derniers mois une incidence significative sur la situation financière ou la rentabilité de la Société et du Groupe.

## 20.6 Changement significatif de la situation financière ou commerciale

A la connaissance de la Société, il n'y a eu aucun changement significatif de la situation financière ou commerciale depuis le 31 décembre 2009.

# 21 Informations complémentaires

## 21.1 Renseignements de caractère général concernant le capital

### 21.1.1 MONTANT DU CAPITAL (ARTICLE 7 DES STATUTS)

A la date du document de référence, le capital social est fixé à 124 109 465,60 euros, divisé en 77 568 416 actions ordinaires d'une valeur nominale de 1,6 euro chacune.

Les actions de la Société sont entièrement souscrites, intégralement libérées et toutes de même catégorie.

### 21.1.2 TITRES NON REPRÉSENTATIFS DU CAPITAL

Néant.

### 21.1.3 ACTIONS DÉTENUES PAR LA SOCIÉTÉ OU POUR SON PROPRE COMPTE

#### (A) Programme de rachat

L'assemblée générale du 27 mai 2009 a autorisé, le Conseil d'administration, pour une durée de dix-huit mois, avec faculté de subdélégation dans les conditions prévues par la loi, à faire acheter par la Société ses propres actions conformément aux dispositions des articles L. 225-209 et suivants du Code de commerce, du règlement n° 2273/2003 de la Commission Européenne du 22 décembre 2003, et des pratiques de marché admises par l'Autorité des marchés financiers, dans la limite de 10 % du capital social calculé sur la base du capital social existant au moment du rachat. Cette limite est abaissée à 5 % du capital social dans le cas visé au paragraphe (iv) ci-dessous.

Les achats d'actions pourront être effectués dans le respect des dispositions législatives et réglementaires applicables et en conformité avec l'évolution du droit positif, et notamment en vue :

- ▶ d'assurer la liquidité et d'animer le marché des titres de la Société par l'intermédiaire d'un prestataire de services d'investissement agissant de manière indépendante dans le cadre d'un contrat de liquidité conforme à la charte de déontologie reconnue par l'Autorité des marchés financiers ;
- ▶ d'allouer des actions aux membres du personnel de la Société et notamment dans le cadre (i) de la participation aux résultats de l'entreprise, (ii) de tout plan d'options d'achat d'actions de la Société, dans le cadre des dispositions des articles L. 225-177 et suivants du Code de commerce, ou (iii) de tout plan d'épargne conformément aux articles L. 443-1 et suivants du Code du travail ou toute attribution gratuite d'actions dans

le cadre des dispositions des articles L. 225-197-1 et suivants du Code de commerce, ainsi que de réaliser toutes opérations de couverture afférentes à ces opérations, dans les conditions prévues par les autorités de marché et aux époques que le Conseil d'administration ou la personne agissant sur délégation du Conseil d'administration appréciera ;

- ▶ de remettre les actions de la Société lors de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières donnant droit par remboursement, conversion, échange, présentation d'un bon ou de toute autre manière à l'attribution d'actions de la Société dans le cadre de la réglementation en vigueur, ainsi que de réaliser toutes opérations de couverture afférentes à ces opérations, dans les conditions prévues par les autorités de marché et aux époques que le Conseil d'administration ou la personne agissant sur délégation du Conseil d'administration appréciera ;
- ▶ de conserver les actions de la Société et de les remettre ultérieurement à titre de paiement ou d'échange dans le cadre d'opérations éventuelles de croissance externe dans le respect de la pratique de marché admise par l'Autorité des marchés financiers. Il est précisé que le nombre maximal de titres acquis par la Société en vue de leur conservation et de leur remise ultérieure en paiement ou en échange dans le cadre d'une opération de fusion, de scission ou d'apport ne pourra excéder 5 % de son capital social ;
- ▶ d'annuler les actions de la Société dans le cadre d'une réduction du capital social ;

- de mettre en œuvre toute pratique de marché qui viendrait à être admise par l'Autorité des marchés financiers et, plus généralement, de réaliser toute opération conforme à la réglementation en vigueur.

L'acquisition, la cession, le transfert ou l'échange de ces actions pourront être effectués par tous moyens, en particulier, par interventions sur le marché ou de gré à gré, y compris par offre publique ou transaction de blocs d'actions (qui pourront atteindre la totalité du programme) dans les conditions prévues par les autorités de marché et aux époques que le Conseil d'administration ou la personne agissant sur la délégation du Conseil d'administration appréciera. Ces moyens incluent l'utilisation de tout instrument

financier dérivé négocié sur un marché réglementé ou de gré à gré et la mise en place de stratégies optionnelles dans les conditions autorisées par les autorités de marché compétentes, pour autant que ces moyens ne concourent pas à accroître de façon significative la volatilité du titre. Les actions pourront, en outre, faire l'objet de prêts, conformément aux dispositions des articles L. 432-6 et suivants du Code monétaire et financier.

Le prix maximum d'achat par action ne devra pas excéder 70 euros.

Le montant maximum que la Société pourrait consacrer au programme de rachat de ses propres actions ne pourra excéder la somme de 150 millions d'euros.

## (B) Actions détenues en propre

Au 31 décembre 2009, la Société et ses filiales détiennent 220 289 actions d'autocontrôle soit 0,284 % du capital de la Société.

L'assemblée générale des actionnaires du 27 mai 2009 statuant à titre ordinaire a autorisé le Conseil d'administration pour une durée de 18 mois à racheter les actions de la Société dans la limite de 10 % du capital social.

Répartition par objectifs des opérations d'achat d'actions réalisées :

Objectifs de rachat	Nombre de titres
Contrat de liquidité	84 655
Conservation des titres et remise ultérieure en paiement ou à l'échange dans le cadre d'opérations de croissance externe	Néant
Couverture des plans d'options ou allocations d'actions à des salariés ou des titres de créances convertibles	135 634
Annulation des titres acquis	Néant
<b>TOTAL</b>	<b>220 289</b>

Aucune réallocation des actions à d'autres finalités ou objectifs n'a été réalisée.

En novembre 2009, 23 178 actions ont été allouées dans le cadre de l'attribution définitive du plan d'actions gratuites n° 1.

### Rachat d'actions propres dans le cadre du contrat de liquidité

Le 6 février 2007, la Société a confié à Natexis Bleichroeder, filiale de NATIXIS, la mise en œuvre d'un contrat de liquidité conforme à la charte de déontologie établie par l'Association Française des Marchés Financiers (AMAFI) qu'approuvée par l'Autorité des marchés financiers par décision du 1<sup>er</sup> octobre 2008. Ce contrat a été conclu pour une durée d'un an, renouvelable par tacite reconduction. Pour la mise en œuvre de ce contrat, 7 000 000 euros ont été affectés au compte de liquidité.

Sur la totalité de l'exercice 2009, la Société, dans le cadre du contrat de liquidité, a procédé au rachat de 1 217 920 actions à un cours

moyen de 32,46 euros de même qu'à la vente de 1 327 002 actions à un cours moyen de 32,41 euros.

Au 31 décembre 2009, le compte de liquidité comportait 84 655 actions EDF Energies Nouvelles et un montant disponible de 4 030 439,86 euros.

### Rachat d'actions propres afin de couvrir les plans d'attribution d'actions gratuites

La Société a confié en novembre 2009 à un prestataire de services d'investissements, la mission d'acquérir dans le cadre du programme de rachat, des actions à l'effet de couvrir les plans d'actions gratuites décidés le 12 novembre 2009. Dans ce cadre, 73 064 actions, d'une valeur nominale de 1,6 euro, ont été acquises au prix moyen de 36,29 euros, soit un montant total de 2 651 431,56 euros. L'intégralité des actions a été affectée à la couverture desdits plans.

## 21.1.4 AUTRES TITRES DONNANT ACCÈS AU CAPITAL

Néant.

## 21.1.5 CAPITAL SOCIAL AUTORISÉ, MAIS NON ÉMIS

Les délégations et autorisations d'émettre des actions et autres valeurs mobilières consenties au Conseil d'administration par l'assemblée générale des actionnaires sont les suivantes :

Délégation de compétence/Autorisation	Durée de validité	Plafond autorisé en valeur nominale
Augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription, par émission d'actions ou de valeurs mobilières donnant accès immédiatement et/ou à terme au capital de la Société ou à des titres de créance	18 mois (à compter du 27 mai 2009)	62 500 000 euros <sup>(1)</sup> (800 000 000 euros pour les titres de créance)
Augmentation de capital avec suppression du droit préférentiel de souscription par émission d'actions ou de valeurs mobilières donnant accès immédiatement et/ou à terme au capital de la Société ou à des titres de créance, par voie d'offre au public et/ou d'offre visée au paragraphe II de l'article L.411-2 du CMF.	18 mois (à compter du 27 mai 2009)	40 000 000 euros <sup>(1)</sup> (800 000 000 euros pour les titres de créance)
Augmentation de capital réservée à EDF SA et EDEV SA par émission d'actions ou de valeurs mobilières donnant accès immédiatement et/ou à terme au capital de la Société ou à des titres de créance.	18 mois (à compter du 27 mai 2009)	20 000 000 euros <sup>(2)</sup>
Augmentation de capital réservée à la Société Internationale d'Investissements Financiers et M. Pâris Mouratoglou par émission d'actions ou de valeurs mobilières donnant accès immédiatement et/ou à terme au capital de la Société ou à des titres de créance.	18 mois (à compter du 27 mai 2009)	10 000 000 euros <sup>(2)</sup>
Augmentation du montant des émissions avec maintien ou suppression du droit préférentiel de souscription en cas de demandes excédentaires	18 mois (à compter du 27 mai 2009)	Dans la limite de 15 % de l'émission initiale <sup>(1)</sup>
Augmentation de capital par incorporation de réserves, bénéfices ou primes d'émission, de fusion ou d'apport, ou toute autre somme dont la capitalisation serait admise	18 mois (à compter du 27 mai 2009)	12 500 000 euros <sup>(1)</sup>
Augmentation de capital réservée aux adhérents d'un plan d'épargne d'entreprise dans le cadre des dispositions du Code du commerce et des articles L. 332-18 et suivants du Code du travail	18 mois (à compter du 27 mai 2009)	3 750 000 euros <sup>(1)</sup>
Réduction de capital par annulation des actions détenues en propre	18 mois (à compter du 27 mai 2009)	10 % du capital de la Société à la date d'annulation
Augmentation de capital réservée aux salariés dans le cadre d'attribution gratuite d'actions	38 mois (à compter du 30 mai 2007)	1 % du capital social au moment de l'attribution 50 500 actions gratuites attribuées le 30/10/08 (plan n° 2) 12 329 actions gratuites attribuées le 30/10/08 (plan n° 3) 64 300 actions gratuites attribuées le 30/10/08 (plan n° 4) 16 822 actions gratuites attribuées le 30/10/08 (plan n° 5)

(1) Ce montant nominal maximal s'impute sur le plafond global de 100 000 000 euros.

(2) Ce montant nominal maximal s'impute sur le plafond de 40 000 000 euros prévu pour les augmentations de capital avec suppression du droit préférentiel de souscription ainsi que sur le plafond global des 100 000 000 euros.

## 21.1.6 OPTIONS OU ACCORDS PORTANT SUR LE CAPITAL DE LA SOCIÉTÉ

Les deux principaux actionnaires de la Société, M. Pâris Mouratoglou et la société EDEV, ont conclu un pacte d'actionnaires le 17 juillet 2006. Ses principales dispositions sont détaillées au paragraphe 18.4 du présent document de référence.

## 21.1.7 HISTORIQUE DU CAPITAL SOCIAL AU COURS DES CINQ DERNIERS EXERCICES

Date	Nature de l'opération	Capital avant opération (en euros)	Prime d'émission/ d'apports	Actions créées ou annulées	Valeur nominale (en euros)	Nombre d'actions cumulé	Capital après opération (en euros)
19/10/2005	Augmentation de capital	68 956 608	72 170	1 000	1,6	4 310 788	68 972 608
18/09/2006	Division de la valeur nominale des actions	68 972 608	n.a.	n.a.	1,6	43 107 880	68 972 608
28/11/2006	Augmentation de capital (introduction en Bourse)	68 972 608	320 482 061	12 139 472	1,6	55 247 352	88 395 763,20
28/11/2006	Augmentation de capital (exercice de l'option de surallocation)	88 395 763,20	48 072 288	1 820 920	1,6	57 068 272	91 309 235,20
28/11/2006	Augmentation de capital (réservée à EDEV)	91 309 235,20	126 679 449,60	4 798 464	1,6	61 866 736	98 986 777,60
14/12/2006	Augmentation de capital (réservée aux salariés PEG)	98 986 777,60	1 964 279	93 216	1,6	61 959 952	99 135 923,20
14/12/2006	Augmentation de capital (réservée aux salariés hors PEG)	99 135 923,20	2 502 244,8	94 782	1,6	62 054 734	99 287 574,40
30/09/2008	Augmentation de capital avec DPS	99 287 574,40	474 718 699,80	15 513 683	1,6	77 568 417	124 109 467,20
30/09/2008	Annulation 1 action	124 109 467,20	n.a.	1	1,6	77 568 416	124 109 465,60

## 21.2 Acte constitutif et statuts

### 21.2.1 OBJET SOCIAL

La Société a pour objet directement ou indirectement, en France et à l'étranger, tant pour elle-même que pour le compte de tiers :

- ▶ la participation financière directe ou indirecte, par tous moyens, dans toute opération, entreprise, société ou groupement industriel ou commercial, en particulier dans le domaine de l'énergie et dans tout autre domaine ;
- ▶ l'achat et la vente de tous biens immeubles, bâtis ou non, situés tant en France qu'à l'étranger ainsi que toutes activités annexes et connexes, financières, immobilières et autres ayant pour conséquences, directes ou indirectes, de faciliter cette activité ;
- ▶ et plus généralement, toutes opérations financières, industrielles, commerciales, mobilières ou immobilières, se rattachant directement ou indirectement à l'objet social.

## 21.2.2 STIPULATIONS STATUTAIRE RELATIVES AUX ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION – RÈGLEMENT INTÉRIEUR DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Le descriptif ci-dessous résume les principales stipulations des statuts et du règlement intérieur relatives au Conseil d'administration, en particulier à son mode de fonctionnement et à ses pouvoirs.

### (A) Conseil d'administration

#### Composition du Conseil d'administration (extrait de l'article 14 des statuts)

Sous réserve de la dérogation légale applicable en cas de fusion, la Société est administrée par un Conseil composé de trois membres au moins et de dix-huit membres au plus, nommés par l'assemblée générale ordinaire des actionnaires. Le Conseil comprend au moins deux administrateurs indépendants.

Chaque administrateur doit être, pendant toute la durée de ses fonctions, propriétaire au moins d'une action. Si, le jour de sa nomination, un administrateur n'est pas propriétaire du nombre d'actions requis ou si, en cours de mandat, il cesse d'en être propriétaire, il est réputé démissionnaire d'office s'il n'a pas régularisé sa situation dans le délai de trois mois.

Le nombre d'administrateurs personnes physiques et de représentants permanents de personnes morales, âgés de plus de 70 ans, ne pourra dépasser le tiers des administrateurs en exercice.

Un salarié de la Société ne peut être nommé administrateur que si son contrat correspond à un emploi effectif. Le nombre des administrateurs liés à la Société par un contrat de travail ne peut dépasser le tiers des administrateurs en fonction.

#### Durée des fonctions (extrait de l'article 14 des statuts)

La durée des fonctions des administrateurs est de six années.

L'administrateur nommé en remplacement d'un autre ne demeure en fonction que pour la durée restant à courir du mandat de son prédécesseur.

Tout membre sortant est rééligible.

#### Président du Conseil d'administration (article 17 des statuts)

Le Conseil d'administration élit parmi ses membres un Président qui est, à peine de nullité de la nomination, une personne physique. Il détermine sa rémunération dans les conditions fixées par la loi.

Le Président est nommé pour une durée qui ne peut excéder celle de son mandat d'administrateur. Il est rééligible. Le Conseil d'administration peut le révoquer à tout moment.

Le Président du Conseil d'administration 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.

Pour l'exercice de ses fonctions, le Président doit être âgé de moins de 75 ans. Lorsqu'en cours de mandat, cette limite d'âge aura été atteinte, le Président est réputé démissionnaire d'office et il est procédé à la désignation d'un nouveau Président.

#### Délibérations du Conseil d'administration (article 15 des statuts)

Les administrateurs sont convoqués par le Président, ou en son nom par toute personne qu'il désignera, aux séances du Conseil par tous moyens, même verbalement, soit au siège social, soit en tout autre endroit indiqué dans la convocation.

Les délibérations sont prises aux conditions de quorum et de majorité prévues par la loi. Par exception, les délibérations suivantes ne pourront être prises qu'avec un vote favorable de plus des deux tiers des administrateurs présents ou représentés :

- approbation du budget de frais généraux et de frais de développement (coût de développement en numéraire et coût de structure corporate), si leur croissance est supérieure à 15 % par rapport au budget de l'année précédente ;
- approbation des investissements dont la rentabilité serait inférieure aux critères de rentabilité en vigueur au sein du groupe dont la Société fait partie ;
- approbation de la vente ou de la réalisation d'actifs d'une valeur supérieure à 25 000 000 euros, à l'exception de la vente d'installations clés en main ;
- autorisation de tout investissement dans des pays extérieurs à l'Union Européenne et aux États-Unis ;
- décision de soumettre à l'assemblée générale extraordinaire des actionnaires toute modification statutaire relative aux règles de distribution de dividendes ;
- décision de révoquer le Directeur général avant le 31 décembre 2009 pour un motif autre qu'une faute grave ou une insuffisance manifeste ;
- approbation de l'acquisition ou cession de tous actifs réalisée avec une entité détenue directement ou indirectement par le groupe EDF.

Toutefois, dès lors que le nombre d'administrateurs indépendants au sein du Conseil d'administration sera porté à trois, les décisions visées ci-dessus seront de nouveau adoptées à la majorité simple des administrateurs présents ou représentés.

Le Président n'a pas de voix prépondérante dans le cadre des décisions du Conseil d'administration.

#### Pouvoirs du Conseil d'administration (extrait de l'article 16 des statuts)

Le Conseil d'administration dispose de pouvoirs et exerce sa mission dans les conditions fixées par l'article L. 225-35 du Code de commerce, par le règlement intérieur adopté par le Conseil d'administration et par les statuts de la Société.

Il 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.



### Censeurs (extrait de l'article 14 des statuts)

Le Conseil d'administration peut nommer un ou plusieurs censeurs, dans la limite d'un nombre maximum de deux. Les censeurs sont des personnes physiques ou morales, choisies parmi les actionnaires ou en dehors d'eux. La durée des fonctions des censeurs est de 2 années sauf démission ou cessation anticipée des fonctions décidée par le Conseil. Les modalités d'exercice de la mission des censeurs, en ce compris leur éventuelle rémunération, sont arrêtées par le Conseil d'administration. Les censeurs sont rééligibles. Ils sont convoqués aux réunions du Conseil d'administration et prennent part aux délibérations avec voix consultative.

A la date du présent document de référence, aucun censeur n'a été désigné au Conseil d'administration de la Société.

### (B) Direction générale (extrait de l'article 18 des statuts)

#### Modalités d'exercice

Conformément à l'article L. 225-51-1 du Code du commerce, 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 et qui prend le titre de Directeur général.

Le choix entre ces deux modalités d'exercice de la Direction générale est effectué par le Conseil d'administration. La délibération du Conseil relative au choix de la modalité d'exercice de la Direction générale est prise à la majorité des administrateurs présents ou représentés. Le choix du Conseil d'administration est porté à la connaissance des actionnaires et des tiers dans les conditions prévues par la réglementation en vigueur.

Le changement de la modalité d'exercice de la Direction générale n'entraîne par une modification des statuts.

#### Direction générale

En fonction de la modalité d'exercice retenue par le Conseil d'administration, le Président ou le Directeur général assure sous sa responsabilité la Direction générale de la Société.

Le Directeur général est nommé par le Conseil d'administration qui fixe la durée de son mandat, détermine sa rémunération et, le cas échéant, les limitations de ses pouvoirs.

Pour l'exercice de ses fonctions, le Directeur général doit être âgé de moins de 70 ans. Lorsqu'en cours de mandat, cette limite d'âge aura été atteinte, le Directeur général se maintient en fonction jusqu'à la prochaine réunion du Conseil d'administration.

Le Directeur général est révocable à tout moment par le Conseil d'administration. Si la révocation est décidée sans juste motif, elle peut donner lieu à dommages-intérêts, sauf lorsque le Directeur général assume les fonctions de Président du Conseil d'administration.

#### Pouvoirs du Directeur général

Le Directeur général est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir en toutes circonstances au nom de la Société. Il exerce ses pouvoirs dans la limite de l'objet social, et sous réserve des pouvoirs expressément attribués par la loi aux assemblées d'actionnaires et au Conseil d'administration.

Toutefois, le Conseil d'administration a décidé de soumettre à son autorisation préalable certaines décisions du Directeur général :

- (a) dès lors que leur montant excédera le seuil de 50 000 000 euros ;
  - les décisions d'investissements ;
  - la signature de contrats, autres que ceux associés à un investissement autorisé par le Conseil, impliquant un tel montant d'engagement, ce montant s'entendant également en valeur d'actif sous-jacent ;
  - les emprunts d'un montant unitaire égal ou supérieur à ce seuil ou d'un montant unitaire inférieur lorsque leur montant cumulé annuel excédera ce seuil, à l'exception de ceux qui auraient déjà été acceptés dans le cadre de l'approbation d'un ou plusieurs projets d'investissements et de ceux s'inscrivant dans le cadre d'une enveloppe globale autorisée par le Conseil d'administration (ligne de crédit « corporate ») ;
  - tous investissements ou engagements (en ce compris les garanties, cautions, gages, hypothèques et autres sûretés), même d'un montant unitaire inférieur à ce seuil lorsque leur montant cumulé annuel (ce montant s'entendant également en valeur d'actif sous-jacent) excédera ce seuil.
- (b) dès lors que leur montant unitaire excédera le seuil de 25 000 000 euros,
  - les décisions de désinvestissement (ce seuil s'entendant également en valeur d'actif sous-jacent).
- (c) En deçà des seuils précisés aux paragraphes (a) et (b), le Directeur général pourra prendre les décisions ci-dessus sans l'autorisation préalable du Conseil, à la double condition (i) qu'elles portent sur des opérations intervenant dans les secteurs d'activité habituels de la Société (éolien terrestre, solaire, photovoltaïque et biomasse) et dans des pays appartenant à l'Union Européenne et l'Amérique du Nord et (ii) qu'entre 2 000 000 euros et les seuils ci-dessus de 50 000 000 euros ou (pour les désinvestissements) 25 000 000 euros, le Comité des engagements de la Société ait préalablement émis un avis favorable à l'unanimité. Dans le cas où l'une et/ou l'autre de ces conditions ne seraient pas remplies, la ou les décisions concernées nécessiteront l'autorisation préalable du Conseil d'administration.
- (d) Les opérations ou décisions suivantes seront également soumises à l'approbation préalable du Conseil d'administration :
  - l'adoption du budget annuel et engagements éventuels de dépenses excédant les montants qui y sont indiqués ;
  - toute implication dans des activités autres que celles décrites dans le Projet d'Entreprise ;
  - la prise de participation dans des Sociétés ou autres groupements (dotés de la personnalité morale ou non) dont les associés sont responsables en tout ou partie des dettes sociales ;
  - les investissements dont la rentabilité serait inférieure aux critères de rentabilité suivants, en vigueur au sein du groupe EDF : (i) le ratio valeur actuelle nette/investissement doit être supérieur à 10 % et (ii) effet relatif sur le résultat net avant trois ans ;
  - l'acquisition ou la cession de tous actifs réalisée avec une entité détenue directement ou indirectement par le groupe EDF ;



- la désignation des membres du Comité des engagements de la Société.

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 en cause dépassait cet objet ou qu'il ne pouvait l'ignorer compte tenu des circonstances, étant précisé que la seule publication des statuts ne peut suffire à constituer cette preuve.

A la date du présent document de référence, M. David Corchia est Directeur général de la Société.

### (c) Directeurs généraux délégués

Sur proposition du Directeur général, que cette fonction soit assumée par le Président du Conseil d'administration ou par une autre personne, le Conseil d'administration peut nommer une ou plusieurs personnes physiques chargées d'assister le Directeur général avec le titre de Directeurs généraux délégués.

Le nombre maximum de Directeurs généraux délégués est fixé à cinq.

En accord avec le Directeur général, le Conseil d'administration détermine l'étendue et la durée des pouvoirs accordés aux Directeurs généraux délégués et fixe leur rémunération.

A l'égard des tiers, le Directeur général délégué ou les Directeurs généraux délégués disposent des mêmes pouvoirs que le Directeur général.

Le Directeur général délégué ou les Directeurs généraux délégués atteints par la limite d'âge, fixée à 70 ans, se maintiennent en fonction jusqu'à la prochaine réunion du Conseil d'administration.

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.

Les Directeurs généraux délégués sont révocables par le Conseil d'administration, sur proposition du Directeur général, à tout moment. La révocation des Directeurs généraux délégués peut donner lieu à des dommages-intérêts si elle est décidée sans juste motif.

A la date du présent document de référence, M. Yvon André est Directeur général délégué (France et Affaires nouvelles) de la Société, M. Christophe Geffray est Directeur général délégué

(Industrie) de la Société et M. Michel Trousseau est Directeur général délégué (Europe du Nord et Orientale, Approvisionnement Photovoltaïque) et M. Olivier Paquier est Directeur général délégué (Énergies Réparties) de la Société.

### (d) Règlement intérieur du Conseil d'administration

Le Conseil d'administration de la Société a adopté, le 18 juillet 2006, un règlement intérieur, modifié le 25 avril 2007, 19 mars 2009 et 2 juillet 2009 destiné à préciser le détail de sa composition, son organisation et son fonctionnement, en complément des dispositions légales, réglementaires et statutaires applicables à la Société.

Ce règlement intérieur précise, d'une part le mode d'organisation et de fonctionnement, les compétences et les pouvoirs du Conseil d'administration et des Comités qu'il a institué en son sein (voir le paragraphe 16.3 « Comités du Conseil d'administration » du présent document de référence) et d'autre part, les modalités de contrôle et d'évaluation de son fonctionnement.

### Contrôle et évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration

Le Conseil d'administration veille à ce que la présence d'au moins deux administrateurs indépendants soit respectée au sein du Conseil.

Est réputé indépendant l'administrateur qui n'entretient, directement ou indirectement, aucune relation de quelque nature que ce soit avec la Direction, la Société ou le Groupe, qui puisse compromettre l'exercice de sa liberté de jugement ou être de nature à le placer en situation de conflit d'intérêts avec la Direction, la Société ou le Groupe.

Les administrateurs doivent vérifier qu'aucune personne ne puisse exercer sur la Société un pouvoir discrétionnaire sans contrôle ; ils doivent s'assurer du bon fonctionnement des Comités créés par le Conseil d'administration.

Le Conseil d'administration procède également à une évaluation régulière de son propre fonctionnement, qui est confiée à l'initiative du Président du Conseil d'administration à des administrateurs indépendants. Une évaluation a été effectuée pour l'exercice 2009 ; les résultats, examinés par le Conseil d'administration du 13 janvier 2010, témoignent d'un niveau satisfaisant en matière de fonctionnement du Conseil et de ses Comités.

## 21.2.3 DROITS, PRIVILÈGES ET RESTRICTIONS ATTACHÉS AUX ACTIONS (ARTICLE 22 DES STATUTS)

Sur le bénéfice de l'exercice, diminué le cas échéant des pertes antérieures, il est tout d'abord prélevé au moins cinq pour cent (5 %) pour constituer le fonds de réserve légale. Ce prélèvement cesse d'être obligatoire lorsque ledit fonds atteint une somme égale au dixième du capital social ; il reprend son cours lorsque, pour une cause quelconque, la réserve légale est descendue au-dessous de cette fraction.

Le solde, augmenté le cas échéant des reports bénéficiaires, constitue le bénéfice distribuable aux actionnaires sous forme de dividende, et ce, dans les conditions légales et réglementaires.

L'assemblée générale peut ouvrir aux actionnaires, pour tout ou partie du dividende mis en distribution, une option entre le paiement en numéraire ou en actions de la Société dans les conditions fixées par la loi. La même option peut être ouverte dans le cas de paiement d'acompte sur dividendes.

L'assemblée générale a la faculté de prélever, sur ce bénéfice, avant toute distribution de dividende, les sommes qu'elle juge convenable de fixer, soit pour être reportées à nouveau sur l'exercice suivant, soit pour être portées à un ou plusieurs fonds de réserves, généraux ou spéciaux, dont elle détermine librement l'affectation ou l'emploi.

L'assemblée générale peut aussi décider la distribution des sommes prélevées sur les réserves dont elle a la disposition, conformément

à la loi. Dans ce cas, la décision indique expressément les postes sur lesquels le prélèvement interviendra.

Cependant, hors le cas de réduction du capital, aucune distribution ne peut être faite aux actionnaires lorsque les capitaux propres sont ou deviendraient à la suite de celle-ci, inférieurs au montant du capital augmenté des réserves que la loi ou les statuts ne permettent pas de distribuer.

## 21.2.4 MODALITÉS DE MODIFICATION DES DROITS DES ACTIONNAIRES

Les droits des actionnaires tels que figurant dans les statuts de la Société ne peuvent être modifiés que par l'assemblée générale extraordinaire des actionnaires de la Société.

## 21.2.5 ASSEMBLÉES GÉNÉRALES D'ACTIONNAIRES (ARTICLE 20 DES STATUTS)

L'assemblée générale est convoquée par le Conseil d'administration, ou, en cas de carence, par les commissaires aux comptes ou encore par un mandataire désigné par le Président du tribunal de commerce statuant en référé, à la demande soit d'un ou plusieurs actionnaires réunissant 5 % au moins du capital social, soit d'une association d'actionnaires dans les conditions prévues par l'article L. 225-120 du Code de commerce.

La convocation est faite quinze jours au moins à l'avance sur première convocation et six jours au moins à l'avance sur convocations suivantes, au moyen d'un avis inséré dans un journal habilité à recevoir les annonces légales dans le département du siège social et au Bulletin des Annonces Légales Obligatoires.

Les actionnaires titulaires d'actions nominatives depuis un mois au moins à la date de ces avis sont convoqués par lettre ordinaire ou par tout moyen de télécommunication électronique.

La convocation est précédée par un avis contenant les mentions prévues par la loi et inséré au Bulletin des Annonces Légales Obligatoires trente-cinq jours au moins avant l'assemblée.

L'ordre du jour de chaque assemblée générale est arrêté par l'auteur de la convocation. Il contient, le cas échéant, les propositions émanant d'un ou plusieurs actionnaires, dans les conditions fixées par la loi.

Les assemblées sont réunies au siège social ou en tout autre lieu précisé dans l'avis de convocation.

Le droit de vote attaché aux actions est proportionnel à la quotité du capital qu'elles représentent. A égalité de valeur nominale, chaque action donne droit à une voix.

L'assemblée générale se compose de tous les actionnaires quel que soit le nombre de leurs actions pourvu qu'elles aient été libérées des versements exigibles.

Le droit de participer aux assemblées générales est subordonné à l'enregistrement comptable des titres au nom de l'actionnaire ou de l'intermédiaire inscrit pour son compte au troisième jour ouvré précédant l'assemblée à zéro heure, heure de Paris, soit dans les comptes de titres nominatifs tenus par la Société, soit dans les comptes de titres au porteur tenus par un intermédiaire habilité.

L'actionnaire, à défaut d'assister personnellement à l'assemblée générale, peut choisir entre l'une des trois formules suivantes :

- ▶ donner une procuration à un autre actionnaire ou à son conjoint ;  
ou
- ▶ voter par correspondance ; ou
- ▶ adresser une procuration à la Société sans indication de mandat ;  
dans les conditions prévues par la loi et les règlements.

L'intermédiaire qui a satisfait aux dispositions légales en vigueur peut, en vertu d'un mandat général de gestion des titres, transmettre pour une assemblée le vote ou le pouvoir d'un propriétaire d'actions n'ayant pas son domicile sur le territoire français.

La Société est en droit de demander à l'intermédiaire susvisé précédent de fournir la liste des propriétaires non-résidents des actions auxquelles ces droits de vote sont attachés ainsi que la quantité d'actions détenue par chacun d'eux.

Les assemblées sont présidées par le Président du Conseil d'administration ou, en son absence, par l'administrateur le plus ancien présent à cette assemblée. A défaut, l'assemblée élit elle-même son Président.

## 21.2.6 STIPULATIONS PERMETTANT DE RETARDER, DIFFÉRER OU EMPÊCHER UN CHANGEMENT DE CONTRÔLE DE LA SOCIÉTÉ

Les statuts de la Société ne contiennent pas de stipulations permettant de retarder, différer ou empêcher un changement de contrôle.

## 21.2.7 IDENTIFICATION DES ACTIONNAIRES – FRANCHISSEMENTS DE SEUILS STATUTAIRES (ARTICLE 13 DES STATUTS)

En vue de l'identification des détenteurs de titres au porteur, la Société peut, dans les conditions prévues par la loi, demander, à tout moment, contre rémunération à sa charge, au dépositaire central qui assure la tenue du compte émission de ses titres, des renseignements concernant les détenteurs de titres, conférant immédiatement ou à terme le droit de vote dans les assemblées d'actionnaires, ainsi que la quantité de titres détenue par chacun d'eux et, le cas échéant, les restrictions attachées à ces titres. La Société a également la faculté, au vu de la liste transmise par le dépositaire central, de demander dans les mêmes conditions, soit par l'entremise de ce dépositaire central, soit directement aux personnes figurant sur cette liste et dont la Société estime qu'elles pourraient être inscrites pour compte de tiers.

Ces personnes sont tenues, si elles ont la qualité d'intermédiaire, de révéler l'identité des propriétaires de ces titres. L'information est fournie directement à l'intermédiaire financier habilité teneur de compte, à charge pour ce dernier de la communiquer, selon le cas, à la Société ou au dépositaire central.

S'il s'agit de titres de forme nominative donnant immédiatement ou à terme accès au capital, l'intermédiaire inscrit est tenu de révéler l'identité des propriétaires de ces titres ainsi que la quantité des titres détenus par chacun d'eux, sur simple demande de la Société ou de son mandataire, laquelle peut être présentée à tout moment.

Aussi longtemps que la Société estime que certains détenteurs dont l'identité lui a été communiquée le sont pour le compte de tiers propriétaires des titres, elle est en droit de demander à ces détenteurs de révéler l'identité des propriétaires de ces titres.

A l'issue de ces opérations, la Société peut en outre demander à toute personne morale possédant plus de 2,5 % de son capital ou de ses droits de vote, de lui faire connaître l'identité des personnes détenant directement ou indirectement plus du tiers du capital ou des droits de vote de la personne morale propriétaire des actions de la Société.

En cas de violation des obligations visées ci-dessus, les actions ou les titres donnant accès immédiatement ou à terme au capital et pour lesquels ces personnes ont été inscrites en compte seront 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 sera différé jusqu'à cette date.

En outre, au cas où la personne inscrite méconnaîtrait sciemment ces obligations, le tribunal dans le ressort duquel la Société a son siège social pourra, sur demande de la Société ou d'un ou plusieurs actionnaires détenant au moins 5 % du capital, prononcer la privation totale ou partielle, pour une durée totale ne pouvant excéder cinq ans, des droits de vote attachés aux actions ayant fait l'objet d'une demande d'information de la Société et éventuellement et pour la même période, du droit au paiement du dividende correspondant.

Outre le respect de l'obligation légale d'informer la Société de la détention de certaines fractions du capital et des droits de vote y étant attachés, toute personne physique ou morale – y compris tout intermédiaire inscrit comme détenteur de titres des personnes non domiciliées sur le territoire français – qui, agissant seule ou de concert, vient à détenir ou cesse de détenir, de quelque manière que ce soit directement ou indirectement, une fraction égale à 1 % du capital ou des droits de vote ou tout multiple de ce pourcentage, doit informer la Société, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception adressée au siège social ou par tout moyen équivalent pour les actionnaires ou porteurs de titres résidents hors de France dans un délai de 5 jours de Bourse à compter du franchissement de l'un de ces seuils, du nombre d'actions et de droits de vote qu'elle détient mais aussi, du nombre d'actions ou de droits de votes assimilés aux actions ou aux droits de vote possédés par cette personne en vertu de l'article L. 233-9 du Code de commerce.

Cette personne doit, dans les mêmes conditions, informer la Société du nombre de titres qu'elle détient et qui donnent accès à terme au capital, ainsi que du nombre de droits de vote qui y sont attachés.

En cas de non-respect des stipulations ci-dessus, les actions excédant la fraction qui aurait dû être déclarée sont privées du droit de vote dans les assemblées d'actionnaires si, à l'occasion d'une assemblée, le défaut de déclaration a été constaté et si un ou plusieurs actionnaires détenant ensemble 1 % au moins du capital ou des droits de vote en font la demande lors de cette assemblée. Dans les mêmes conditions, les droits de vote qui n'ont pas été régulièrement déclarés ne peuvent être exercés. La privation du droit de vote s'applique pour toute assemblée d'actionnaires se tenant jusqu'à l'expiration d'un délai de deux ans suivant la date de régularisation de la déclaration.

## 21.2.8 STIPULATIONS PARTICULIÈRES RÉGISSANT LES MODIFICATIONS DU CAPITAL

S'agissant des modifications du capital, les statuts de la Société ne contiennent pas de stipulations particulières plus strictes que les dispositions légales.

# 22 Contrats importants

---

## Approvisionnement en turbines

Afin de sécuriser son approvisionnement en turbines pour les prochaines années, destinées à la construction de ses parcs éoliens à travers le monde, le Groupe a conclu des accords de fourniture

avec quatre des principaux fabricants de turbines : General Electric Wind, REpower, Enercon et Vestas.

### AMÉRIQUE DU NORD

---

enXco a conclu depuis 2005 plusieurs accords-cadres de fourniture de turbines avec General Electric Wind et REpower ; le Groupe a par ailleurs conclu en 2008 un accord avec Clipper Windpower pour la fourniture de 27 turbines de 2,5 MW.

En 2009, le Groupe a conclu un accord avec le développeur canadien Skypower pour l'achat de 270 MW de turbines General Electric livrables en 2009. Cet achat sur le marché secondaire a permis au Groupe d'acquérir des équipements à des conditions très favorables pour le développement de ses projets américaines. Le Groupe a également conclu deux accords avec REpower. Le premier porte sur la fourniture de 954 MW de turbines destinées aux cinq

parcs éoliens en cours de développement au Canada, et le second sur la livraison de turbines en 2011 pouvant représenter jusqu'à 143,5 MW destinés à un projet américain.

Au 31 décembre 2009, les engagements de livraison des fournisseurs portent sur des turbines correspondant à une capacité totale de 2 015 MW (dont 701 MW auprès de General Electric Wind, 1 284 MW auprès de REpower et 30 MW auprès de Clipper).

Ces contrats permettent au Groupe d'assurer l'intégralité de ses besoins prévisionnels en turbines aux États-Unis et au Canada en 2010 et une partie de ceux de 2011.

### EUROPE

---

Le Groupe a conclu depuis 2006 plusieurs accords-cadres de fourniture de turbines avec REpower, Vestas et Enercon.

En 2009, le Groupe a acquis à des conditions avantageuses 74 MW de turbines auprès de Vestas destinées à la construction du parc de Benorva en Sardaigne.

Au 31 décembre 2009, les engagements de livraison de ces fournisseurs portent sur des turbines correspondant à une capacité totale de 509 MW (soit 282 MW auprès de Vestas, 167 MW auprès d'Enercon et 60 MW auprès de REpower).

Ces contrats permettent au Groupe d'assurer l'intégralité de ses besoins prévisionnels en turbines en Europe en 2010 et une partie de ceux de 2011.

Ainsi, au 31 décembre 2009, l'ensemble des engagements de livraison au Groupe, en Europe comme aux États-Unis, portent sur des turbines correspondant à une capacité totale de 2 524 MW.

## Approvisionnement en panneaux photovoltaïques

Comme pour l'éolien, le Groupe mène une politique active de sécurisation de son approvisionnement en panneaux photovoltaïques, destinés à la réalisation de centrales photovoltaïques pour compte propre et pour compte de tiers, en Europe et en Amérique du Nord.

En 2007, un contrat d'approvisionnement de panneaux photovoltaïques a été conclu avec le groupe américain First Solar. Ce contrat a été modifié par avenants en date de mars 2008 et novembre 2008. Au total, pour les années 2010 à 2012, les engagements de livraison de First Solar au titre de ce contrat

portent sur 452 MWc. En 2009, le Groupe a conclu un accord avec First Solar relatif à la construction de la plus grande usine française de fabrication de panneaux solaires avec une capacité annuelle initiale de 100 MWc (voir le paragraphe 6.5.2.1(b) du présent document de référence) ; le Groupe bénéficiera, pour son propre approvisionnement, de la totalité de la production du site pendant les dix premières années (au moins 100 MWc par an à partir de 2012).

En outre, le Groupe a également conclu depuis 2007 divers contrats d'approvisionnement de panneaux photovoltaïques plus limités avec les américains Unisolar et Sunpower, le français Photowatt, ainsi que les sociétés chinoises Suntech, Yingli Green Power et Solarfun.

Au 31 décembre 2009, l'ensemble des engagements de livraison du Groupe (hors usine First Solar et contrat Nanosolar) portent sur des panneaux photovoltaïques correspondant à une capacité totale de 620 MWc (dont 452 MWc auprès de First Solar), dont une partie en option.

Enfin, en 2008, la Société a conclu un accord de partenariat avec la société américaine Nanosolar, permettant au Groupe d'avoir accès à une partie de sa production de panneaux photovoltaïques à compter de 2010 (voir le paragraphe 6.5.2.1(b) du présent document de référence).

## Contrat de licence de marque avec EDF

La Société a conclu en 2006 un contrat de licence de marque avec EDF relatif notamment à l'utilisation de la marque EDF comme dénomination sociale (voir le paragraphe 11.2 du présent document de référence).

## Contrat de joint-venture avec EDF Energy

La Société a conclu en 2008 avec EDF Energy, filiale à 100 % d'EDF, un accord de joint-venture autour d'une société commune, EDF Energy Renewables, ayant pour objet le développement, la construction et/ou l'exploitation de centrales produisant de l'électricité à partir d'énergies renouvelables (voir le paragraphe 6.5.1.1(d) du présent document de référence).

## Contrat-cadre avec EDF en matière de recherche-développement

La Société a conclu en 2008 un contrat-cadre visant à organiser la collaboration avec EDF pour les programmes de recherche-développement en matière d'énergie renouvelable (voir le paragraphe 11.1 du présent document de référence).

# 23 Informations provenant de tiers, déclarations d'experts et déclarations d'intérêt

---

Néant.

# 24 Documents accessibles au public

---

Les statuts de la Société ainsi que les procès-verbaux d'assemblées générales, les comptes sociaux et consolidés, les rapports des commissaires aux comptes et tous autres documents sociaux, peuvent être consultés, sur support papier, au siège social de la Société.

L'ensemble des informations rendues publiques par le Groupe en application de l'article 221-1 du Règlement Général de l'AMF sont accessibles sur le site Internet de la Société à l'adresse suivante : [www.edf-energies-nouvelles.com](http://www.edf-energies-nouvelles.com), et une copie peut en être obtenue au siège de la Société, 90, esplanade du Général de Gaulle – 92933 Paris-La Défense Cedex.

**Responsable de l'information :**

M. Philippe Crouzat

Directeur Financier

Cœur Défense – Immeuble 1 – Défense 4

90, esplanade du Général de Gaulle – 92933 Paris-La Défense Cedex

Téléphone : 01 40 90 23 00



# 25 Informations sur les participations

---

Les informations concernant les entreprises 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 au Chapitre 6 du présent document de référence.

# Glossaire

---

**Biocarburant** : carburant issu d'une matière première renouvelable, de végétaux (colza, maïs, céréales, canne à sucre...).

**Biodiesel** : carburant obtenu à partir d'huile végétale ou animale transformée par un procédé chimique appelé transestérification. Le biodiesel peut être utilisé seul dans les moteurs ou mélangé avec du pétrodiesel.

**Bioéthanol** : éthanol d'origine agricole obtenu après fermentation des sucres de matières premières végétales (betteraves à sucre, céréales, pomme de terre, topinambour, bois) ou de « déchets » (petit-lait, vieux papier,...). Il peut être utilisé seul ou s'incorporer directement dans l'essence, mais les pétroliers l'utilisent pour produire l'Ethyl Tertio Butyl Ether (ETBE) qui est utilisé en mélange à l'essence comme biocarburant.

**Biogaz** : Gaz produit par la fermentation de matières organiques animales ou végétales en l'absence d'oxygène. L'énergie du biogaz provient uniquement du méthane ; le biogaz est ainsi la forme renouvelable de l'énergie fossile très courante qu'est le gaz naturel qui lui contient essentiellement du méthane mais aussi du butane, du propane et d'autres éléments.

**Biomasse** : masse de matière organique non fossile d'origine biologique. Elle comprend les végétaux utilisables directement et les résidus d'une première exploitation de la biomasse (déchets agricoles, déchets domestiques, déjections animales, déchets forestiers).

**Capacité de production** : la capacité de production d'une centrale à produire une quantité spécifique d'électricité à un moment et sur une durée spécifiques, mesurée en kilowatts ou mégawatts.

**Capacité installée** : capacité de production installée sur un site de production ou sur un ensemble de sites.

**Capteur solaire** : dispositif destiné à recueillir le rayonnement solaire pour le convertir en énergie thermique et le transférer à un fluide caloporteur (air, eau).

**Cellule photovoltaïque** : dispositif permettant de convertir directement le rayonnement solaire en énergie électrique. Les cellules sont ordonnées en panneaux qui composent les panneaux solaires.

**Centrale électrique** : installation où l'on produit de l'électricité.

**Centrale thermique** : centrale électrique qui consomme des combustibles, comme le charbon, le pétrole ou le gaz naturel, pour produire de l'électricité.

**Cogénération** : technique de production combinée d'électricité et de chaleur. L'avantage de la cogénération est de récupérer et valoriser la chaleur dégagée par la combustion alors que dans le cas de la production électrique classique, cette chaleur est perdue.

**Combustibles fossiles** : combustibles à base de carbone provenant de dépôts de carbone fossile, dont le charbon, le pétrole et le gaz naturel.

**Développement durable** : développement qui répond aux besoins actuels sans compromettre la capacité des générations futures à satisfaire leurs propres besoins.

**Dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>)** : gaz qui se produit naturellement, et qui est également le produit dérivé de la combustion des combustibles fossiles et de la biomasse, ainsi que des changements d'affectation des terres et autres processus industriels.

**DVAS** : activité de développement-vente d'actifs structurés conduite par le Groupe et consistant principalement à développer et construire des projets pour compte de tiers dans le domaine des énergies renouvelables.

**Énergie alternative** : énergie obtenue à partir de sources de combustibles non fossiles.

**Énergie éolienne** : l'énergie éolienne est l'énergie du vent et plus spécifiquement, l'énergie tirée du vent au moyen d'un dispositif aérogénérateur ad hoc comme une éolienne ou un moulin à vent. Cette source d'énergie est une énergie renouvelable.

**Énergie fossile** : l'énergie fossile est l'énergie chimique contenue dans les combustibles fossiles. Au cours des temps géologiques, moins de 1 % de la matière organique (biomasse) a été enfouie dans le sol, ou a sédimenté au fond des lacs et des océans. Elle s'est ensuite transformée en kérogène, puis en combustibles fossiles : pétrole, gaz naturel ou charbon.

**Énergie hydraulique** : l'énergie hydraulique est l'énergie mise en jeu lors du déplacement ou de l'accumulation d'un fluide incompressible telle que l'eau douce ou l'eau de mer. Ce déplacement va produire un travail mécanique qui est utilisé directement ou converti sous forme d'électricité.

**Énergie primaire** : énergie présente dans les ressources naturelles (charbon, pétrole brut, lumière solaire, uranium, par exemple) qui n'a pas encore fait l'objet d'aucune conversion ou transformation anthropique.

**Énergies renouvelables** : fournies par le soleil, le vent, la chaleur de la terre, les chutes d'eau, les marées ou encore la croissance des végétaux et le recyclage des déchets, leur exploitation n'engendre pas ou peu de déchets ni d'émissions polluantes. Il s'agit donc d'énergies tirées d'une source renouvelable de manière permanente. On qualifie les énergies renouvelables d'énergies « flux » par rapport aux énergies « stock », elles-mêmes constituées de gisements limités de combustibles fossiles : pétrole, charbon, gaz, uranium.

**Énergie solaire** : l'énergie solaire est traditionnellement divisée entre l'énergie photovoltaïque et l'énergie solaire passive. La première est la production d'électricité à partir de lumière, notamment à l'aide de panneaux solaires, tandis que la seconde est l'utilisation directe de la lumière pour le chauffage.

**Énergie solaire passive** : la plus ancienne utilisation de l'énergie solaire consiste à bénéficier de l'apport direct du rayonnement solaire, c'est à dire l'énergie solaire passive. Pour qu'un bâtiment bénéficie au mieux des rayons du soleil, on doit tenir compte de l'énergie solaire lors de la conception architecturale (façades doubles, orientation vers le sud, surfaces vitrées, etc.). L'isolation thermique joue un rôle important pour optimiser la proportion de l'apport solaire passif dans le chauffage et l'éclairage d'un bâtiment.

**Énergie thermique** : l'électricité thermique est de l'électricité produite grâce à l'action de la chaleur. Les centrales thermiques brûlent des combustibles fossiles tels que le charbon, le gaz naturel ou le pétrole et produisent de l'électricité grâce à la vapeur d'eau.

**Énergie utile** : l'énergie dont dispose le consommateur final après la dernière conversion par ses propres appareils (par exemple, la chaleur, l'énergie mécanique ou la lumière).

**Éolien onshore** : capacité éolienne installée sur terre, par opposition à celle installée sur mer ou éolien offshore.

**Ethanol** : alcool obtenu notamment par synthèse chimique après gazéification de produits carbonés, en particulier du bois.

**Hydrolienne** : une hydrolienne est une turbine sous-marine qui utilise l'énergie cinétique des courants marins, comme une éolienne utilise l'énergie cinétique de l'air.

**Kilowattheure (kWh)** : unité de mesure de travail et d'énergie, correspondant à 1 000 watts par heure. Un kilowattheure correspond à la consommation d'un appareil électrique de 1 000 W fonctionnant pendant une heure. On utilise aussi ses multiples exprimés en MWh (mégawattheure) ou TWh (térawattheure) avec 1 MWh = 1 000 kWh et 1 TWh = 1 milliard de kWh.

**ISO 14001** : norme internationale édictée en 1996 par l'International Standard Organisation. De la même famille que l'ISO 9001 (qualité), elle propose aux organisations un Système de Management Environnemental (SME) pouvant être certifié, sous réserve de satisfaire à un cahier des charges précis.

**Maîtrise de l'énergie** : ensemble des mesures mises en œuvre pour une utilisation la plus efficace possible des ressources énergétiques. Ce terme englobe les économies d'énergie, l'utilisation rationnelle de l'énergie et les substitutions énergétiques.

**Mégawatt (MW)** : le Mégawatt est une unité de mesure de puissance ; cette unité décrit habituellement la capacité de production d'énergie d'une génératrice (1 mégawatt (MW) = 1 million de watts).

**Mégawattcrête (MWc)** : le Watt crête caractérise la puissance d'un panneau photovoltaïque. En moyenne, un Watt crête correspond à la puissance d'une cellule monocristalline d'une surface d'un décimètre carré et de dimensions 100 mm x 100 mm. La puissance crête représente la puissance délivrée par le panneau au point de puissance maximum et pour une irradiation solaire de 1 000 W/m<sup>2</sup> avec une cellule à 25°C.

**Parc éolien** : regroupement d'éoliennes produisant de l'électricité. Un parc peut inclure moins d'une dizaine à plusieurs centaines d'éoliennes.

**Photovoltaïque** : une cellule photovoltaïque est un composant électronique qui, exposé à la lumière (photons), génère une tension électrique (volt) (cet effet est appelé l'effet photovoltaïque).

**P50** : Volume de production annuelle ayant une probabilité de 50 % d'être atteinte. En d'autres termes, la probabilité d'atteindre une production annuelle supérieure ou inférieure au P50 est 50:50. Le volume de production P50 est estimé sur la base d'un vent moyen, déterminé à partir de données historiques de long terme.

**Repowering** : réinstallation d'un parc éolien existant, en substituant aux installations anciennes des installations modernes à haute efficacité.

**Source d'énergie renouvelable** : toute source d'énergie, autre que les combustibles fossiles et la fission nucléaire, dont la consommation ne limite pas son utilisation future. Selon la définition adoptée par le Parlement Européen en 2001, il s'agit de l'énergie éolienne, solaire, géothermique, houlomotrice, marémotrice et hydroélectrique, de la biomasse, des gaz de décharge, des gaz des stations d'épuration d'eaux usées et du biogaz.

**Solaire thermique** : le solaire thermique consiste à utiliser la chaleur du rayonnement solaire. Il se décline de différentes façons : centrales solaires thermodynamiques, chauffe-eau et chauffage solaire, rafraîchissement solaire, cuisinières et sècheurs solaires.

**Térawattheure (TWh)** : unité de mesure de travail et d'énergie correspondant à 1 milliard de kWh.

**Turbine** : moteur rotatif qui convertit l'énergie cinétique de l'air en mouvement en énergie mécanique ou en électricité.

# Annexe 1

## Rapport 2009 du Président du Conseil d'administration d'EDF Energies Nouvelles sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne

---

### Introduction

Dans le cadre de l'article L.225-37 du Code de commerce, le présent rapport comprend, pour l'année 2009, les informations relatives aux conditions de gouvernance (composition, préparation et organisation des travaux du Conseil d'administration, missions et fonctionnement des Comités du Conseil d'administration) et aux procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place au sein d'EDF Energies Nouvelles SA, incluant celles appliquées à l'égard de ses filiales contrôlées et significatives.

Le premier chapitre porte sur les conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil d'administration, les autres chapitres traitent des procédures de contrôle interne en suivant les étapes clés du référentiel international « COSO » (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*) qui définit le contrôle interne comme un processus appliqué par le Conseil d'administration, la Direction générale, le management et le personnel de l'entreprise, afin de fournir une assurance raisonnable quant à :

- la conformité aux lois et règlements ;
- l'application des instructions et des orientations fixées par la Direction générale ;
- le bon fonctionnement des processus internes de la Société, notamment ceux concourant à la sauvegarde de ses actifs ;
- la fiabilité des informations financières.

La Société s'assure que les principes généraux de contrôle interne préconisés par le cadre de référence de l'AMF sont effectivement pris en compte dans sa démarche de Contrôle interne.

Ce document présente, en conclusion, la dynamique d'évolution du contrôle interne au sein du groupe EDF Energies Nouvelles (le Groupe).

## 1 Gouvernement d'entreprise

### 1.1 PRÉPARATION ET ORGANISATION DES TRAVAUX DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

---

#### Présentation et pouvoirs du Conseil d'administration

Depuis l'introduction en Bourse de la Société et aux termes du pacte d'actionnaires conclu le 17 juillet 2006 entre le groupe EDF et le groupe Mouratoglou, le Conseil d'administration est composé de 9 administrateurs représentant les actionnaires :

- 4 nommés par le groupe EDF :
  - EDEV représenté par M. Pierre Lederer,
  - EDF représenté par M. Jean-Charles Samy,
  - Mme Corinne Fau,
  - M. Jean-Louis Mathias ;

## Annexe 1

# Rapport 2009 du Président du Conseil d'administration d'EDF Energies Nouvelles sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne

Gouvernement d'entreprise

- 3 nommés par le groupe Mouratoglou :
  - M. Pâris Mouratoglou, Président du Conseil,
  - Société Internationale d'Investissements Financiers représentée par Mme Catherine Mouratoglou,
  - M. Jean Thomazeau ;
- 2 administrateurs indépendants <sup>(1)</sup> :
  - M. Élie Cohen - Directeur de recherche au CNRS, Professeur à Sciences Po, Membre du Conseil d'Analyse Économique auprès du Premier Ministre - nommé sur proposition du groupe EDF,
  - M. Pierre Richard – ancien Président du Conseil d'administration de DEXIA SA, Expert auprès du Conseil d'administration de la Banque Européenne d'Investissement - nommé sur proposition du groupe Mouratoglou.

Le Conseil d'administration est l'organe majeur de décision et de contrôle. Il détermine les orientations de l'activité de la Société et veille à leur mise en œuvre.

Il s'est réuni en moyenne une fois par mois et a réglé par ses délibérations les orientations stratégiques, économiques, financières ou technologiques de la Société.

Le Conseil d'administration dispose des pouvoirs les plus étendus pour agir en toutes circonstances au nom de la Société et exerce sa mission dans les conditions fixées par l'article L.225-35 du Code de commerce, par le règlement intérieur adopté par le Conseil d'administration et par les statuts de la Société.

Les décisions du Conseil d'administration sont prises aux conditions de quorum et de majorité prévues par la loi. Par exception et conformément à l'article 15 des statuts, les décisions suivantes ne pourront être prises qu'avec un vote favorable de plus des deux tiers des administrateurs présents ou représentés :

- approbation du budget de frais généraux et de frais de développement (coûts de développement en numéraire et coûts de structure corporate), si leur croissance est supérieure à 15 % par rapport au budget de l'année précédente ;
- approbation des investissements dont la rentabilité serait inférieure aux critères de rentabilité en vigueur au sein du Groupe dont la Société fait partie ;
- approbation de la vente ou la réalisation d'actifs d'une valeur supérieure à 25 000 000 euros, à l'exception de la vente d'installations clés en main ;
- autorisation de tout investissement dans des pays extérieurs à l'Union Européenne et aux États-Unis ;
- décision de soumettre à l'assemblée générale extraordinaire des actionnaires toute modification statutaire relative aux règles de distribution de dividendes ;
- approbation de l'acquisition ou cession de tous actifs réalisée avec une entité détenue directement ou indirectement par le groupe EDF.

Le Président du Conseil d'administration n'a pas de voix prépondérante.

(1) *Tel que défini par le règlement intérieur « Est réputé indépendant l'administrateur qui n'entretient aucune relation de quelque nature que ce soit avec la Société, la Direction ou le Groupe, qui puisse compromettre l'exercice de sa liberté de jugement ou être de nature à le placer en situation de conflit d'intérêts avec la Direction, la Société ou le Groupe. »*

(2) *Des extraits substantiels du règlement intérieur figurent aux Chapitres 16.3 et 21.2 du document de référence.*

Le règlement intérieur du Conseil d'administration a notamment pour objectif de fixer, dans le cadre des dispositions légales, réglementaires et statutaires en vigueur, le détail de la composition, de l'organisation et du fonctionnement du Conseil d'administration et des Comités créés en son sein, ainsi que les droits et obligations des administrateurs <sup>(2)</sup>.

## Présidence du Conseil et Direction générale

Le Conseil d'administration est présidé par M. Pâris Mouratoglou qui organise et dirige les travaux du Conseil et en rend compte à l'assemblée générale. Le Président du Conseil veille au bon fonctionnement des organes de la Société et s'assure, en particulier, que les administrateurs sont en mesure de remplir leur mission.

Depuis 2006, les fonctions de Président du Conseil et de Directeur général sont dissociées. M. David Corchia assure la Direction générale, il est assisté par M. Yvon André en qualité de Directeur général délégué (France et Affaires Nouvelles), M. Christophe Geffray en qualité de Directeur général délégué (Industrie), M. Michel Trousseau, en qualité de Directeur général délégué (Europe du Nord et Orientale et Approvisionnement photovoltaïque) et M. Olivier Paquier, depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2009, en qualité de Directeur général délégué (activité Énergies Réparties).

Le Conseil d'administration réuni le 22 septembre 2009 sous la présidence de son Président a renouvelé le mandat du Directeur général ainsi que celui des Directeurs généraux délégués pour une nouvelle période de 3 années soit jusqu'au 31 décembre 2012.

## Contrôle et évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration

Le Conseil d'administration s'est réuni 11 fois en 2009. Le taux de participation des administrateurs aux Conseils est de 82 % pour l'année. Le taux de participation aux Comités est de 100 %.

Selon l'article 19 du règlement intérieur du Conseil, le Conseil d'administration organise une fois par an un débat sur son fonctionnement. Le Conseil d'administration procède à l'évaluation de son propre fonctionnement, qui est confiée, à l'initiative du Président du Conseil d'administration, à des administrateurs indépendants.

Pour l'exercice 2009, cette évaluation a été effectuée sur la base d'un questionnaire soumis aux administrateurs, portant sur les principes et les modalités de fonctionnement du Conseil d'administration.

Les résultats examinés par le Conseil d'administration du 13 janvier 2010 témoignent d'un niveau satisfaisant en matière de fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités.

L'évaluation du Conseil de 2008 avait mis en évidence le souhait des administrateurs de pouvoir disposer de la possibilité d'intégrer au Conseil un profil d'expert technique. Une modification statutaire a été adoptée par l'assemblée générale des actionnaires du 29 mai 2009 afin de créer la fonction de censeur. Le Conseil dispose désormais de la possibilité de nommer un ou deux censeurs qui participent au Conseil avec voix consultative.

## Rapport 2009 du Président du Conseil d'administration d'EDF Energies Nouvelles sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne

Gouvernement d'entreprise

Le règlement intérieur et le règlement d'initiés ont été modifiés pour intégrer cette nouvelle position au sein du Conseil.

Par ailleurs, le Conseil d'administration du 9 février 2010, sur rapport du Comité des nominations et des rémunérations, a validé

au regard des critères du règlement intérieur, conformes aux recommandations du Code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF, la qualité d'administrateur indépendant de Messieurs Élie Cohen et Pierre Richard.

### 1.2 MISSIONS ET FONCTIONNEMENT DES COMITÉS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

En 2007, le Conseil d'administration a décidé de regrouper les Comités des nominations et des rémunérations. Le Conseil d'administration a ainsi été assisté au cours de l'exercice 2009 de trois Comités techniques :

- un Comité d'audit et des risques ;
- un Comité des nominations et des rémunérations ;
- un Comité de la stratégie.

Les missions de chacun de ces trois Comités techniques figurent dans le règlement intérieur du Conseil et sont présentées au Chapitre 16 du document de référence de la Société.

#### Missions du Comité d'audit et des risques

Le 19 mars 2009 le Conseil d'administration a décidé de modifier la mission du Comité d'audit et des risques figurant dans le règlement intérieur, qui est désormais la suivante :

Extrait du règlement intérieur :

« Le Comité d'audit et des risques aide le Conseil d'administration à veiller à l'exactitude et à la sincérité des comptes sociaux de la Société et des comptes consolidés du Groupe et à la qualité du contrôle interne et de l'information délivrée aux actionnaires et au marché. Il assure le suivi des questions relatives à l'élaboration et au contrôle des informations comptables et financières.

Il reçoit tout particulièrement comme mission du Conseil d'administration :

- en matière d'examen des comptes :
  - de procéder à l'examen préalable des projets de comptes sociaux et consolidés, annuels et semestriels, afin de vérifier les conditions de leur établissement et de s'assurer de la pertinence et de la permanence des principes et des règles comptables adoptés,
  - de procéder à l'examen des risques, des litiges et des engagements hors-bilan significatifs,
  - de s'assurer du traitement adéquat des opérations significatives au niveau du Groupe,
  - de prendre connaissance régulièrement de la situation financière, de la situation de la trésorerie et des engagements significatifs de la Société et du Groupe ;
- en matière de contrôle interne le Comité est chargé :
  - d'assurer le suivi de l'efficacité et de la qualité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques afin principalement de s'assurer qu'ils concourent à ce que les comptes sociaux et consolidés reflètent avec exactitude et sincérité la réalité

de la Société et du Groupe, et soient conformes aux normes comptables,

- d'assurer le suivi du processus d'élaboration de l'information financière, et
- de veiller à la pertinence et à la qualité de la communication financière au sein de la Société ;
- en matière de contrôle externe :
  - le Comité est chargé du suivi du contrôle légal des comptes sociaux et consolidés,
  - le Comité d'audit et des risques a pour tâche essentielle de garantir l'indépendance et l'objectivité des commissaires aux comptes :
    - en pilotant la procédure de sélection des commissaires aux comptes et en examinant les questions relatives à la nomination, au renouvellement ou à la révocation des commissaires aux comptes de la Société et en émettant, à destination du Conseil, une recommandation sur les commissaires aux comptes proposés à la désignation par l'assemblée générale,
    - par un examen du montant et du détail des rémunérations qui sont versées par le Groupe, aux commissaires aux comptes et au réseau auquel ils peuvent appartenir ; à ce titre, le Comité doit se faire communiquer les honoraires versés par la Société et son Groupe et s'assurer que leur montant, ou la part qu'ils représentent dans le chiffre d'affaires du cabinet et du réseau, ne sont pas de nature à porter atteinte à l'indépendance des commissaires aux comptes.

En outre, le Comité d'audit et des risques examinera toute question relevant de sa compétence que lui soumettrait, pour avis, le Conseil d'administration.

Pour l'accomplissement de ses missions, le Comité, s'il le souhaite, entend les commissaires aux comptes, hors la présence des mandataires sociaux, des administrateurs non-membres du Comité, et des membres de la Direction Financière. Il entend également hors la présence des mandataires sociaux, les salariés de la Société responsables de l'établissement des comptes et du contrôle interne, y compris les Directeurs Financiers et Comptables.

Le Comité doit pouvoir recourir à des experts extérieurs en tant que de besoin.

Le Comité dispose d'un délai suffisant en vue de l'examen des comptes de la Société. La présence des commissaires aux comptes aux réunions du Comité d'audit et des risques examinant les comptes de la Société est nécessaire.

Plus précisément, s'agissant des procédures de contrôle financier et des procédures de contrôle interne de collecte et contrôle des informations, le Comité vérifiera qu'elles sont définies et qu'elles



## Annexe 1

# Rapport 2009 du Président du Conseil d'administration d'EDF Energies Nouvelles sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne

Gouvernement d'entreprise

garantissent la fiabilité et la sincérité des informations financières. Il veillera à leur évaluation et, le cas échéant, à leur amélioration régulière.

Les comptes-rendus d'activité au Conseil doivent permettre à ce dernier d'être pleinement informé des recommandations et conclusions de ses travaux. Il doit informer sans délai le Conseil d'administration de toute difficulté rencontrée dans l'exercice de ses missions.

Pour l'ensemble de ses missions, le Comité présentera ses conclusions, recommandations, propositions ou avis au Conseil à qui il revient de décider.

Il sera également chargé de relire le rapport du Président sur le fonctionnement du Conseil et sur le contrôle interne exigé par la loi ».

En 2009, le Comité d'audit est composé de M. Élie Cohen, Président et administrateur indépendant, M. Jean Thomazeau et M. Olivier Paquier représentant permanent d'EDF.

Le Conseil du 22 septembre 2009 a nommé comme nouveau membre du Comité d'audit et des risques, M. Jean-Charles Samy représentant permanent d'EDF SA qui a remplacé M. Olivier Paquier dans cette mission. M. Jean-Charles Samy a assisté au Comité d'audit et des risques de décembre 2009.

La mission principale du Comité d'audit et des risques est d'aider le Conseil d'administration à veiller à l'exactitude et à la sincérité des comptes sociaux de la Société, des comptes consolidés du Groupe ainsi qu'à la qualité du contrôle interne et de l'information délivrée aux actionnaires et au marché.

Au cours de l'exercice 2009 le Comité d'audit et des risques s'est réuni à quatre reprises pour notamment examiner :

- les comptes sociaux et consolidés du groupe pour l'exercice 2008 ;
- le rapport financier semestriel (30 juin 2009) ;
- le budget 2010 et le plan à moyen terme de la Société ;
- la situation financière et de trésorerie du Groupe ;
- la cartographie des risques ;
- la relecture du rapport 2008 du Président ;
- certaines procédures de contrôle interne ainsi que certains traitements comptables spécifiques ;
- le programme d'audit interne 2010-2011 du Groupe ;
- les nouveaux contrats d'apporteurs d'affaires.

Suite à l'ordonnance du 8 décembre 2008 transposant la 8<sup>e</sup> Directive Européenne, les missions du Comité d'audit ainsi que sa dénomination – désormais Comité d'audit et des risques – ont été modifiées par le Conseil afin d'inclure expressément le fait que ce Comité a également pour mission le suivi de l'efficacité :

- des systèmes de contrôle interne ;
- du dispositif de gestion des risques.

Le Conseil d'administration a officiellement désigné le Comité d'audit et des risques comme le Comité visé à l'article L 823-2-19 du Code de commerce et a, par ailleurs, désigné le membre du Comité présentant des compétences particulières en matière financière ou comptable et qualifié d'indépendant au sens du règlement intérieur de la Société.

## Comité des nominations et des rémunérations

Le Comité des nominations et des rémunérations est composé de M. Pierre Richard, Président et administrateur indépendant, M. Pierre Lederer représentant permanent d'EDEV et M. Pâris Mouratoglou.

Le Comité des nominations et des rémunérations a pour principales missions d'une part de préparer les décisions du Conseil d'administration relatives aux rémunérations sous toutes leurs formes des différents mandataires sociaux de la Société (Directeur général, Directeurs généraux délégués, administrateurs, Président du Conseil), et d'autre part d'examiner les candidatures à toute fonction de mandataire social et de formuler des recommandations au Conseil.

En 2009, le Comité s'est réuni quatre fois et a principalement examiné les sujets suivants :

- la rémunération des mandataires sociaux ;
- la nomination d'un nouveau Directeur général délégué ;
- les candidatures proposées au Conseil d'administration ;
- les recommandations AFEP MEDEF relatives à la rémunération des dirigeants sociaux de sociétés cotées ;
- les clauses d'indemnisation des dirigeants en cas de départ ;
- le renouvellement du mandat d'un administrateur ;
- les clefs de répartition des jetons de présence aux administrateurs ;
- la mise en place de système de fidélisation des salariés au niveau mondial et notamment d'un plan d'attribution d'actions gratuites ;
- le renouvellement du mandat du Directeur général et des Directeurs généraux délégués ;
- la détermination des objectifs pour la rémunération variable des dirigeants ;
- la revue annuelle de l'indépendance des administrateurs.

## Comité de la stratégie

Le Comité de la stratégie est composé de cinq membres M. Élie Cohen Président et administrateur indépendant, M. Pierre Lederer, représentant permanent d'EDEV, M. Jean-Louis Mathias, M. Pâris Mouratoglou et M. Jean Thomazeau.

Le Comité de la stratégie a pour mission d'assister le Conseil d'administration dans le cadre de la mise en œuvre de la stratégie du Groupe et des opérations d'investissement.

En 2009, le Comité s'est réuni trois fois et a examiné les principaux sujets suivants :

- la crise financière et ses impacts ;
- les investissements sur des nouvelles zones ;
- le projet First Solar ;
- les énergies « Bio » : Biomasse, Biogaz et Biocarburants.



## 1.3 ORGANISATION ET FONCTIONNEMENT DE LA DIRECTION GÉNÉRALE

### Comité de direction

Le Directeur général a constitué un Comité de direction composé de 7 membres représentant les différents métiers et zones géographiques du Groupe. Le Comité étudie notamment les questions et les décisions relatives à la stratégie et aux investissements du Groupe.

Au 31 décembre 2009, le Comité est constitué de :

- M. David Corchia, Directeur général ;
- M. Yvon André, Directeur général délégué (France et Affaires Nouvelles) ;
- M. Philippe Crouzat, Directeur Financier ;
- M. Christophe Geffray, Directeur général délégué (Industrie) ;
- Mme Laurence Juin, Directeur général adjoint (Europe du Sud) ;
- M. Michel Trousseau, Directeur général délégué (Europe du Nord et Orientale et Approvisionnement photovoltaïque) ;
- M. Olivier Paquier, Directeur général délégué (activité Énergies Réparties) depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2009.

### Limitations des pouvoirs du Directeur général et des Directeurs généraux délégués

En vertu de l'article L.225-56 du Code du commerce, le Directeur général est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir, en toutes circonstances, au nom de la Société. Il exerce ses pouvoirs dans la limite de l'objet social, et sous réserve des pouvoirs expressément attribués par la loi aux assemblées d'actionnaires et au Conseil d'administration. Les Directeurs généraux délégués disposent des mêmes pouvoirs que le Directeur général à l'égard des tiers.

Conformément aux statuts et au règlement intérieur, certaines décisions sont soumises à l'autorisation préalable du Conseil d'administration. L'article 9.1 du règlement intérieur indique que sont soumises à l'autorisation préalable du Conseil les décisions suivantes :

- (a) Dès lors que leur montant excédera le seuil de 50 000 000 euros :
- les décisions d'investissements ;
  - la signature de contrats, autres que ceux associés à un investissement autorisé par le Conseil, impliquant un tel montant d'engagement, ce montant s'entendant également en valeur d'actif sous-jacent ;
  - les emprunts d'un montant unitaire égal ou supérieur à ce seuil ou d'un montant unitaire inférieur lorsque leur montant cumulé annuel excédera ce seuil, à l'exception de ceux qui auraient déjà été acceptés dans le cadre de l'approbation d'un ou plusieurs projets d'investissements ;

➤ tous investissements ou engagements (en ce compris les garanties, cautions, gages, hypothèques et autres sûretés), même d'un montant unitaire inférieur à ce seuil lorsque leur montant cumulé annuel (ce montant s'entendant également en valeur d'actif sous-jacent) excédera ce seuil.

(b) Dès lors que leur montant unitaire excédera le seuil de 25 000 000 euros,

➤ les décisions de désinvestissement (ce seuil s'entendant également en valeur d'actif sous-jacent).

(c) En deçà des seuils précisés aux § (a) et (b), le Directeur général pourra prendre les décisions ci-dessus sans l'autorisation préalable du Conseil, à la double condition (i) qu'elles portent sur des opérations intervenant dans les secteurs d'activité habituels de la Société (éolien terrestre, solaire, photovoltaïque et biomasse) et dans des pays appartenant à l'Union Européenne et l'Amérique du Nord et (ii) qu'entre 2 000 000 euros et les seuils ci-dessus de 50 000 000 euros ou (pour les désinvestissements) 25 000 000 euros, le Comité des engagements de la Société ait préalablement émis un avis favorable à l'unanimité. Dans le cas où l'une et/ou l'autre de ces conditions ne seraient pas remplies, la ou les décisions concernées nécessiteront l'autorisation préalable du Conseil d'administration.

(d) Les opérations ou décisions suivantes seront également soumises à l'approbation préalable du Conseil d'administration :

- l'adoption du budget annuel et engagements éventuels de dépenses excédant les montants qui y sont indiqués ;
- toute implication dans des activités autres que celles décrites dans le Projet d'Entreprise ;
- la prise de participation dans des Sociétés ou autres groupements (dotés de la personnalité morale ou non) dont les associés sont responsables en tout ou partie des dettes sociales ;
- les investissements dont la rentabilité serait inférieure aux critères de rentabilité suivants, en vigueur au sein du groupe EDF : (i) le ratio valeur actuelle nette/investissement doit être supérieur à 10 % et (ii) effet relatif sur le résultat net avant trois ans ;
- l'acquisition ou la cession de tous actifs réalisée avec une entité détenue directement ou indirectement par le groupe EDF ;
- la désignation des membres du Comité des engagements de la Société.

Le Comité des engagements de la Société est actuellement composé de M. Pâris Mouratoglou et M. Pierre Lederer.

## 1.4 PRINCIPES ET RÈGLES DE DÉTERMINATION DES RÉMUNÉRATIONS ET AVANTAGES ACCORDÉS AUX MANDATAIRES SOCIAUX ET APPLICATION DU CODE DE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

### Jetons de présence

Les règles fixées par le Conseil d'administration, dans la limite du montant accordé par l'assemblée, sont les suivantes :

- ▶ un montant fixe forfaitaire annuel de 15 000 € ;
- ▶ un montant variable en fonction de la participation de l'administrateur égal à 2 000 € par Conseil ou Comité ;
- ▶ attribution en janvier pour la présence au cours de l'année écoulée et en juin pour le montant forfaitaire.

Il est toutefois décidé un plafond de 40 000 € pour le montant total de la rémunération à percevoir au titre de chaque exercice pour chacun des administrateurs indépendants.

### Rémunération des dirigeants

Les parties fixes et variables de la rémunération ainsi que les avantages en nature perçus par le Président du Conseil, le Directeur général et les Directeurs généraux délégués du Groupe sont déterminés par le Conseil d'administration sur proposition du Comité des rémunérations et des nominations.

Le Président du Conseil d'administration ne perçoit aucune rémunération variable.

Pour l'exercice 2009 à verser en 2010, le Conseil d'administration a décidé de fonder la rémunération variable des autres dirigeants sur l'atteinte de performances financières et opérationnelles (en termes de capacités de production d'énergie) du groupe EDF Energies Nouvelles au 31/12/2009.

Pour l'exercice 2010 et la rémunération variable à verser en 2011, le Conseil d'administration définira de nouveaux critères en début d'année 2010.

Par ailleurs, après avis du Comité des nominations et des rémunérations et dans le cadre du renouvellement du mandat du Directeur général, le Conseil d'administration du 22 septembre 2009 a institué au profit du Directeur général une prime d'intéressement à long terme sur 3 ans acquise *prorata temporis* sous réserve de l'atteinte d'objectifs financiers qui ont été définis par le Conseil pour 2010, 2011 et 2012.

Il est rappelé qu'il n'existe aucun régime supplémentaire de retraite pour les dirigeants.

En 2009, l'attribution d'actions gratuites au Directeur général et aux Directeurs généraux délégués est soumise à une condition de présence et pour 100 % au respect de conditions de performance du

Groupe. Ces attributions ont été faites concomitamment à un plan d'attribution à tous les salariés du groupe EDF EN employés dans une société détenue à plus de 50 %.

Les attributions gratuites décidées en 2009 pour le Directeur général et les Directeurs généraux délégués représentent environ 15 % de l'ensemble des actions gratuites attribuées.

### Code de gouvernement d'entreprise

Lors de son introduction en Bourse en 2006, la Société avait fait le choix, dans un souci de transparence et d'information du public, de mettre en œuvre les recommandations du Code AFEP-MEDEF de 2003 en matière de gouvernement d'entreprise, sous réserve des stipulations particulières du pacte d'actionnaires conclu entre le groupe EDF et le groupe Mouratoglou. La Société a notamment ainsi mis en place trois Comités du Conseil d'administration (audit, nominations et rémunérations, stratégie) et deux administrateurs indépendants ont été désignés au Conseil d'administration.

Le 6 octobre 2008, le Code AFEP-MEDEF a été modifié afin de prendre en compte diverses recommandations relatives à la rémunération des dirigeants mandataires sociaux de sociétés cotées. Ce Code, tel que modifié, est disponible sur le site Internet du MEDEF ([www.medef.fr](http://www.medef.fr)).

Lors de sa réunion du 3 décembre 2008, le Conseil d'administration d'EDF Energies Nouvelles a pris connaissance des dernières recommandations AFEP-MEDEF. A cet égard le Conseil d'administration a pu constater dès cette date que ces recommandations, qui s'inscrivaient dans la démarche de gouvernement d'entreprise du Groupe adoptée dès 2006, avaient pour la plupart déjà été mises en œuvre au sein d'EDF Energies Nouvelles.

Le Conseil d'administration d'EDF Energies Nouvelles, qui s'est réuni le 22 septembre 2009, comme il s'y était engagé, a adopté les aménagements permettant de se conformer pleinement aux recommandations du Code AFEP-MEDEF relatives à la rémunération des dirigeants mandataires sociaux de sociétés cotées. Dans ce cadre, M. David Corchia a annoncé qu'il renoncerait à son contrat de travail au 31 décembre 2009, de façon à respecter le non-cumul de mandat de Directeur général et de contrat de travail.

Le Code AFEP-MEDEF, tel que modifié en 2008, est le Code de gouvernement d'entreprise auquel se référera EDF Energies Nouvelles, sous réserve des stipulations du pacte d'actionnaires susvisé (voir Décision AMF n°206C2226 du 7 décembre 2006).

## 1.5 MODALITÉS DE PARTICIPATION DES ACTIONNAIRES AUX ASSEMBLÉES GÉNÉRALES

Tout actionnaire, quel que soit le nombre d'actions qu'il possède, a le droit de participer aux assemblées générales, soit en y assistant personnellement, soit en s'y faisant représenter par son conjoint ou un autre actionnaire, soit en votant à distance (par correspondance).

Pour participer à l'assemblée, les actionnaires doivent justifier de leur qualité par l'enregistrement comptable des titres à leur nom ou au nom de l'intermédiaire inscrit régulièrement pour leur compte au troisième jour ouvré précédant l'assemblée, à zéro heure, heure de Paris (ci-après J-3), soit dans les comptes de titres nominatifs, soit dans les comptes de titres au porteur tenus par leurs intermédiaires habilités.

Pour les actionnaires au nominatif, cet enregistrement comptable à J-3 dans les comptes de titres nominatifs est suffisant pour permettre de participer à l'assemblée.

Pour les actionnaires au porteur, les intermédiaires habilités qui tiennent les comptes de titres au porteur doivent justifier directement de la qualité d'actionnaire de leurs clients auprès du centralisateur de l'assemblée par la production d'une attestation de participation qu'ils annexent au formulaire unique de vote à distance (ou par procuration) ou à la demande de carte d'admission établie au nom de l'actionnaire ou pour le compte de l'actionnaire représenté par l'intermédiaire inscrit.

## 1.6 PUBLICATION DES INFORMATIONS SUR L'IMPACT DE CERTAINES DISPOSITIONS EN CAS D'OFFRE PUBLIQUE

Les informations prévues par l'article L. 225-100-3 figure au Chapitre 7.5 Impact en cas d'offre publique du rapport de gestion 2009. Ce dernier est inclus dans le rapport financier annuel, adopté par le Conseil d'administration le 9 février 2010. Le rapport

financier annuel est disponible sur le site Internet de la Société [www.edf-energies-nouvelles.com](http://www.edf-energies-nouvelles.com) dans la rubrique Informations Réglementées.

# 2 Le contrôle interne d'EDF Energies Nouvelles

L'objectif du présent document n'est pas de présenter de façon exhaustive l'ensemble des moyens de contrôle existant au sein des sociétés du Groupe, mais de mettre l'accent sur les procédures de

contrôle relatives aux activités ou risques estimés significatifs, ainsi que sur les dispositifs principaux en place en 2009, avec une mise en évidence des actions clés développées durant l'année 2009.

## 2.1 ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE

### Politique de contrôle interne

L'amélioration continue du contrôle interne, c'est-à-dire de la maîtrise des activités, est une responsabilité des managers. C'est un objectif permanent qui doit être partagé et porté par chaque membre du personnel.

La Loi de Sécurité Financière (LSF) exige depuis 2003 que le Président du Conseil d'administration de toute société faisant appel public à l'épargne rende compte annuellement des procédures de contrôle interne mises en place par la Société. Par ailleurs, la loi du 3 juillet 2008 transposant les 4<sup>e</sup> et 7<sup>e</sup> Directives Européennes a introduit des dispositions complémentaires.

Dans le cadre de sa démarche de progrès, le Groupe est en amélioration permanente de son dispositif de contrôle interne, notamment par un déploiement renforcé au sein de ses filiales.

### (i) Les principes et les objectifs du contrôle Interne

Le contrôle interne est constitué de l'ensemble des dispositifs mis en œuvre au sein du Groupe pour fournir à ses dirigeants ainsi qu'à chacun de ses managers une assurance raisonnable quant à la maîtrise des risques, l'efficacité des activités et l'utilisation efficiente des ressources.

Il vise en particulier :

- ▶ la conformité aux lois et règlements ;
- ▶ l'application des instructions et des orientations fixées par la Direction générale ;
- ▶ le bon fonctionnement des processus internes du Groupe, notamment ceux concourant à la sauvegarde de ses actifs ;
- ▶ la fiabilité des informations financières.

Le contrôle interne est intégré à la conduite et à la réalisation de toute activité. Il est exercé par tous, dans une démarche de progrès permanent, et porté par l'encadrement. Il est décliné dans les entités du Groupe en application des principes de délégation. Chaque niveau de management est responsable de son contrôle interne et en rend compte au niveau immédiatement supérieur.

L'effort de contrôle est en permanence adapté aux risques et aux enjeux.

## (ii) Les éléments constitutifs du contrôle Interne

Suivant le référentiel « COSO » (*COmmittee of Sponsoring Organisations of the Treadway Commission*), le contrôle interne se décline autour de cinq éléments interdépendants :

### **L'environnement de contrôle**

Fondement de tous les autres éléments du contrôle interne, l'environnement de contrôle conditionne le développement de la culture du contrôle au sein du Groupe ; il se caractérise notamment par les valeurs du Groupe, la politique de délégation de pouvoirs et la recherche de la performance.

### **L'évaluation des risques**

Elle consiste à identifier et évaluer les risques internes et externes susceptibles d'affecter la réalisation des objectifs du Groupe puis à déterminer comment, en fonction des enjeux auxquels ils se réfèrent, ces risques peuvent être mis sous contrôle.

### **Les activités de contrôle**

Elles se définissent comme l'application de procédures contribuant à garantir la mise en œuvre des orientations du management. Leur finalité consiste à s'assurer que les mesures nécessaires à la maîtrise des risques sont prises.

### **L'information et la communication**

Les informations pertinentes doivent être identifiées, recueillies et diffusées sous une forme et dans des délais qui permettent à chacun de piloter et contrôler les opérations dont il a la responsabilité.

Les systèmes d'information doivent en particulier comporter les sécurités nécessaires à la préservation de la fiabilité des données opérationnelles, financières ou réglementaires.

### **Le pilotage**

Les dispositifs de contrôle interne doivent être pilotés en permanence et leurs performances qualitatives évaluées périodiquement afin de permettre la mise en place d'une boucle d'amélioration permanente. Les faiblesses du dispositif doivent être portées à l'attention du management ; les lacunes les plus graves devant être signalées à la tête de Groupe.

## (iii) Le dispositif de contrôle interne du Groupe

Le dispositif de contrôle interne du groupe EDF Energies Nouvelles a été défini, formalisé et mis en place en juillet 2006. Il suit les étapes clés du référentiel « COSO » et prend en compte les principes généraux de contrôle interne préconisés par le cadre de référence de l'AMF publié en janvier 2007.

Le dispositif de contrôle interne du Groupe est placé sous le contrôle du Conseil d'administration et du Comité d'audit et des risques et sous la responsabilité de la Direction générale. Il s'appuie pour les sociétés françaises sur les responsables métiers et fonctionnels et pour les filiales étrangères contrôlées et significatives sur des relais locaux. Ceux-ci ont la responsabilité de mettre en œuvre les politiques, normes et procédures définies par la Direction générale du Groupe.

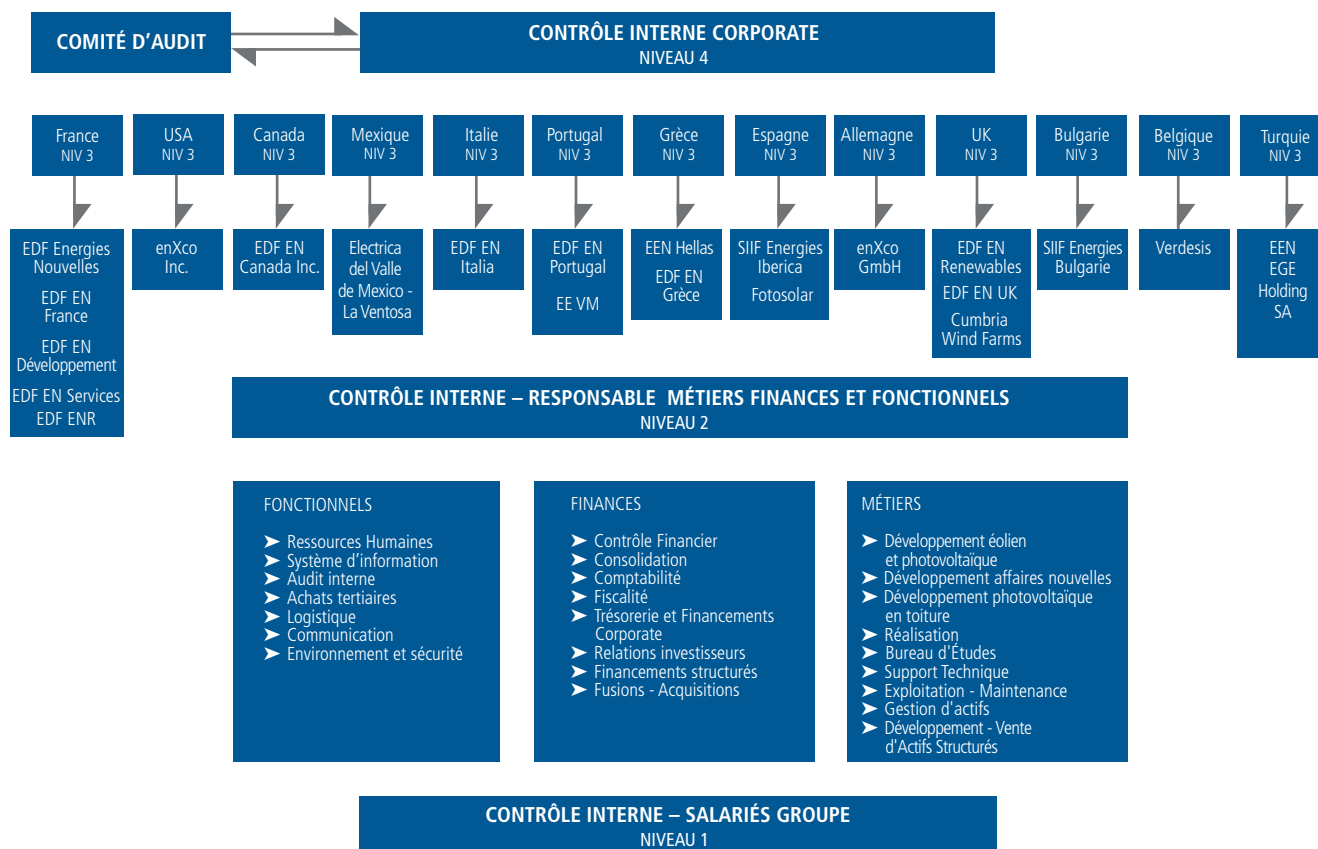
Dans le cadre de l'amélioration continue du processus de contrôle interne, la nouvelle politique de contrôle interne du Groupe a été diffusée, en décembre 2008, à tous les relais de contrôle interne (France et international). Elle rappelle, entre autres, les principes et objectifs du contrôle interne.

Conformément aux recommandations de l'AMF qui précise que « dans le cadre d'un Groupe, la société mère veille à l'existence de dispositifs de contrôle interne au sein de ses filiales », le Directeur général du groupe EDF EN a renforcé le déploiement du dispositif de contrôle interne par la formalisation des obligations des responsables de filiales en matière de contrôle interne dans une lettre de mission (décembre 2008).

# Rapport 2009 du Président du Conseil d'administration d'EDF Energies Nouvelles sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne

Le contrôle interne d'EDF Energies Nouvelles

La mise en œuvre et le pilotage du contrôle interne relèvent de la responsabilité de chaque manager, au sein de son périmètre de délégation. Le dispositif se décline en quatre niveaux :



- Niveau 1 : autocontrôle exercé par l'ensemble des salariés selon les principes de la charte éthique et déontologique adoptée par le Groupe en 2006 et qui leur a été communiquée ;
- Niveau 2 : contrôle interne exercé au niveau des responsables métiers et fonctionnels ;
- Niveau 3 : contrôle interne exercé au niveau du responsable du contrôle interne France et des responsables du contrôle interne dans les filiales étrangères contrôlées et significatives ;
- Niveau 4 : contrôle interne corporate.

#### (iv) Auto-évaluation du dispositif

Conformément aux recommandations de l'AMF, EDF Energies Nouvelles procède, depuis 2007, à une auto-évaluation des dispositifs de contrôle mis en œuvre ainsi qu'à la description des plans d'actions propres à chaque métier, fonction ou domaine.

Cette auto évaluation est réalisée sur la base du guide de contrôle interne qui suit les chapitres du COSO et intègre les recommandations du cadre de référence de l'AMF.

Cette auto évaluation s'étend progressivement à l'ensemble des filiales contrôlées par l'adaptation de son dispositif afin que leurs résultats soient intégrés à l'auto-évaluation globale.

## Démarches éthique et environnementale

### (i) Démarche éthique

La charte éthique et déontologique, adoptée par le Conseil d'administration de la Société en juillet 2006, formalise l'engagement pris par EDF Energies Nouvelles de respecter les cinq valeurs fondamentales du Groupe :

- respect de la personne et tolérance ;
- respect de l'environnement et solidarité ;
- performance ;
- intégrité ;
- diversité et Interculturalité.

La charte éthique et déontologique a été traduite et diffusée à l'ensemble des salariés du Groupe. Elle est systématiquement remise aux collaborateurs qui rejoignent le Groupe.

Les principes fondamentaux de la charte du Groupe sont pris en compte dans la relation contractuelle avec des partenaires ou des fournisseurs.



## (ii) Démarche environnementale

Les activités éoliennes terrestres en France continentale et en Corse sont certifiées ISO 14001. La certification ISO 14001 a été obtenue en 2005, renouvelée en 2008 et validée à nouveau, sans non-conformité, en 2009 par un organisme agréé indépendant (AFNOR) pour ses métiers développement, réalisation, exploitation et maintenance et gestion d'actifs.

Cette certification, vient valider la mise en place par le Groupe d'un système de management environnemental qui inclut :

- une analyse environnementale permettant de dresser un état des lieux des activités, de la réglementation applicable à ces dernières et des impacts environnementaux qu'elles induisent ;
- une politique environnementale comportant un engagement d'amélioration continue et de prévention de la pollution, de conformité à la législation et à la réglementation environnementales applicables et aux autres exigences auxquelles le Groupe a souscrit ;
- la structure organisationnelle, les activités de planification, les responsabilités, les pratiques, les procédures, les procédés et les ressources pour élaborer, mettre en œuvre, réaliser, passer en revue et maintenir la politique environnementale du Groupe.

Ce système de management environnemental participe directement d'une inscription des activités du Groupe dans une logique de développement durable.

Le maintien ultérieur de la certification est subordonné à la vérification régulière (sur une base annuelle) de la conformité du système avec la norme et au renouvellement (tous les trois ans) de la certification par un organisme indépendant.

## Délégations de pouvoirs et séparation des tâches

Des politiques de délégation et subdélégation de pouvoirs délimitant les différents niveaux d'approbation selon le type d'engagement sont diffusées depuis 2006 pour les sociétés françaises et américaines du Groupe.

Le déploiement et l'adaptation à certaines filiales des procédures de délégation de pouvoirs d'engagement, de délégation de pouvoirs bancaires s'est poursuivi courant 2009.

Ces délégations sont actualisées semestriellement en fonction des changements organisationnels et certaines font l'objet de validation par les Conseils d'administration des filiales du Groupe.

Le principe de séparation des tâches sur des activités incompatibles est clairement respecté.

## La politique de gestion des ressources humaines

Parallèlement à son développement soutenu et à l'augmentation importante de ses effectifs, le Groupe renforce progressivement sa gestion des ressources humaines en termes de recrutement, de fidélisation, de mobilité et de sécurité.

Le Groupe a également structuré sa politique de relations sociales en créant une Unité Économique et Sociale (comprenant EDF Energies Nouvelles, EDF EN France, EDF EN Développement, EDF EN Services et EDF EN Outre Mer) dans le but d'associer les instances Représentatives du Personnel aux enjeux et défis du Groupe ayant un impact sur les collaborateurs.

EDF Energies Nouvelles poursuit son effort de fidélisation des salariés. Une démarche de maintien des collaborateurs clés a donc été mise en œuvre et comprend notamment :

- une politique de rémunération globale ;
- une revue des fonctions clés du Groupe ;
- un plan d'intéressement à long terme.

EDF Energies Nouvelles a mis en place sa propre politique de rémunération attractive et multiforme (fixe, primes, actionnariat salarié...).

Ses métiers, son implantation internationale, ses valeurs entrepreneuriales et son image font d'EDF Energies Nouvelles un acteur attractif du secteur des énergies renouvelables et attire en particulier de jeunes diplômés.

## L'organisation et le pilotage des systèmes d'information (SI)

Les Systèmes d'Information sont rattachés au Directeur Financier Groupe (CFO), membre du Comité de direction.

Afin de faire face à la croissance très rapide du Groupe et répondre aux objectifs de développement en termes de systèmes d'information, la Direction générale a décidé de renforcer le service actuel par la création d'une Direction des Systèmes d'Information Groupe.

A ce titre un Directeur des Systèmes d'Information Groupe a rejoint la Société en décembre 2009.

Les principales missions de cette Direction seront en l'occurrence de définir la stratégie opérationnelle du Groupe en matière de systèmes d'information, conduire en tant que maîtrise d'ouvrage les grands projets informatiques, garantir l'adéquation des systèmes d'informations aux besoins du Groupe dans des conditions optimales de sécurité et adapter de manière permanente les systèmes d'information à la croissance du Groupe.

Les projets significatifs au titre de 2010 seront notamment le déploiement du plan complet de reprise d'activités et la réflexion relative à la mise en place d'un ERP Finance.

## Les acteurs fonctionnels du pilotage du contrôle interne

### (i) Organes de pilotage

#### Direction générale

La Direction générale est l'organe principal de pilotage du Groupe en matière de contrôle interne : elle en détermine les grandes orientations et veille à la mise en œuvre des principes, normes et procédures de contrôle interne.

#### L'organisation France & internationale

EDF Energies Nouvelles est un Groupe à dimension internationale implanté dans 13 pays.

Les Conseils d'administration des holdings pays sont organisés de manière à inclure le membre du Comité de direction en charge de la zone ainsi que le Directeur Financier Groupe, ceci afin de s'assurer notamment de la cohérence des décisions prises avec la stratégie du Groupe.

## Rapport 2009 du Président du Conseil d'administration d'EDF Energies Nouvelles sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne

Le contrôle interne d'EDF Energies Nouvelles

Pour les filiales placées sous ces holdings, la Direction Financière est représentée aux Conseils d'administration par les responsables ou Directeurs Financiers pays.

Les Conseils d'administration portent plus efficacement la politique Groupe en matière de contrôle interne car ils sont composés d'administrateurs impliqués, représentant le Groupe dans tous ses aspects aussi bien « business » que gestion et finances.

Les principales filiales internationales sont des centres de profit et sont organisées pour fonctionner de manière autonome avec notamment une Direction Financière et des Directions métiers (développement, réalisation...)

Les responsables financiers pays sont chargés de l'établissement et de la remontée mensuelle à la maison mère du reporting de gestion. Ils informent aussi de façon mensuelle, de la performance opérationnelle des centrales de production du Groupe, des risques éventuels et de leur traduction dans les comptes financiers locaux.

Ils reportent fonctionnellement à la Direction Finances et Controlling qui participe à la fixation de leurs objectifs, de leur prime et à l'évolution de leur rémunération.

### (ii) La Direction Finances & Controlling

La Direction Finances & Controlling recouvre les Directions suivantes :

- Controlling Group : qui regroupe les fonctions de synthèse (Reporting, Budget-PMT), de consolidation statutaire, de suivi des investissements, ainsi que la Direction Financière France ;
- trésorerie & financements corporate ;
- financements structurés et fusions acquisitions ;
- affaires fiscales Groupe ;
- relations investisseurs ;
- systèmes d'information.

#### **Direction Controlling Group**

Le Controlling Group est organisé afin de s'inscrire dans le cycle de gestion du groupe EDF qui requiert des reportings comptables et financiers selon des périodicités mensuelles, trimestrielles, semestrielles et annuelles.

#### **Fonction Synthèse Groupe**

Ses missions principales sont :

- de piloter les processus prévisionnels du cycle de gestion du Groupe (budget et plan moyen terme) ;
- d'assister le management opérationnel dans le pilotage de la performance via le suivi de l'exécution du budget (faisant l'objet de quatre prévisions annuelles) et celui des résultats opérationnels ;
- de contribuer à l'établissement des objectifs donnés aux marchés financiers, de produire et valider les informations concernant les capacités de production en exploitation et en construction, ainsi que celles concernant le portefeuille de projets en développement ;
- à partir des résultats de la consolidation de gestion, élaborer et diffuser les reportings à usage interne (Comité de direction, Responsable Relations Investisseurs, Communication Corporate et Direction Financière d'EDF) ;

- de rédiger et d'actualiser l'ensemble des procédures du contrôle de gestion.

#### **Consolidation**

Ses missions principales sont :

- de produire un référentiel de consolidation Groupe et de s'assurer de sa bonne application ;
- de revoir les contrats sous l'aspect consolidation pour anticiper toutes difficultés d'application comptable ;
- d'élaborer les procédures de consolidation ainsi que des notes d'application pour le Groupe ;
- de superviser et valider la production, dans les délais, des comptes consolidés du Groupe ;
- de s'assurer de l'exactitude de l'information financière ;
- d'être le garant de l'application des normes comptables internationales. Pour ce faire, le Groupe s'est doté d'une fonction doctrine, qui a pour mission d'analyser tous les montages contractuels et de définir le traitement comptable correspondant.

#### **Direction Financière France**

La Direction Financière France est placée sous la responsabilité du Controlling Group. Elle regroupe le contrôle de gestion de la zone, la tenue des comptes sociaux de l'ensemble des filiales françaises et le suivi des investissements France.

Ses missions principales sont :

- de produire le budget et le reporting ;
- de suivre les frais généraux corporate et de développement/réalisation des projets ;
- de produire et contrôler les comptes sociaux des différentes sociétés françaises dans les délais imposés ;
- d'assurer une partie du retraitement consolidation des comptes des sociétés françaises ;
- de préparer les déclarations pour l'administration fiscale avant vérification par la Direction des Affaires Fiscales Groupe.

#### **Suivi des investissements France**

Ses missions principales sont :

- d'intervenir le plus en amont possible des projets en phase d'investissement de manière à anticiper les risques éventuels ;
- d'établir un reporting de suivi des projets ;
- d'harmoniser l'instruction des projets d'investissement ;
- de suivre, a posteriori, la rentabilité des projets.

#### **Direction Trésorerie Groupe et Financements Corporate**

Ses missions principales sont d'assurer à tout moment la liquidité du Groupe et de veiller à la mobilisation à moindre coût de sa ressource financière afin de financer sa croissance. Cette Direction gère les relations bancaires, traite au plan international les problématiques liées à la gestion de la trésorerie centralisée (cash pooling, placement des excédents bloqués dans les sociétés portant les projets) et met en place des couvertures de risques (taux d'intérêt et de change essentiellement). Elle participe à l'optimisation des financements de projets et en vérifie la cohérence.



### **Direction Financements structurés et Fusions-Acquisitions**

Cette Direction assure la coordination de la mise en place, dans les meilleures conditions, des financements de projets du Groupe en France et à l'international et supervise également les aspects financiers des opérations de croissance externe.

### **Direction des Affaires Fiscales Groupe (DAFG)**

La DAFG a notamment pour mission de garantir que le Groupe remplit convenablement l'ensemble de ses obligations en matière fiscale et plus généralement d'assurer l'exactitude de l'information financière fiscale. Son action permet également d'améliorer le processus d'arrêté des comptes et la qualité de production des résultats financiers.

Elle conseille la Direction générale du Groupe, ses chefs de projet ainsi que les Directions Financières pays afin d'assurer la sécurité et l'optimisation fiscales des opérations nationales et internationales de toute filiale.

Elle a pour mission de réaliser des reporting fiscaux périodiques auprès d'EDF et de participer, deux fois par an, à des réunions bilatérales afin de permettre une remontée d'informations fiscales.

Elle a par ailleurs, la responsabilité de valider, d'un point de vue fiscal, les structures juridiques, d'organiser la fonction fiscale et de mettre en place un corpus de procédures fiscales au sein du Groupe y compris chez les filiales d'EDF Energies Nouvelles Réparties.

Elle intervient dans la structuration des montages financiers et juridiques mis en place dans le cadre des opérations courantes du Groupe, avec l'appui, le cas échéant d'experts externes. La DAFG rédige, le cas échéant, et valide systématiquement l'analyse fiscale présentée dans les dossiers soumis par le Groupe aux Comités d'Engagement d'EDEV et d'EDF.

Enfin, la DAFG assure le suivi des différents contrôles et contentieux fiscaux auxquels les sociétés du Groupe en France et à l'international, sont exposées.

### **Direction Financière d'EDF Energies Nouvelles Réparties (EDF ENR)**

EDF Energies Nouvelles Réparties est entrée dans le périmètre de consolidation en 2008. En 2009, cette nouvelle entité et ses filiales ont été progressivement intégrées dans les différents processus de contrôle du Groupe. Cette structuration se poursuivra au cours de l'année 2010 afin d'améliorer la mise sous contrôle effective de ces nouvelles activités.

Plus spécifiquement, la Direction Finances et Controlling d'EDF Energies Nouvelles intervient, en appui et support, directement auprès des filiales d'EDF ENR afin de faciliter l'établissement du reporting financier dans le cadre de la consolidation ainsi que pour valider l'homogénéité des politiques fiscales appliquées au regard des standards du Groupe. Il est à noter que la Direction Financière d'EDF ENR assure, quant à elle, le suivi comptable et le contrôle de gestion des filiales de son périmètre (validation des budgets et reporting) et elle joue par conséquent le rôle d'interface avec la Direction Finances et Controlling d'EDF Energies Nouvelles. Le Directeur Financier d'EDF ENR reporte fonctionnellement à la Direction Finance & Controlling d'EDF EN.

### **(iii) La Direction Juridique Corporate**

La Direction Juridique Corporate veille à la sécurité juridique des Sociétés du Groupe par l'analyse des engagements souscrits et les conseils prodigués à la Direction générale et aux équipes opérationnelles.

Suivant les domaines, elle effectue ou fait effectuer une veille réglementaire lui permettant de s'assurer que l'ensemble des lois et règlements en vigueur qui sont applicables au Groupe, sur les plans « Corporate » ou « Business », soit pris en compte et respecté.

Les équipes métiers ont connaissance des environnements réglementaires propres à leurs métiers. Elles sont en relation permanente avec la Direction Juridique de l'entreprise pour ce qui concerne l'évolution et l'application de la réglementation en vigueur.

A ce titre, les juristes sont sollicités par les équipes métiers et ils participent activement à l'élaboration, la relecture et la correction des documents pouvant engager le Groupe (contrats, demandes aux administrations, dépôt de permis de construire, ZDE...).

La Direction Juridique Corporate s'assure également du suivi des différents contentieux auxquels les Sociétés du Groupe sont exposées, ainsi que de la mise en place et de la bonne gestion des programmes d'assurances.

Elle assure la conservation des documents originaux engageant la Société.

Les principales compétences requises par l'activité du Groupe (droit des affaires, droit public, droit des sociétés, droit des assurances, etc.) sont représentées en son sein.

La filiale américaine – enXco – possède sa propre Direction Juridique qui est placée, pour le suivi des sujets corporate, sous la responsabilité fonctionnelle de la Direction Juridique Corporate.

### **(iv) La fonction responsable de l'environnement**

Créée dans le cadre de son engagement en faveur de la protection de l'environnement et du renouvellement de la certification ISO 14001 pour les activités éoliennes terrestres France métropolitaine et Corse, la fonction responsable de l'environnement est rattachée à la Direction Industrie.

Dans le cadre de ses missions relatives à l'environnement, le responsable environnement et qualité anime la démarche ISO 14001 concernant l'éolien terrestre en France. A ce titre, il assure également un rôle de conseil et de référent environnemental auprès de la Direction Développement France et de la Direction Industrie en matière de réglementation environnementale pour la France.

## **Audit interne et contrôles externes**

### **(i) Audit interne**

EDF Energies Nouvelles réalise des audits en s'appuyant notamment sur la Direction de l'Audit d'EDF pour les sujets transverses et les experts externes pour des sujets « métiers ».

Ces audits sont menés dans le cadre d'un programme validé par le Comité d'audit et des risques d'EDF Energies Nouvelles.

## Rapport 2009 du Président du Conseil d'administration d'EDF Energies Nouvelles sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne

Le contrôle interne d'EDF Energies Nouvelles

Un audit triennal, réalisé par la Direction de l'Audit d'EDF, évalue l'efficacité et la pertinence du dispositif de contrôle interne Groupe.

Dans le cadre des évolutions législatives, notamment en matière de suivi de l'efficacité des dispositifs de contrôle interne et de gestion des risques, la Direction générale a décidé de renforcer la fonction de contrôle interne par la création d'un poste d'auditeur interne en novembre 2009.

### (ii) Commissaires aux comptes

Les cabinets Alain Martin et Associés et KPMG Audit assurent le commissariat aux comptes de la Société. Par ailleurs, des mandats sont également confiés à ces deux cabinets en France,

aux États-Unis, en Angleterre, au Portugal, en Grèce, en Espagne et en Italie. Les autres mandats sont confiés à des commissaires aux comptes locaux.

Le collège des commissaires aux comptes émet un rapport sur le présent document.

### (iii) Groupe EDF

En tant que filiale du groupe EDF, EDF Energies Nouvelles est soumise à des contrôles par la fonction Audit du groupe EDF.

## 2.2 LA POLITIQUE DE GESTION ET DE CONTRÔLE DES RISQUES

Afin de maîtriser les risques résultant de l'activité ainsi que ceux liés à l'atteinte des objectifs du Groupe et de l'évolution de l'entreprise, EDF Energies Nouvelles a mis en place un dispositif de gestion des risques incluant une cartographie des risques. Les risques majeurs sont identifiés et font l'objet de plans d'actions de mise sous contrôle. Ils sont évalués par rapport à leur impact éventuel, leur probabilité d'occurrence et leur niveau de contrôle.

La Direction générale désigne pour chacun des risques identifiés des responsables chargés de la mise en œuvre des actions de maîtrise de ces risques. Ils travaillent conjointement avec le contrôleur interne corporate pour actualiser semestriellement la cartographie des risques.

Les plans d'actions sont actualisés et validés par la Direction générale.

Une synthèse décrivant l'organisation et les résultats de la gestion des risques du groupe EDF Energies Nouvelles est présentée une fois par an au Comité d'audit et des risques.

Au niveau opérationnel, chaque dossier faisant l'objet d'un passage en Comité d'engagements comprend une analyse de risques (industriel, fournisseurs, environnement, raccordement, productible, réglementaire, juridique, financier...) contribuant ainsi à la sécurisation du processus d'investissement.

Les nouvelles entités font l'objet d'une intégration progressive dans le dispositif de contrôle interne et de gestion des risques et du Groupe.

## 2.3 LES ACTIVITÉS DE CONTRÔLE DU GROUPE

### Les procédures de contrôle relatives à l'optimisation des opérations

#### (i) Les procédures de contrôle des risques sectoriels

##### *Politique de soutien aux énergies renouvelables*

Le développement des énergies renouvelables dépend en grande partie des politiques nationales et internationales de soutien à ces sources d'énergies. En particulier, l'Union Européenne, les principaux pays membres de l'Union Européenne et les États-Unis, principaux marchés du Groupe, pratiquent depuis plusieurs années une politique de soutien actif aux énergies renouvelables.

Le Groupe s'efforce de limiter l'impact des changements de réglementation en assurant une répartition géographique suffisante du développement et menant des actions de communication et de lobbying auprès des autorités compétentes.

##### *Maîtrise des risques liés à la concurrence*

Le Groupe fait face à une concurrence importante qui pourrait encore s'intensifier à l'avenir. Dans le secteur des énergies renouvelables, la concurrence s'exerce essentiellement sur l'accès à des sites d'implantation disponibles, la performance des sites de production, la qualité des technologies utilisées, les prix pratiqués ainsi que l'étendue et la qualité de services (en ce compris la fourniture de prestations d'exploitation-maintenance).

EDF Energies Nouvelles poursuit sa stratégie de déploiement multifilières par :

- ▶ de nouvelles prises de positions prometteuses dans des pays à fort potentiel éolien : Turquie, Canada, Mexique ;
- ▶ une accélération du solaire photovoltaïque, devenu axe de développement prioritaire ;
- ▶ des prises de participation sélectives dans les relais de croissance (biogaz, biocarburants, énergies des vagues, etc.).

EDF Energies Nouvelles poursuit son développement international en étant présent dans 13 pays.

EDF Energies Nouvelles met en œuvre des partenariats stratégiques :

- en 2008, avec EDF, création d'une société commune : EDF Energies Nouvelles Réparties ;
- en 2008, avec EDF Energy, création d'une société commune au Royaume-Uni : EDF Energy Renewables ;
- en 2009, accord stratégique avec First Solar pour la création d'une usine First Solar de fabrication de panneaux solaires en France (2011) ;
- accord stratégique avec le développeur danois Greentech renforçant ainsi la présence d'EDF EN en Italie et le positionnement sur la Pologne.

### **Maîtrise des risques liés à la non-acceptation des projets par le public**

L'énergie éolienne est actuellement la principale source de revenus du Groupe. Certaines personnes, associations ou autres groupements de personnes s'opposent à l'implantation de projets éoliens en invoquant une atteinte à leur environnement (dégradation du paysage, nuisances sonores...). La mobilisation d'une partie de la population locale contre un projet éolien peut rendre plus difficile l'obtention du permis de construire ou mener à des recours juridiques pouvant donner lieu à l'annulation du permis, voire au démantèlement du parc.

En outre, même s'il existe déjà diverses réglementations visant à limiter l'implantation de parcs éoliens, l'opposition des populations locales pourrait conduire à l'adoption de nouvelles réglementations plus restrictives.

Concernant les projets solaires photovoltaïques, le Groupe ne rencontre pas de difficultés majeures dans leur acceptation par le public, mais ne peut garantir que cette situation perdurera à l'avenir.

Le Groupe s'efforce de limiter l'opposition des populations locales en réalisant généralement :

- une étude d'impact sur l'environnement ;
- des réunions publiques afin d'informer les riverains des futures implantations.

Par ailleurs en France, des actions de communication sont menées par le SER (Syndicat des énergies renouvelables).

L'impact du risque de non-acceptation des projets par le public est également limité par la diversification des sites d'implantation du Groupe.

### **(ii) Les procédures de contrôle des risques liés à l'activité du Groupe**

#### **Maîtrise du risque lié à la dépendance fournisseurs et à la disponibilité des équipements et des matières premières**

Le Groupe exerce notamment des activités de construction et d'exploitation-maintenance de moyens de production électriques. Ces activités nécessitent la livraison et le montage de nombreux équipements techniques, tels que des turbines ou des mâts pour les éoliennes, que seul un nombre limité de fournisseurs peut livrer au Groupe.

Dans le cadre de ce métier très capitalistique, les achats réalisés auprès des fournisseurs d'immobilisations du Groupe sont beaucoup plus importants que ceux réalisés auprès des fournisseurs

d'exploitation. Les achats de turbines, qui représentent plus des deux tiers des investissements de la Société, sont principalement réalisés auprès de quatre fournisseurs de turbines, qui assurent également des contrats de maintenance à long terme. Ces approvisionnements dépendent des cycles de construction des parcs, qui s'étendent au-delà d'une année calendaire.

Le Groupe entend poursuivre sa stratégie de relation long terme avec les turbiniers par la signature d'accords cadres pluriannuels.

Dans le cadre de ses activités dans les filières biomasse et photovoltaïque, le Groupe s'efforce de sécuriser ses approvisionnements en équipement et en matières premières, tout en veillant à réduire ses coûts de production.

Dans le domaine du photovoltaïque, la stratégie du Groupe est de diversifier son portefeuille de technologies et d'équilibrer sa stratégie d'approvisionnement (achats spot, contrats à moyen et long terme, partenariats stratégiques et prises de participation sélectives).

#### **Maîtrise du risque lié à la performance de l'outil industriel**

L'éolien terrestre et le solaire photovoltaïque constituent les deux principaux moteurs de croissance du Groupe. Les capacités de production augmentent de manière significative.

Pour préparer la fin programmée des contrats initiaux d'exploitation-maintenance et afin de maîtriser la gestion des centrales de production et de sécuriser à long terme leur performance, le Groupe déploie, en Europe, un département exploitation-maintenance sur le modèle de celui existant aux États-Unis.

Les objectifs sont principalement de développer en interne, une qualité d'exploitation, d'avoir une plus grande indépendance vis-à-vis des tiers et d'optimiser les coûts d'exploitation-maintenance.

#### **Maîtrise des risques liés aux contrats de prestations et d'apporteurs d'affaires**

La procédure de contrôle interne sur la contractualisation avec des prestataires et apporteurs d'affaires, mise en place au troisième trimestre 2006 afin de protéger les intérêts du Groupe a donné lieu à la rédaction de fiches descriptives permettant de s'assurer de la présence dans ces contrats des clauses et principes définis par le Groupe, notamment au titre de la charte éthique.

Les fiches relatives aux nouveaux contrats élaborées par la Direction Juridique Corporate, font l'objet d'une présentation régulière au Comité d'audit et des risques.

Par ailleurs, le dispositif de contrôle lié au processus de contractualisation mis en place en 2007 est déployé et permet ainsi à la Direction Juridique Corporate et à la Direction Finances & Controlling de formaliser la validation préalable de tout nouveau contrat.

#### **Maîtrise des risques liés aux assurances**

L'activité du Groupe est soumise aux risques inhérents à la construction et à l'exploitation de centrales électriques, tels que les risques d'interruption de fonctionnement, de défaut de fabrication ou encore de catastrophes naturelles. En outre, plus généralement, l'activité du Groupe est exposée au risque environnemental, notamment pour ses centrales thermiques et de cogénération ainsi que pour ses usines biomasse.

## Rapport 2009 du Président du Conseil d'administration d'EDF Energies Nouvelles sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne

Le contrôle interne d'EDF Energies Nouvelles

La politique du Groupe est de couvrir, pour tous ses actifs, les principaux risques liés à ses activités de production d'électricité que ce soit en période de construction ou d'exploitation.

Les assurances tous risques chantier et bris de machines, avec leur volet pertes d'exploitation, ainsi que les assurances de type responsabilité civile sont ainsi systématiquement souscrites auprès de compagnies d'assurances de premier rang.

Ces polices couvrent de façon spécifique les risques naturels et vandalisme.

Le risque environnemental est couvert pour le parc des centrales thermiques, cogénération et biomasse.

Pour chacune de ses sociétés, le Groupe souscrit notamment des assurances responsabilité civile, responsabilité dommages ainsi que des polices multirisques bureaux, multirisques informatique ou flotte véhicules.

Pour les projets, le Groupe souscrit des polices spécifiques à chaque projet en fonction des risques particuliers identifiés : nature du projet (parc éolien, centrale photovoltaïque, usine biomasse ou autre), d'implantation (régions aux conditions climatiques difficiles) ou pays d'installation (contexte réglementaire particulier). A titre d'exemple, le Groupe souscrit ainsi des polices particulières couvrant les risques sismiques pour ses projets en Italie du Sud ou en Grèce.

La responsabilité civile des mandataires sociaux du Groupe est également couverte par une police corporate.

Un audit complet des assurances mises en place par le Groupe a été réalisé au 1<sup>er</sup> semestre 2009. Ses conclusions mettent en évidence l'adéquation satisfaisante des couvertures souscrites avec les risques identifiés. Des axes d'amélioration ont été tracés, notamment en matière de responsabilité civile.

A ce titre, le Groupe a intégré à effet au 1<sup>er</sup> juillet 2009, le programme « responsabilité civile » du groupe EDF.

### (iii) Les procédures de contrôle des risques liés à la Société

#### *Maîtrise des risques liés à l'image du Groupe*

Le succès continu du Groupe dépend de sa capacité à maintenir sa réputation de sérieux, d'intégrité et d'indépendance. Bien que le Groupe porte une grande attention à la qualité de ses prestations, il ne peut garantir qu'il saura se préserver des conséquences dommageables pour sa réputation que pourrait avoir un éventuel accident, conflit d'intérêt ou litige l'impliquant et qui ferait l'objet d'une couverture médiatique importante, notamment si cet événement devait mettre en évidence des manquements graves, réels ou allégués du Groupe à ses obligations.

Le risque d'image est donc considéré comme pouvant avoir un impact non négligeable vis-à-vis du marché et des actionnaires. Il ne peut pas être géré indépendamment des autres risques dans la mesure où tous les risques peuvent avoir une influence sur la réputation d'une organisation. Le risque d'image est géré au sein du Groupe via les organes de gouvernance, les différentes politiques mises en place, l'application des principes fondamentaux de sa charte éthique et déontologique et plus généralement par l'ensemble des actions de contrôle interne.

#### *Maîtrise des risques liés au maintien des collaborateurs clés*

En cas de départ d'un ou plusieurs de ses dirigeants, de ses responsables locaux ou de collaborateurs disposant d'une grande expérience du marché sur lequel le Groupe exerce son activité, ou si l'un ou plusieurs d'entre eux décidaient de réduire ou mettre fin à leur implication, le Groupe pourrait rencontrer des difficultés pour les remplacer. Ses activités pourraient alors s'en trouver ralenties ou sa situation financière, ses résultats ou sa capacité à réaliser ses objectifs en être affectés.

Dans un contexte d'augmentation sensible des niveaux de salaire résultant de la croissance des secteurs d'activité sur lesquels il intervient, le Groupe pourrait ne pas être en mesure de parvenir à retenir et motiver suffisamment ses collaborateurs. Cette incapacité pourrait avoir un effet défavorable sur l'activité, du Groupe ou sur sa capacité à réaliser ses objectifs.

Le Groupe a renforcé ses équipes en recrutant plusieurs cadres de haut niveau qui apportent une expérience confirmée dans tous les domaines de gestion et de développement du Groupe.

Les succès futurs du Groupe reposent notamment sur l'implication totale de ses principaux collaborateurs. Par ailleurs, le développement du Groupe dépend également de sa capacité à retenir et à motiver ses collaborateurs ainsi qu'à attirer de nouveaux collaborateurs de valeur.

Afin de fidéliser les salariés et ainsi maintenir les compétences nécessaires au développement du Groupe, une politique d'intéressement à long terme a été mise en place.

### (iv) Les procédures de contrôle des risques liés au marché

#### *Maîtrise des risques liés au taux de change*

Ce risque est lié à l'activité du Groupe en dehors de la zone euro. Il est principalement concentré pour l'exercice 2009 sur le dollar, la livre sterling, le dollar canadien et le peso mexicain.

Il a été identifié à plusieurs niveaux :

#### **Le risque de change lié au bilan**

- Du fait de la détention de filiales aux États-Unis et au Royaume-Uni, le Groupe est exposé à un risque de change sur son bilan (impact sur les réserves de conversion dans les capitaux propres). Dans les comptes consolidés, la situation nette d'une filiale en devise est valorisée au cours de clôture. Ainsi, la comparaison de valorisation entre deux clôtures de la situation nette d'une société peut faire apparaître des écarts de conversion dont l'impact sur les capitaux propres au 31 décembre 2009 est faible (variation négative de 23 millions d'euros de réserve de conversion au 31 décembre 2009) et à mettre en regard d'un montant de 1 572 millions d'euros de capitaux propres à cette même date.
- Tous les financements de projets sont conclus dans la devise domestique du pays concerné. Ainsi, l'actif et le financement correspondant étant exprimés dans la même devise, toute distorsion dans leurs valorisations à la clôture est évitée.
- Jusqu'à fin 2008, le risque de change issu des comptes courants en devise entre la holding et ses filiales était géré par un adossement à des dettes contractées dans la même devise. En 2009, le Groupe a décidé de mettre en place des instruments dérivés de change afin de couvrir ce risque.



**Le risque de change lié aux achats de matériels**

Ce risque résulte de l'achat de matériel dans une devise différente de la devise domestique de comptabilisation. A ce jour, il s'agit essentiellement des achats de turbines effectués par les filiales américaines, mexicaines et britanniques du Groupe auprès des fabricants européens ainsi que de l'acquisition de panneaux photovoltaïques pour un montant moins significatif.

La politique du Groupe consiste à couvrir ce risque dès qu'il est connu sur la base du cours du budget du projet concerné en ayant recours essentiellement à des achats/ventes à terme et options « vanilles ». Si des modifications interviennent sur les conditions de paiement (échéances) ou sur les montants engagés en devise, les instruments de couvertures utilisés sont alors ajustés en conséquence.

**Maîtrise des risques de taux****Financement de projets**

Le financement des projets du Groupe, notamment les parcs éoliens et les centrales solaires, implique un recours important à l'endettement (principalement dans le cadre de financement de projets). Dans ces conditions, une hausse significative des taux d'intérêts peut avoir un impact sur la rentabilité des projets futurs du Groupe.

Afin de limiter ce risque, le Groupe a mis en place une politique de couverture des risques de taux par le biais généralement de contrats d'échanges de conditions d'intérêt (swap de taux). D'un point de vue économique, la mise en place de ces swaps permet de convertir des emprunts à taux variable en emprunts à taux fixe et de se prémunir contre la fluctuation du montant des intérêts.

En général, les établissements bancaires arrangeurs demandent une couverture à hauteur de 70 % à 100 % du montant du financement et pour 80 % à 100 % de sa durée. Ainsi, les centrales en exploitation bénéficient de taux fixés à long terme.

**Financements corporate**

Dans le cadre de ses financements corporate, le Groupe dispose de lignes de crédit conclues à taux variable. Afin de limiter le risque associé, le Groupe a conclu des contrats de swap de taux et d'options « vanilles ».

**Couverture globale**

La gestion de financements de projets ainsi que celle des lignes corporate amènent le Groupe à disposer au 31 décembre 2009 soit directement, soit par le biais de divers instruments, de 60 % du montant total des emprunts et dettes financières (hors trésorerie passive) à taux fixe.

**Maîtrise des risques de liquidités liés au financement****Risque de liquidité lié aux financements des projets**

Le modèle de croissance du Groupe consiste à développer des projets de centrales de production d'électricité dont le financement est assuré par des financements de projets sans recours et par l'utilisation, le cas échéant, de « prêt relais » durant la période de construction (projets de taille conséquente).

Le Groupe estime que, même si les conditions financières se sont améliorées au cours de l'année 2009 sans toutefois revenir aux conditions antérieures à la crise financière, l'allongement des délais dans la finalisation des dossiers de financement de ses projets constaté en 2008 s'est accentué en 2009. Le Groupe ne perçoit pas

non plus de signes tangibles de réduction des délais nécessaires pour mettre en place des financements de projet.

L'activité DVAS dans le contexte actuel de crise a subi un ralentissement en 2009 en comparaison avec l'année record de 2008. Le Groupe constate que les acheteurs – essentiellement des compagnies électriques ou des fonds d'investissements – restent confrontés à des difficultés pour obtenir le financement bancaire nécessaire pour réaliser la transaction, et que de plus en plus, les acheteurs demandent des délais de règlement pour leur permettre de mettre en place leurs financements. Par ailleurs, le Groupe constate, en particulier aux États-Unis, une tendance de la part des compagnies électriques à chercher à réduire leurs acomptes de paiement, ce qui est de nature à avoir un impact sur le besoin en fonds de roulement du Groupe.

La quasi-totalité des financements de projet prévoit des clauses d'exigibilité anticipée notamment en cas de non-respect d'un niveau minimum de couverture du service de la dette de la société de projet au regard de ses revenus mesuré par un ratio dit « DSCR » (Debt Service Coverage Ratio). La clause d'exigibilité anticipée se déclenche en général lorsque le ratio devient inférieur à 1.

**Risque de liquidité lié aux activités courantes**

► **Lignes de crédits** : le Groupe doit financer les acomptes versés lors de la réservation des turbines, les stocks de panneaux solaires, le besoin en fonds de roulement généré par l'activité de vente d'actifs solaires et éoliens, ainsi qu'un certain nombre de parcs éoliens ou solaires en construction et n'ayant pas encore conclu leur financement de projet sans recours. Pour cela, il dispose, au 31 décembre 2009, de lignes de crédits corporate et de découverts bancaires d'un montant total de 1 566 millions d'euros. Ces montants incluent une ligne de crédit de 640 millions d'euros conclue avec le groupe EDF qui est susceptible d'être augmentée en cas de besoin.

Les contreparties de l'ensemble des lignes de crédits bancaires sont des grands établissements français et internationaux. Le Groupe a centralisé la mise en place et l'utilisation de ces moyens de financements et de ce fait, la gestion des risques correspondants. Comme les tirages de ces lignes ont une échéance inférieure à un an, le Groupe classe ces lignes en passifs financiers courants.

Les financements corporate conclus hors du Groupe contiennent des clauses d'exigibilité anticipée qui prennent en compte différents ratios dont un ratio EBITDA/Frais financiers nets qui doit en général être supérieur à 2 et un seuil maximal de dettes.

► **Excédents de trésorerie** : le Groupe a centralisé la gestion de ses excédents de trésorerie lorsque la législation ou les contrats de financement de projets le permettent. Il sécurise ses placements financiers en privilégiant systématiquement des supports de type monétaire et/ou obligataire. Ces placements, dont les maturités moyennes sont inférieures à 3 mois, sont effectués auprès de contreparties de premier rang. Au 31 décembre 2009, le Groupe dispose d'une trésorerie de 431 millions d'euros.

**(v) Examen et approbation des engagements**

En tant que filiale du groupe EDF, les projets d'investissements du groupe EDF Energies Nouvelles sont présentés dans divers Comités en fonction du montant du projet.

Ces projets sont soumis au vote du Conseil d'administration du groupe EDF Energies Nouvelles.

## Rapport 2009 du Président du Conseil d'administration d'EDF Energies Nouvelles sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne

Le contrôle interne d'EDF Energies Nouvelles

### Procédures de contrôle interne relatives à la fiabilité des informations financières

#### (i) Comptes du groupe EDF Energies Nouvelles

Les normes comptables utilisées par le groupe EDF Energies Nouvelles sont conformes aux règles internationales (IAS, IFRS) approuvées par l'Union Européenne. Les règles et méthodes comptables sont décrites dans le référentiel de consolidation Groupe et dans le manuel de gestion du Groupe.

#### (ii) Organisation du Controlling Group

L'introduction en Bourse en novembre 2006 a eu notamment pour conséquence de soumettre la Société à des obligations légales et des règles nouvelles. Le Groupe se doit de produire des états financiers dans des délais imposés. La première publication des comptes du Groupe en normes IFRS est intervenue au 30 juin 2006 et a été l'occasion de définir un certain nombre de normes comptables communes au Groupe.

Les changements d'organisation s'effectuent dans un contexte de constante évolution du périmètre : la croissance organique est importante et des opérations d'acquisitions ou de cessions sont réalisées. Présent dans 13 pays, EDF Energies Nouvelles a consolidé en 2009, 288 sociétés dont 214 intégrées globalement, 67 intégrées proportionnellement et 7 mises en équivalence.

Le Controlling Group s'est également organisé pour s'inscrire dans le cycle de gestion du groupe EDF qui requiert des reportings comptables et financiers selon des périodicités mensuelles, trimestrielles, semestrielles et annuelles.

#### (iii) Processus d'élaboration des comptes consolidés

Un processus budgétaire a été mis en place afin de garantir la fiabilité des données de liasses remontées par chaque zone géographique.

Chaque Directeur Financier reçoit une lettre de mission qui précise les objectifs définis par la Direction Finances & Controlling. Dans le domaine du contrôle de gestion, les Directeurs Financiers doivent s'assurer de la qualité des informations remontées et du respect des délais fixés. Ils doivent également être en mesure d'apporter les commentaires nécessaires à la compréhension de l'évolution des résultats.

En début d'année, le Controlling Group diffuse aux responsables pays et à leur Directeur Financier le calendrier de gestion du Groupe.

De même, au début du processus budgétaire, une note de cadrage est envoyée à chaque Directeur Financier de manière à expliciter et détailler le processus budgétaire ainsi que les principales hypothèses à prendre en compte.

Dans un premier temps, la trajectoire financière (capex industriels et financiers) déterminée en avril/mai, dans le cadre de l'enquête CAPEX EDF, est rappelée à chaque zone géographique qui dispose ainsi du plan d'investissements (investissements industriels et financiers pour la période 2009-2012). Elle constitue l'hypothèse structurante de développement du Groupe sur trois ans.

Chaque zone géographique ou métier propose un budget à trois ans et des prévisions de chiffre d'affaires, d'EBITDA, de frais de développement, de frais généraux ainsi que des prévisions d'effectifs. Ces données sont vérifiées et validées au niveau du controlling group.

Avant d'être consolidées, les responsables opérationnels de zones présentent leurs données budgétaires au Comité de direction à l'occasion du Quarterly Business Review dédié (fin septembre).

Les données validées ou corrigées par la Direction générale sont ensuite répercutées aux zones géographiques qui les intègrent dans l'outil de consolidation du Groupe. Le controlling Group effectue, une fois les liasses de gestion remontées, un nouveau contrôle de cohérence entre les informations saisies dans Magnitude et celles validées par la Direction générale.

L'ensemble de ce processus est décrit dans le manuel de procédures de consolidation Groupe et le manuel de procédures de cycle de gestion Groupe, diffusés en 2008 aux responsables pays et aux Directeurs Financiers.

#### (iv) Processus de contrôle des comptes

A la demande du Controlling Group, les Directeurs Financiers pays rédigent une revue analytique permettant d'effectuer un autocontrôle de la qualité des informations remontées. Une revue trimestrielle approfondie est effectuée sur les comptes de résultats dans l'outil Magnitude par le responsable consolidation.

Par ailleurs, afin de préparer les clôtures semestrielles, des réunions sont organisées avec chaque Directeur Financier de zone et permettent de revoir les points critiques en matière de comptabilité et de normes de consolidation.

Pour ce qui concerne les reprévisions budgétaires, les Directeurs Financiers pays contrôlent leurs reprévisions et explicitent les écarts avant de les soumettre à la Direction Financière du siège.

Une revue systématique trimestrielle est également effectuée sur les reprévisions dans le système d'information EDIFIS par le Controlling Group.

#### (v) Validation et approbation des comptes

Les comptes annuels ainsi que les communiqués y afférents, sont présentés en Comité d'audit et des risques puis arrêtés par le Conseil d'administration. Les comptes annuels sont approuvés en assemblée générale.

Les comptes semestriels sont présentés en Comité d'audit et des risques et arrêtés par le Conseil d'administration.

La Direction Finances & Controlling ajuste en permanence son organisation pour suivre le développement du Groupe et adapte de manière continue les actions visant à renforcer les processus qui concourent à l'élaboration de l'information comptable et financière. Il en résulte une réduction constante des délais de production ainsi qu'un accroissement de la qualité de production.

#### (vi) Bilan des actions menées en 2009 en vue de renforcer la qualité de production des informations comptables et financières

Pour ce qui concerne la production des comptes, l'intégration des nouvelles acquisitions dans le cycle de gestion et de consolidation du Groupe s'est poursuivie avec notamment EDF Energies Nouvelles Réparties et ses filiales. Le processus de consolidation des comptes a continué à s'industrialiser notamment par l'incorporation dans Magnitude des engagements hors bilan et du reporting fiscal.

L'équipe Consolidation a réalisé le passage de l'outil Access à Magnitude et formé les utilisateurs dans les zones géographiques fin 2008.

La mise en place du cash-pooling a été finalisée.

Le reporting ressources humaines a été progressivement intégré dans le processus de consolidation du Groupe.

D'un point de vue organisationnel, plusieurs changements ont été opérés en 2009 :

- la fonction Fusions-Acquisitions et Financements structurés a été renforcée dans un souci de plus grande efficacité au niveau du Groupe ;
- la Direction Financière France a été réorganisée, à ce titre, l'équipe de contrôle de gestion France a été renforcée courant 2009 afin d'organiser le suivi en cohérence avec l'organisation métier (DVAS/Outre-Mer, Développement/Direction Industrie, Corporate) ;
- le transfert de l'adjoint du Directeur Financier du Portugal en Turquie en tant que Directeur Financier de Polat Enerji, a contribué à faciliter l'intégration de cette nouvelle entité dans le Groupe.

#### (vii) Évolutions attendues pour l'exercice 2010

La Direction Finances & Controlling continuera à apporter conseil et appui aux zones géographiques en organisant des missions pour les domaines de la consolidation et du contrôle financier.

Les manuels de procédures de consolidation et de gestion continueront à être complétés par des notes techniques spécifiques.

Un manuel de procédures des comptes sociaux sera élaboré.

Dans le cadre de la transposition de la 8<sup>e</sup> Directive Européenne, le Groupe s'organise pour fournir au Comité d'audit et des risques un état des lieux du contrôle interne comptable et financier.

A ce titre une liste de contrôles détaillant les actions à mettre en œuvre afin de faciliter l'intégration de nouvelles activités ou entités sera élaborée.

La mise en place progressive de sous-paliers de consolidation par pays devrait permettre d'optimiser le reporting financier.

## Procédures de contrôle interne relatives à la conformité aux lois et réglementations en vigueur

### (i) Respect des lois et des réglementations

EDF Energies Nouvelles en tant qu'entreprise cotée est soumise à la réglementation en vigueur commune à l'ensemble des sociétés, aux prescriptions relatives à la Loi de Sécurité Financière, au cadre de référence de l'AMF et aux obligations de publications.

La Direction Juridique Corporate et le contrôle interne sont en charge de mettre en place et de vérifier l'application des dispositifs permettant de faire respecter l'ensemble de ces réglementations.

Par ailleurs, lors de chaque opération spécifique, la Direction Juridique Corporate adresse une note aux personnes concernées afin de les informer des obligations leur incombant, le cas échéant, au titre « d'initiés occasionnel ».

Une procédure concernant les « initiés occasionnels » a été élaborée par la Direction Juridique Corporate.

### (ii) Procédures de contrôle relatives aux contrats

Les dispositifs mis en place en juillet 2006 (dispositions spécifiques pour les contrats de prestations de services et d'apporteurs d'affaires) et en mai 2007 (dispositions générales pour tout processus de contractualisation) permettent à la Direction Juridique Corporate d'assurer sa mission de contrôle du respect des lois et règlements.

### (iii) Procédures de contrôle relatives à la réglementation boursière

Depuis son introduction en Bourse, EDF Energies Nouvelles a mis en place des procédures de nature à prévenir les infractions boursières.

Le Conseil d'administration lors de sa séance du 13 novembre 2006 a adopté un règlement destiné à prévenir les opérations d'initiés au sein du Groupe. Une liste d'initiés permanents a été établie, et l'inscription sur cette liste a été notifiée aux intéressés.

Cette liste est régulièrement mise à jour.

## 2.4 COMMUNICATION DES INFORMATIONS FINANCIÈRES

En tant que société cotée, EDF Energies Nouvelles doit se conformer aux exigences de l'AMF en matière de communication d'information financière.

Toute information financière publiée doit être validée par le Directeur général ou le Directeur Financier et être envoyée, préalablement à sa publication, aux administrateurs de la Société. Les informations communiquées au marché par le responsable relations investisseurs sont donc documentées, contrôlées et validées par le Directeur général ou le Directeur Financier.

Afin d'en formaliser les principes, la procédure « Communication Financière et validation de l'information financière » a été présentée en Comité d'audit et des risques du 20 mai 2008. Elle s'inscrit dans le cadre des principes et règles en vigueur et des recommandations émises par les autorités boursières dans le domaine de la gestion des risques liés à la détention, à la divulgation ou à l'exploitation éventuelle d'informations privilégiées.

Afin de respecter et faire respecter ces principes et règles, le Groupe a mis en place un dispositif de pilotage et de contrôle de l'information financière chargé de valider l'information financière et d'en assurer la cohérence.

En ce qui concerne les informations publiées sur le site Internet du Groupe, elles font toutes l'objet d'un échange et d'une validation entre la Direction de la Communication Corporate, les Relations Investisseurs et la Direction Générale. Toutes ces informations sont cohérentes avec le document de référence du Groupe et ont déjà fait l'objet d'une publication ou d'un communiqué de presse. Elles ont donc suivi le circuit de validation de l'information.

Afin de cibler au mieux sa communication vis-à-vis de ses actionnaires, le Groupe procède chaque année à une étude approfondie de son actionnariat. Cette étude s'appuie sur les fichiers d'actionnaires au nominatif du Groupe et sur un fichier TPI (Titres au Porteur Identifiables) permettant d'identifier 99 % des détenteurs d'actions EDF EN.



## 2.5 LES ACTIVITÉS DE PILOTAGE DE CONTRÔLE INTERNE DU GROUPE

---

Les activités de pilotage du contrôle interne du groupe EDF Energies Nouvelles s'exercent notamment au travers :

1. du suivi des résultats des audits et de la mise en œuvre des actions recommandées par ces audits ;
2. du pilotage du réseau des relais de contrôle interne au sein du Groupe ;
3. du reporting des activités de contrôle interne et d'audit interne auprès de la Direction générale et du Comité d'audit et des risques.

## 3 Dynamique d'évolution

EDF Energies Nouvelles poursuit un rythme de croissance et de diversification soutenu. Pour maîtriser son développement, EDF Energies Nouvelles a le souci permanent de contrôler les risques associés à sa croissance. Les organes de Direction du Groupe apporteront leur soutien pour permettre le renforcement constant du dispositif de contrôle interne du Groupe.

Ce rapport a été examiné par la Direction générale et le Comité d'audit et approuvé par le Conseil d'administration.

Paris-La Défense, le 9 février 2010

**Pâris Mouratoglou**

Président du Conseil d'administration

# Annexe 2

## Rapport des commissaires aux comptes établi en application de l'article L.225-235 du Code de commerce, sur le rapport du Président du Conseil d'administration de la société EDF Energies Nouvelles SA, pour ce qui concerne les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière pour l'exercice clos le 31 décembre 2009

---

« Mesdames, Messieurs les Actionnaires,

En notre qualité de commissaires aux comptes de la société EDF Energies Nouvelles SA et en application des dispositions de l'article L.225-235 du Code de commerce, nous vous présentons notre rapport sur le rapport établi par le Président de votre société conformément aux dispositions de l'article L.225-37 du Code de commerce au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2009.

Il appartient au Président d'établir et de soumettre à l'approbation du Conseil d'administration un rapport rendant compte des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place au sein de la Société et donnant les autres informations requises par l'article L.225-37 du Code de commerce relatives notamment au dispositif en matière de gouvernement d'entreprise.

Il nous appartient :

- ▶ de vous communiquer les observations qu'appellent de notre part les informations contenues dans le rapport du Président, concernant les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière ; et
- ▶ d'attester que le rapport comporte les autres informations requises par l'article L.225-37 du Code de commerce, étant précisé qu'il ne nous appartient pas de vérifier la sincérité de ces autres informations.

Nous avons effectué nos travaux conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France.

**Informations concernant les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière**

Les normes d'exercice professionnel requièrent la mise en œuvre de diligences destinées à apprécier la sincérité des informations concernant les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière contenues dans le rapport du Président.

**Rapport des commissaires aux comptes établi en application de l'article L.225-235 du Code de commerce, sur le rapport du Président du Conseil d'administration de la société EDF Energies Nouvelles SA, pour ce qui concerne les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière pour l'exercice clos le 31 décembre 2009.**

Ces diligences consistent notamment à :

- prendre connaissance des procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière sous-tendant les informations présentées dans le rapport du Président ainsi que de la documentation existante ;
- prendre connaissance des travaux ayant permis d'élaborer ces informations et de la documentation existante ;
- déterminer si les déficiences majeures du contrôle interne relatif à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière que nous aurions relevées dans le cadre de notre mission font l'objet d'une information appropriée dans le rapport du Président.

Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur les informations concernant les procédures de contrôle interne de la Société relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière contenues dans le rapport du Président du Conseil d'administration, établi en application des dispositions de l'article L.225-37 du Code de commerce.

**Autres informations**

Nous attestons que le rapport du Président du Conseil d'administration comporte les autres informations requises par l'article L.225-37 du Code de commerce. »

Les commissaires aux comptes  
Paris-La Défense et Paris, le 9 février 2010

KPMG Audit Département de KPMG S.A.

Catherine Porta  
Associée

Alain Martin & Associés

Alain Martin  
Associé

# Annexe 3

## Liste des mandats et fonctions exercés au sein du groupe EDF Energies Nouvelles par les administrateurs et les membres des organes de Direction de la Société

### ► PÂRIS MOURATOGLOU – PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION D'EDF ENERGIES NOUVELLES

#### SOCIÉTÉS GROUPE FRANCE

#### Mandats ou fonctions

SARL ÉLECTRIQUE DE L'ATLANTIQUE	Gérant
SARL ERE	Gérant
SA SIIF GHANA	Administrateur
SA SIIF ENERGIES OUTRE MER	Président du Conseil d'administration
SATENESA	Président-Directeur général du Conseil d'administration
SARL TREE	Gérant
SA EDF Energies Nouvelles Réparties	Administrateur

#### SOCIÉTÉS GROUPE ÉTRANGER

#### Mandats ou fonctions

#### Pays

SA Recursos Energeticos	Secrétaire du Conseil	Espagne
Havsbaserad Vindkraft I Sverige AB (HVS)	Président	Suède
First Windfarm Holdings Ltd	Membre du Conseil de Gérance	Royaume-Uni
Cammaes Windfarm Ltd	Membre du Conseil de Gérance	Royaume-Uni
Llangwryfon Windfarm Ltd	Membre du Conseil de Gérance	Royaume-Uni
Cold Northcott Windfarms Ltd	Membre du Conseil de Gérance	Royaume-Uni
Great Orton Windfarm Ltd	Membre du Conseil de Gérance	Royaume-Uni
Cumbria Wind Farms Ltd	Membre du Conseil de Gérance	Royaume-Uni
EDF EN UK (ex Westbury Windfarms) Ltd	Membre du Conseil de Gérance	Royaume-Uni
Tregulland Windfarms Ltd (Dormant)	Membre du Conseil de Gérance	Royaume-Uni
Batliboi enXco Pvt. Ltd	Administrateur	Inde
enXco Inc.	Administrateur (Président)	États-Unis
enXco A/S	Président	Danemark

## Liste des mandats et fonctions exercés au sein du groupe EDF Energies Nouvelles par les administrateurs et les membres des organes de Direction de la Société

### ► DAVID CORCHIA – DIRECTEUR GÉNÉRAL D'EDF ENERGIES NOUVELLES

#### SOCIÉTÉS GROUPE FRANCE

#### Mandats et fonctions

SA EDF EN France	RP EDF Energies Nouvelles SA, Administrateur
SNC ÉLECTRIQUE DE BELLIGNAT	RP SIIFELEC SAS, Gérant
SNC ÉLECTRIQUE DE MULHOUSE	RP EDF Energies Nouvelles SA, Gérant
SNC ÉNERGIES ANTILLES	RP EDF Energies Nouvelles SA, Gérant
SNC ÉNERGIES SAINT-MARTIN	RP EDF Energies Nouvelles SA, Gérant
SNC ÉOLIENNE PETIT CANAL n° 2	RP EDF Energies Nouvelles SA, Gérant
SNC ÉOLIENNE PETIT CANAL n° 3	RP EDF Energies Nouvelles SA, Gérant
SNC ÉOLIENNE PETIT FRANCOIS	RP EDF Energies Nouvelles SA, Gérant
SNC ÉOLIENNE SAINTE ROSE	RP EDF Energies Nouvelles SA, Gérant
SNC HYDROÉLECTRIQUE DE COUZON	RP EDF Energies Nouvelles SA, Gérant
SNC HYDROÉLECTRIQUE DU CANAL ST-LOUIS	RP EDF Energies Nouvelles SA, Gérant
SNC HYDROÉLECTRIQUE DU CARBET AMONT	RP EDF Energies Nouvelles SA, Gérant
SAS SIIFELEC	RP EDF Energies Nouvelles SA, Président
SA VIA NOVA	RP SIIFELEC SAS, Administrateur
SA ÉNERGIES ASCO	RP SIIFELEC SAS, Administrateur
SA SIIF GHANA	RP EDF Energies Nouvelles, Administrateur
SAS TAC MARTINIQUE	RP EDF Energies Nouvelles SA, Président
SA TENESA	RP EDF Energies Nouvelles, Administrateur
SCI MAYOTTE 6	RP EDF Energies Nouvelles SA, Gérant
SCI MAYOTTE 7	RP EDF Energies Nouvelles SA, Gérant
SAS EDF EN Développement	RP EDF Energies Nouvelles, Président
SAS SIIF Energies Bulgarie	RP EDF EN, Présidente de SIIFELEC, Président
SA EDF Energies Nouvelles Reparties	Administrateur

#### SOCIÉTÉS GROUPE ÉTRANGER

#### Mandats ou fonctions

#### Pays

enXco Inc.	Administrateur	États-Unis
enXco Service Corporation (Canada)	Administrateur	Canada

## Annexe 3

### Liste des mandats et fonctions exercés au sein du groupe EDF Energies Nouvelles par les administrateurs et les membres des organes de Direction de la Société

#### ► YVON ANDRÉ – DIRECTEUR GÉNÉRAL DÉLÉGUÉ D'EDF ENERGIES NOUVELLES

#### SOCIÉTÉS GROUPE FRANCE

#### Mandats ou fonctions

SA EDF EN Outre-Mer	Administrateur
SA EDF EN France	Président-Directeur général
SASU du Parc Éolien du Chemin d'Ablis	RP EDF EN France SA, Présidente
SASU Parc Éolien des Barthes	RP EDF EN France SA, Présidente
SASU Surya Solaire	RP EDF EN France SA, Présidente
SASU Parc Éolien de la Fosse Crière	RP EDF EN France SA, Présidente
SAS Parc Éolien de Bassure de Baas	Président
SASU Parc Éolien de la Banche	RP EDF EN France SA, Présidente
SASU Parc Éolien de Pont d'Yeu	RP EDF EN France SA, Présidente
SNC Parc Éolien d'Antifer	RP EDF Energies Nouvelles, Administrateur
SAS Parc Éolien de Villesèque	RP EDF EN France SA, Présidente
SAS Parc Éolien de Fiennes	RP EDF EN France SA, Gérante
SAS Parc Éolien de Luc sur Orbieu	RP EDF EN France SA, Présidente
SNC Parc Éolien de la Conque	RP EDF EN France SA, Gérante
SAS Parc Éolien de Castanet le Haut	RP EDF EN France SA, Présidente
SNC Parc Éolien des Polders du Dain	RP EDF EN France SA, Gérante
SNC Parc Éolien d'Oupia	RP EDF EN France SA, Gérante
SNC Parc Éolien du Pays de la Côte de Jade	RP EDF EN France SA, Gérante
SA Energies Asco	Administrateur & Directeur général délégué
SA SIIF Ghana	Administrateur
SA T E N E S A	RP EDF EN France SA, Administrateur
SA Via Nova	Administrateur & Directeur général délégué
SAS Lou Paou	RP EDF EN France SA, Présidente
SA EDF EN Services	Administrateur
SAS Ardèche Energies Nouvelles	RP EDF EN France, Présidente
SASU Solaire Participations	RP EDF EN France, Présidente
SASU EDF EN Développement	RP EDF Energies Nouvelles, Présidente
SASU SIIF Energies Bulgarie	RP EDF EN, Présidente de SIIFELEC, Présidente
SASU Aquisun	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Solaire de Linguizetta	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Narbonne	RP EDF EN France, Présidente
SACU Centrale Solaire de Peretto	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Solaire de la Désirade	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Solaire d'Acqua Di l'Asino	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Solaire de Vix Sottano	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parcs Éoliens de Neuvy et Villars	RP EDF EN France, Présidente
SASU Noréole	RP EDF EN France, Présidente
SASU Biomasse Energie Artenay	RP EDF EN France, Présidente
SASU Agrisol 1A Services	RP EDF EN France, Présidente
SASU Agrisol 1B Services	RP EDF EN France, Présidente
SASU Agrisol 1C Services	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale PV de Blavozy	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien d'Allanche	RP EDF EN France, Présidente

## Liste des mandats et fonctions exercés au sein du groupe EDF Energies Nouvelles par les administrateurs et les membres des organes de Direction de la Société

### SOCIÉTÉS GROUPE FRANCE

### Mandats ou fonctions

SASU Parc Éolien d'Auchy	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien de Blandy	RP EDF EN France, Présidente
SAS Parc Éolien de Cabreirens	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien de Cambouisset	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien de Fontfroide	RP EDF EN France, Présidente
SAS Parc Éolien de Grendelbruch	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien de Marcelcave	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien de Patrimonio	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien de Planchevilliers	RP EDF EN France, Présidente
SAS Parc Éolien de Puech Nègre	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien de Rochessauve Alissas	RP EDF EN France, Présidente
SAS Parc Éolien de Salles Curan	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien de Vesly	RP EDF EN France, Présidente
SAS Parc Éolien de Veulettes	RP EDF EN France, Présidente
SAS Parc Éolien du Calsigas	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien du Canton du Quesnoy	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien Mas de Naï	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque du Nord Perpignanais	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Themis	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrales Photovoltaïques du Sisteronnais	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrales Photovoltaïques de Marsillargues	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrales Photovoltaïques du Gabardan	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de la Fito	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque SFP EDF de Sainte-Tulle	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Blauvac	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Solaire de Curtina	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Solaire de Pantanaja	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Distriport Fos	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Solaire de Niellone	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Bouloc	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Saint-Maximin	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Boissières	RP EDF EN France, Présidente
Sarl Solen	Gérant
SASU Centrale Photovoltaïque d'Aramon	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque d'Auzainvilliers 1	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque d'Auzainvilliers 2	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque d'Avon les Roches	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Beguey	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Berroute	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Calissanne	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Conches sur Ouche	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Conques sur Orbiel	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Courlans	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Cournonsec	RP EDF EN France, Présidente



## Annexe 3

### Liste des mandats et fonctions exercés au sein du groupe EDF Energies Nouvelles par les administrateurs et les membres des organes de Direction de la Société

#### SOCIÉTÉS GROUPE FRANCE

#### Mandats ou fonctions

SASU Centrale Photovoltaïque de Decize	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Estounac Bielh	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Fresnay l'Evêque	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Garons	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Goulien	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Gros-Jacques	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de la Llagonne	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de la Lucate	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Labouheyre	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Lagofun	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Lassicourt 1	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Lassicourt 2	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Lesperon	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Lieusaint	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Matheysin	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Melve	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Meze	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Montendre-Charde	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Montierchaume	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Mourede	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Nabias 1	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Nabias 2	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Nabias 3	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Parentis en Born	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Romilly sur Seine	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Saint-Chamas	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Saint-Come et Maruejols	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Saint-Marcel sur Aude	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Saint-Martin de Crau	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Saint-Pargoire	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Saint-Pierre Dels Forcats	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Saint-Julien	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Saint-Symphorien	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Sées	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Seysses	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Sillars	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Sore	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Sorgues	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Valderoure	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Vergeze	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Villeveyrac	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Ychoux	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque des Carretheyres	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque des Gras de Perret	RP EDF EN France, Présidente

## Liste des mandats et fonctions exercés au sein du groupe EDF Energies Nouvelles par les administrateurs et les membres des organes de Direction de la Société

### SOCIÉTÉS GROUPE FRANCE

### Mandats ou fonctions

SASU Centrale Photovoltaïque des Salins 1	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque des Salins 2	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque des Salins 3	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque des Serres	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque d'Eyguières	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque du Braou	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque du Cambrésis	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque du Cet de Béziers	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque du Communal de l'Est	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque du Gabardan 1	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque du Gabardan 2	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque du Gabardan 3	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque du Gabardan 4	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque du Gabardan 5	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque du Gabardan 6	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque du Gabardan 7	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque du Gabardan 8	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque du Soler	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque du Tube	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque La Cabane de Fabre	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque Lagune de Toret	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque Le Bouluc de Fabre	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Solaire de Montendre	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc d'Energies Renouvelables Catalan	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien de Chalautre La Grande	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien de Conilhac Corbières	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien de la Plaine de l'Orbieu	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien du Bois de Belfays	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien du Bois de Belfays 2	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien du Bois de Belfays 3	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien du Puylobier	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien de la Petite Moure	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien de la Pierre	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien des 3 Frères	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien du Nipleau	RP EDF EN France, Présidente
SASU Solar System Marseille	RP EDF EN France, Présidente

### SOCIÉTÉS GROUPE ÉTRANGER

### Mandats et fonctions

### Pays

SARL Electrica del Valle de Mexico	Administrateur	Mexique
Inversiones Eolicas	Administrateur	Mexique
Energia del Istmo	Administrateur	Mexique
RETD SA	Administrateur	Grèce
Eoliki Eliokastrou	Administrateur	Grèce
FRI-EL S.AGATA Srl	Administrateur	Italie

### Annexe 3

## Liste des mandats et fonctions exercés au sein du groupe EDF Energies Nouvelles par les administrateurs et les membres des organes de Direction de la Société

<b>SOCIÉTÉS GROUPE ÉTRANGER</b>	<b>Mandats et fonctions</b>	<b>Pays</b>
FRI-EL PUGLIA Srl	Administrateur	Italie
MURGEOLICA Srl	Administrateur	Italie
FRI-EL MURGE Srl	Administrateur	Italie
FRI-EL Nurri	Administrateur	Italie
FRI-EL Campidano	Administrateur	Italie
FRI-EL Ichnusa	Administrateur	Italie
FRI-EL Campania	Administrateur	Italie
FRI-EL Andretta	Administrateur	Italie
FRI-EL Sardegna	Administrateur	Italie
EDF EN Italia	Administrateur	Italie
SA SIIF Energies Ibérica	Président du Conseil	Espagne
SA Bioenergia Santamaria	Administrateur	Espagne
SA Bioenergia del Poniente	Administrateur	Espagne
EDF EN UK (ex Westbury Windfarms) Ltd	Membre du Conseil de Gérance	Royaume-Uni
Fenland Windfarms Ltd	Membre du Conseil de Gérance	Royaume-Uni
First Windfarm Holdings Ltd	Membre du Conseil de Gérance	Royaume-Uni
Cammaes Windfarm Ltd	Membre du Conseil de Gérance	Royaume-Uni
Cold Northcott Windfarm Ltd	Membre du Conseil de Gérance	Royaume-Uni
Great Orton Windfarm II Ltd	Membre du Conseil de Gérance	Royaume-Uni
Llangwryfyon Windfarm Ltd	Membre du Conseil de Gérance	Royaume-Uni
Cumbria Wind Farms Ltd	Membre du Conseil de Gérance	Royaume-Uni
Red Tile Wind Ltd (Dormant)	Membre du Conseil de Gérance	Royaume-Uni
Walkway Wind Ltd	Membre du Conseil de Gérance	Royaume-Uni
Verdesis	Administrateur	Belgique
Eolica da Arada	Administrateur	Portugal
Eolica da Cabreira	Administrateur	Portugal
Eolico do Centro	Administrateur	Portugal
Eolica de Montemuro	Administrateur	Portugal

#### ► CHRISTOPHE GEFFRAY – DIRECTEUR GÉNÉRAL DÉLÉGUÉ D'EDF ENERGIES NOUVELLES

<b>SOCIÉTÉS GROUPE FRANCE</b>	<b>Mandats ou fonctions</b>
SA EDF EN Services	Président-Directeur général
SAS EDF EN Développement	RP EDF Energies Nouvelles, Président
SAS SIIF Energies Bulgarie	RP EDF EN, Présidente de SIIFELEC, Président
SNC Colsun	Co-gérant

#### ► MICHEL TROUSSEAU – DIRECTEUR GÉNÉRAL DÉLÉGUÉ D'EDF ENERGIES NOUVELLES

<b>SOCIÉTÉS GROUPE ÉTRANGER</b>	<b>Mandats ou fonctions</b>
EDF Energy Renewable	Administrateur - Royaume-Uni

Liste des mandats et fonctions exercés au sein du groupe EDF Energies Nouvelles  
par les administrateurs et les membres des organes de Direction de la Société

► OLIVIER PAQUIER – DIRECTEUR GÉNÉRAL DÉLÉGUÉ D'EDF ENERGIES NOUVELLES

**SOCIÉTÉS GROUPE FRANCE**

**Mandats ou fonctions**

SA EDF ENR	Président-Directeur général
SAS EDF ENR 1	Président
SAS EDF ENR 2	Président
SAS EDF ENR 3	Président-Directeur général
SAS EDF ENR 4	Président-Directeur général
SAS Photon Power Technologies	Président
SA SUPRA	Président du Conseil et administrateur
SA RIBO	Président du Conseil et administrateur

# Annexe 4

## Comptes sociaux d'EDF Energies Nouvelles SA

### 1 Bilan

Actif (en milliers d'euros)	31 décembre 2009			31 décembre 2008
	Brut	Amortissements et provisions	Net	Net
<b>Actif immobilisé</b>				
<b>Immobilisations incorporelles</b>				
Concessions brevets droits similaires	2 068	1 540	528	694
Autres immobilisations incorporelles	3 000	150	2 850	0
<b>Immobilisations corporelles</b>				
Terrains	205	-	205	205
Constructions	-	-	-	-
Installations techniques matériel	-	-	-	-
Autres immobilisations corporelles	2 367	1 421	946	685
Immobilisations en cours	78	-	78	0
<b>Immobilisations financières</b>				
Titres de participations	536 266	11 892	524 374	352 174
Créances rattachées à des participations	129 833	-	129 833	195 350
Autres titres immobilisés	2 822	30	2 792	4 555
Prêts	127	118	9	7
Autres immobilisations financières	4 218	-	4 218	736
<b>TOTAL ACTIF IMMOBILISÉ</b>	<b>680 986</b>	<b>15 151</b>	<b>665 833</b>	<b>554 407</b>
<b>Actif circulant</b>				
<b>Stock</b>				
Encours de production de services	0	-	0	5 596
<b>Avances et acomptes versés sur commandes</b>	<b>34 183</b>	<b>-</b>	<b>34 183</b>	<b>12 169</b>
<b>Créances</b>				
Clients et comptes rattachés	17 366	85	17 281	18 891
Autres créances	1 952 606	25 395	1 927 211	1 015 537
<b>Trésorerie</b>				
VMP	171 304	-	171 304	418 144
Disponibilités	39 042	-	39 042	24 260
Charges constatées d'avance	875	-	875	271
<b>TOTAL ACTIF CIRCULANT</b>	<b>2 215 376</b>	<b>25 480</b>	<b>2 189 896</b>	<b>1 494 867</b>
<b>Comptes de régularisation</b>				
Écart de conversion actif	65 433	-	65 433	45 181
<b>TOTAL GÉNÉRAL</b>	<b>2 961 794</b>	<b>40 631</b>	<b>2 921 163</b>	<b>2 094 455</b>

Passif (en milliers d'euros)	31/12/2009	31/12/2008
<b>Capitaux propres</b>		
Capital social	124 109	124 109
Primes d'émission de fusion d'apport	1 011 479	1 011 479
Réserve légale	8 381	6 664
Autres réserves	524	524
Report à nouveau	50 380	38 666
Résultat de l'exercice	30 826	34 338
Provisions réglementées	702	391
<b>TOTAL CAPITAUX PROPRES</b>	<b>1 226 401</b>	<b>1 216 171</b>
Provisions pour litiges		
Provisions pour risques	65 472	46 756
<b>TOTAL PROVISIONS POUR RISQUES &amp; CHARGES</b>	<b>65 472</b>	<b>46 756</b>
<b>Dettes</b>		
Emprunts et dettes auprès des ETBS de crédit	1 467 478	676 324
Emprunts et dettes diverses	5 240	4 512
Avances & acomptes reçus sur commandes	0	0
Dettes fournisseurs & comptes rattachés	3 816	2 254
Dettes fiscales & sociales	4 246	5 993
Dettes sur immobilisations	120 952	128 752
Autres dettes	20 386	9 354
<b>TOTAL AUTRES DETTES</b>	<b>1 622 118</b>	<b>827 189</b>
Produits constatés d'avance	5 495	4 246
Écart de conversion passif	1 677	93
<b>TOTAL GÉNÉRAL</b>	<b>2 921 163</b>	<b>2 094 455</b>

## Annexe 4 Comptes sociaux d'EDF Energies Nouvelles SA

Compte de résultat

# 2 Compte de résultat

<i>(en milliers d'euros)</i>	<b>31/12/2009</b>	<b>31/12/2008</b>
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>31 910</b>	<b>20 799</b>
Production stockée	(6 297)	(244)
Subvention exploitation	36	2
Reprise sur amortissements & provisions et transfert de charges	1 922	67
Autres produits	1	0
<b>TOTAL DES PRODUITS D'EXPLOITATION</b>	<b>27 571</b>	<b>20 624</b>
Autres achats et charges externes	18 140	13 981
Impôts taxes et versements assimilés	1 097	1 838
Salaires et traitements	6 566	6 329
Charges sociales	5 657	3 230
Dotations aux amortissements	870	532
Dotations aux provisions s/actif circulant	0	502
Dotations aux provisions pour risques & charges	0	0
Autres charges	124	61
<b>TOTAL DES CHARGES D'EXPLOITATION</b>	<b>32 455</b>	<b>26 473</b>
<b>RÉSULTAT D'EXPLOITATION</b>	<b>(4 883)</b>	<b>(5 848)</b>
Bénéfices attribués ou pertes transférés	50	141
Pertes supportées ou bénéfices transférés	0	2
Produits financiers de participation	31 030	16 010
Autres intérêts et produits assimilés	51 076	62 724
Reprises sur provisions	51 176	41 643
Différences positives de change	42 378	48 685
Produits nets sur cession de VMP	2 401	7 860
<b>TOTAL DES PRODUITS FINANCIERS</b>	<b>178 061</b>	<b>176 923</b>
Dotations financières aux amortissements & provisions	71 727	72 201
Intérêts et charges assimilées	24 612	38 809
Différences négatives de change	52 842	30 802
Charges nettes sur cessions de VMP	0	12
<b>TOTAL DES CHARGES FINANCIÈRES</b>	<b>149 181</b>	<b>141 824</b>
<b>RÉSULTAT FINANCIER</b>	<b>28 880</b>	<b>35 100</b>
<b>RÉSULTAT COURANT AVANT IMPÔT</b>	<b>24 047</b>	<b>29 389</b>
Produits exceptionnels s/opérations gestion	1	42
Produits exceptionnels s/opérations en capital	6 355	13 079
Reprises sur provisions et transferts de charges	0	0
<b>TOTAL DES PRODUITS EXCEPTIONNELS</b>	<b>6 356</b>	<b>13 121</b>
Charges exceptionnelles s/opérations gestion	88	53
Charges exceptionnelles s/opérations en capital	1 382	8 394
Dotations aux provisions et transferts de charges	311	346
<b>TOTAL DES CHARGES EXCEPTIONNELLES</b>	<b>1 781</b>	<b>8 793</b>
<b>RÉSULTAT EXCEPTIONNEL</b>	<b>4 575</b>	<b>4 327</b>
<b>Impôt sur les bénéfices</b>	<b>2 204</b>	<b>621</b>
<b>Total des produits</b>	<b>212 039</b>	<b>210 809</b>
<b>Total des charges</b>	<b>181 213</b>	<b>176 471</b>
<b>BÉNÉFICE OU PERTE</b>	<b>30 826</b>	<b>34 338</b>



### 3 Tableau de financement

(en milliers d'euros)	31/12/2008	31/12/2009
Résultat net	34 337	30 826
Dotation/Reprise amortissements, dépréciations, provisions	31 900	19 811
Résultat cession actif	(6 900)	(3 250)
<i>Cash-flow</i>	<i>59 337</i>	<i>47 387</i>
BFR	4 900	(8 889)
<i>Cash-flow libre avant investissement</i>	<i>64 237</i>	<i>38 498</i>
Investissements corporels et incorporels	(600)	(3 893)
Acquisition (nette) titres de participations	(96 600)	(177 469)
Augmentation nette créances financières rattachées aux participations	(46 900)	65 516
Augmentation comptes courants Groupe	(448 400)	(907 302)
<i>Cash-flow libre après investissement</i>	<i>(528 263)</i>	<i>(984 650)</i>
Dividendes	(16 100)	(20 900)
Augmentation de capital	491 325	0
Incidences effets de change	(17 500)	(18 668)
Divers	4 000	(852)
<i>Variation endettement net</i>	<i>(66 538)</i>	<i>(1 025 070)</i>
<b>ENDETTEMENT NET</b>	<b>(237 300)</b>	<b>(1 262 370)</b>

## 4 Faits caractéristiques de l'exercice

### 4.1 TITRES DE PARTICIPATIONS

#### Souscriptions et augmentations

Les principales opérations effectuées par le Groupe sont :

- ▶ augmentation de capital d'enXco par incorporation du compte courant et du prêt (166 653 k€) ;
- ▶ augmentation de capital dans la société C-Power (éolien *offshore*) via incorporation du compte courant (4 137 k€) ;
- ▶ souscription à une augmentation de capital dans AlcoGroup (biocarburants), permettant ainsi un rééquilibrage de la structure du Passif de la Société (3 250 k€) ;
- ▶ recapitalisation de la Société Inversiones Eolicas (holding mexicaine détenant les participations dans le projet La Ventosa) par incorporation partielle du compte courant (1 654 k€).

#### Cessions et sorties de titres

- ▶ cession de titres de participation (2,5 %) détenus dans la société C-Power ;
- ▶ dans le cadre de la réorganisation de l'organigramme financier du Groupe :
  - les titres détenus dans des sociétés de développement grecques ont été cédés à EDF EN Grèce,
  - les titres détenus dans la société Energia Del Ismo ont été cédés à Inversiones Eolicas (holding mexicaine).

## 4.2 LIGNES DE CRÉDIT

---

Au cours de l'exercice 2009, EDF EN SA a réalisé des tirages sur des lignes de crédit pour un montant de 865 000 k€ (dont 640 000 k€ de ligne EDF) afin de financer la période de construction des projets dans l'attente de financements à long terme.

## 4.3 EVÈNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

---

EDF EN a souscrit, en date du 4 janvier 2010, à l'augmentation de capital de la société EDF EN France par incorporation de créance pour un montant de 99 000 k€.

# 5 Règles et méthodes comptables

Les comptes annuels sont établis conformément aux règles comptables françaises suivant les prescriptions du règlement 99-03 du Comité de la réglementation comptable relatif au PCG.

Les éléments inscrits en comptabilité sont évalués selon la méthode du coût historique.

Les principales méthodes utilisées sont décrites ci-dessous :

## 5.1 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

---

Les immobilisations incorporelles, inscrites à leur coût d'acquisition sont essentiellement constituées de logiciels et de brevets.

Les amortissements pour dépréciation sont calculés suivant le mode linéaire en fonction de la durée d'utilisation prévue :

- brevet 5 ans
- logiciels 1, 3 et 5 ans

## 5.2 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

---

Les immobilisations corporelles sont évaluées à leur coût d'acquisition (prix d'achat et frais accessoires).

Les règlements CRC 2002-10 relatif à l'amortissement et à la dépréciation des actifs et CRC 2004-06 relatif à la définition, comptabilisation et évaluation des actifs n'ont eu aucun impact sur les comptes du 31 décembre 2009.

Les amortissements pour dépréciation sont calculés suivant le mode linéaire en fonction de la durée d'utilisation prévue :

- matériel informatique 3 ou 5 ans
- matériel de bureau et mobilier 5 ou 10 ans

## 5.3 IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES

---

### Titres de participation

La valeur brute est constituée par le coût d'achat augmenté des frais d'acquisition sur titres.

La valeur d'inventaire des titres de participation repose sur une approche multicritères prenant en compte l'actif net consolidé des sociétés ainsi que leurs perspectives de développement.

Lorsque la valeur d'inventaire est inférieure à la valeur brute, une provision pour dépréciation est constituée du montant de la différence.

Une provision pour risque est éventuellement constituée lorsque la quote-part de situation nette négative de la filiale excède les avances ou créances accordées par EDF Energies Nouvelles.

Les frais d'acquisition sur titres sont amortis par le biais d'un amortissement dérogatoire sur une durée de 5 ans.

### **Autres immobilisations financières (principalement composées des actions propres liées au contrat de liquidité)**

Les actions propres sont valorisées au cours du jour. En fin d'exercice, une provision est constituée lorsque la valeur d'inventaire est inférieure à la valeur d'acquisition.

## **5.4 STOCKS**

---

Les encours de production de services correspondent à des dépenses engagées par la Société dans le cadre de son développement à l'étranger.

Les provisions sont constituées en cas de non-réalisation probable des projets.

## **5.5 FRAIS DE RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT**

---

Les frais de recherche et développement sont enregistrés en autres achats et charges externes de l'exercice au cours duquel ils sont supportés.

## **5.6 CRÉANCES ET DETTES D'EXPLOITATION, TRÉSORERIE ET PROVISIONS AFFÉRENTES**

---

Les créances et dettes sont valorisées à leur valeur nominale.

Une provision sur créance est constituée, si besoin, pour faire face au risque de non-recouvrement.

Les valeurs mobilières sont inscrites à l'actif pour leur coût d'acquisition. Les moins-values latentes sont intégralement provisionnées sans compensation avec les gains éventuels.

Les actions propres liées à la couverture des plans d'attribution d'actions gratuites sont valorisées au coût d'acquisition. Depuis l'application de l'Avis 2008-17 du CNC ces actions ne doivent plus être provisionnées. Désormais, la charge liée à l'acquisition de ces actions est étalée sur la période d'acquisition des droits.

## **5.7 ÉCARTS DE CONVERSION DES ACTIFS ET PASSIFS MONÉTAIRES LIBELLÉS EN DEVISE**

---

Les créances et dettes en devises sont comptabilisées aux cours du mois de l'opération. A la clôture, elles sont converties au cours de clôture.

Les écarts de conversion actifs font l'objet d'une provision pour risque enregistrée en résultat financier.

## **5.8 INTÉGRATION FISCALE**

---

EDF Energies Nouvelles est tête du groupe d'intégration fiscale. La convention d'intégration fiscale prévoit que les sociétés du Groupe comptabilisent leur impôt comme si elles étaient imposées séparément.

Par ailleurs, la convention d'intégration fiscale, amendée en 2005, prévoit que la tête de groupe conserve en compte d'attente les profits provenant des économies d'impôt réalisées dans le cadre de

l'intégration fiscale et les réalloue aux filiales intégrées déficitaires lorsqu'elles redeviennent bénéficiaires.

Le périmètre d'intégration fiscale intègre des filiales assujetties à l'IS en France au taux de droit commun et détenues à 95 % au moins, par EDF Energies Nouvelles. Au 31 décembre 2009, l'intégration fiscale d'EDF Energies Nouvelles comprend 45 sociétés.

## Annexe 4 Comptes sociaux d'EDF Energies Nouvelles SA

Règles et méthodes comptables

### Analyse du résultat fiscal

<i>(en milliers d'euros)</i>	<b>Montant Brut</b>
Résultat avant impôt	30 825
Réintégration des provisions et charges non déductibles	20 980
Déduction des plus-values de cession de titres	(3 076)
Déduction des dividendes reçus	(29 478)
Déduction des écarts de conversion	(18 668)
Déduction du crédit d'impôt recherche	(737)
Déduction produit d'intégration fiscale	(1 466)
Écart OPCVM	(192)
Autres	155
<b>RÉSULTAT FISCAL EDF EN</b>	<b>(1 656)</b>

Le résultat fiscal 2009 de la société EDF EN SA ressort à (1 656) k€. La Société présente un solde de déficits fiscaux cumulé de 31 985 k€ au 31 décembre 2009.

La société EDF EN SA ne paie donc pas d'impôt sur les sociétés au titre de cet exercice.

### Analyse du résultat d'intégration Fiscale – Groupe France

<i>(en milliers d'euros)</i>	<b>Montant Brut</b>
Contribution au résultat fiscal d'EDF EN SA	(2 530)
Contribution au résultat fiscal de SIIFELEC	5 122
Contribution au résultat fiscal d'EDF EN Outre-Mer	(853)
Contribution au résultat fiscal d'EDF EN France	2 537
Contribution au résultat fiscal d'EDF EN Services	(1 475)
Contribution au résultat fiscal de Luc sur Orbieu	(1 154)
Contribution au résultat fiscal de Castanet Le Haut	(2 686)
Contribution au résultat fiscal de Fiennes	(7 066)
Contribution au résultat fiscal de Villesèque	(18 721)
Contribution au résultat fiscal d'EDF EN Développement	15 978
Contribution au résultat fiscal de Solaire Participation	2 440
Contribution au résultat fiscal de Salles-Curan	(48 452)
Contribution au résultat fiscal de Puech-Nègre	(10 458)
Contribution au résultat fiscal des Barthes	(2 817)
Contribution au résultat fiscal de Chemin d'Ablis	(54 076)
Contribution au résultat fiscal de Narbonne	(17 796)
Contribution au résultat fiscal de Neuvy et Villars	(8 100)
Contribution au résultat fiscal de Noréole	(9 202)
Contribution des autres sociétés	3 050
Corrections d'intégration fiscale	(5 354)
<b>RÉSULTAT FISCAL GROUPE - INTÉGRATION FISCALE FRANCE</b>	<b>(161 613)</b>
Report déficitaire au 31/12/2008	(60 214)
Résultat fiscal Groupe - France 2009	(161 613)
<b>REPORT DÉFICITAIRE 31/12/2009</b>	<b>(221 828)</b>

## Fiscalité latente

(en milliers d'euros)	Base	Impôt différé actif	Impôt différé passif
Taxe (contribution sociale solidarité)	17	6	-
Provisions non déductibles	21 512	7 406	-
Écarts de conversion	1 677	577	-
Gain latent	15	5	-
Déficits fiscaux reportables	31 985	11 013	-
Amortissements dérogatoires	701	-	241
<b>TOTAL</b>	<b>55 907</b>	<b>19 007</b>	<b>241</b>

## Ventilation de l'impôt

(en milliers d'euros)	Impôt				Résultat net	
	Base	Théorique	Report déficitaire à imputer	Dû	Théorique	Comptable
Résultat avant impôt						
Résultat courant	24 784	(1 106)	1 106	0	25 890	24 784
Résultat exceptionnel	6 041	536	(536)	0	5 505	6 041
<b>TOTAL</b>	<b>30 825</b>	<b>(570)</b>	<b>570</b>	<b>0</b>	<b>31 395</b>	<b>30 825</b>

## 5.9 UTILISATION D'ESTIMATIONS

L'établissement des comptes sociaux conformément aux principes comptables généralement admis en France, nécessite la prise en compte, par la Direction de la Société, d'estimations et d'hypothèses qui ont une incidence sur les montants d'actif et de passif et sur les charges et produits de compte de résultat, tels

que les dépréciations de titres et créances rattachées ainsi que les engagements mentionnés en annexe.

Ces estimations, qui n'ont pas un impact significatif sur les comptes, sont établies en fonction des informations disponibles lors de leur établissement.

## 5.10 INDEMNITÉ DÉPART EN RETRAITE

A leur départ en retraite, les employés de la Société perçoivent une indemnité conformément à la loi et aux dispositions de la convention collective. La politique de la Société est de ne pas constituer de provision au titre des droits acquis par le personnel mais de prendre la charge correspondante dans l'exercice de paiement effectif de la dette.

Le calcul de l'engagement est déterminé par un actuairé suivant un calcul actuariel qui suppose le recours à des hypothèses sur les variables démographiques (mortalité (table INSEE 2004-2006), rotation du personnel) et financières (augmentations futures des salaires, taux actualisation).

Cet engagement de retraite a été estimé pour l'exercice à 391 352 €.

## 5.11 DROIT INDIVIDUEL À LA FORMATION

Le nombre d'heures de formation acquis par les salariés au 31/12/2009 et n'ayant pas donné lieu à demande s'élève à 4 504.

## 6 Notes sur le Bilan Actif

### 6.1 ACTIF IMMOBILISÉ

#### Immobilisations incorporelles

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2008	Augmentation	Diminution	31/12/2009
Concessions, brevets, droits similaires, autres	1 873	3 194	0	5 068
<b>VALEURS BRUTES</b>	<b>1 873</b>	<b>3 194</b>	<b>0</b>	<b>5 068</b>
AMT concessions, brevets, droits similaires, autres	(1 180)	(510)	0	(1 690)
<b>VALEURS NETTES</b>	<b>693</b>	<b>2 684</b>	<b>0</b>	<b>3 378</b>

Les immobilisations incorporelles se composaient principalement du logiciel de consolidation Magnitude pour 1 007 k€ immobilisés en 2006 et amorti sur 5 ans. L'augmentation de 3 000 k€ est liée à l'acquisition d'un droit de prise de participations sur des

futurs projets développés en Italie et en Pologne dans le cadre du partenariat conclu en 2009 avec Greentech Energy Systems.

La dotation aux amortissements de l'exercice s'élève à 510 k€.

#### Immobilisations corporelles

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2008	Augmentation	Diminution	31/12/2009
Terrains	205	0	0	205
Autres immobilisations	1 746	622	0	2 368
<b>IMMOBILISATIONS CORPORELLES BRUTES</b>	<b>1 951</b>	<b>622</b>	<b>0</b>	<b>2 573</b>
AMT Autres immobilisations	(1 059)	(362)	0	(1 421)
<b>VALEURS NETTES</b>	<b>892</b>	<b>260</b>	<b>0</b>	<b>1 152</b>

La valeur nette comptable de ces immobilisations comprend deux terrains pour 205 k€, des agencements et installations pour 321 k€ et du matériel et mobilier de bureau pour 626 k€. Les acquisitions

de l'exercice concernent du matériel informatique pour 422 k€ et des agencements pour 200 k€.

#### Immobilisations financières

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2008	Augmentation	Diminution	31/12/2009
Titres de participation (A)	363 346	175 698	2 778	536 266
Créances rattachées à des participations (B)	195 350	36 923	102 440	129 833
Autres titres immobilisés (C)	4 601	39 532	41 311	2 822
Prêts	126	1	0	127
Autres immobilisations financières (D)	735	43 014	39 532	4 217
<b>IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES BRUTES</b>	<b>564 158</b>	<b>295 168</b>	<b>186 061</b>	<b>673 265</b>
Provisions sur titres de participation (E)	(11 172)	(720)	0	(11 892)
Provisions sur autres titres immobilisés	(46)	0	(15)	(30)
Provisions sur prêts	(118)	0	0	(118)
<b>TOTAL PROVISIONS</b>	<b>(11 336)</b>	<b>(720)</b>	<b>(15)</b>	<b>(12 040)</b>
<b>IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES NETTES</b>	<b>552 823</b>	<b>294 448</b>	<b>186 046</b>	<b>661 225</b>

(A) Montant des participations des principales filiales (en milliers d'euros) :

	(en milliers d'euros)	%
enXco Inc.	208 157	39 %
EDF Energies Nouvelles Réparties	201 299	38 %
Alcogroup	27 388	5 %
EEN EGE	20 000	4 %
EDF EN Italie	13 307	2 %
EEN Hellas	11 817	2 %
Westbury Windfarms Ltd	10 981	2 %
SIIFELEC	7 252	1 %
enXco A/S	5 600	1 %
EDF EN Grèce	5 158	1 %
EDF EN Outre-Mer	3 742	1 %
C-Power	6 624	1 %
Verdesis	2 729	0,5 %
Renewable Energy Holding	2 081	0,5 %
Autres	10 131	2 %
<b>TOTAL</b>	<b>536 266</b>	<b>100 %</b>

Le tableau des filiales et des participations est présenté à la fin de l'annexe (point 9).

Les acquisitions ou augmentations de titres (175 698 k€) correspondent à :

(en milliers d'euros)	Montant	Pays	% participation acquis
enXco Inc.	166 653	États-Unis	(1)
C-Power	4 137	Belgique	(1)
Inversiones Eolicas	1 654	Mexique	
Alcogroup	3 250	Belgique	(1)
Divers autres	4		
<b>TOTAL</b>	<b>175 698</b>		

(1) Participation à une augmentation de capital sans modification du pourcentage de détention.

Les cessions de titres (2 778 k€) sont :

(en milliers d'euros)	Montant	Pays
C-Power	340	Belgique
Energía Del ismo	258	Mexique (1)
Renewable Energy Holding	2 081	Île de Man
Divers autres	99	
<b>TOTAL</b>	<b>2 778</b>	

(1) Cession intra-groupe.



## Annexe 4 Comptes sociaux d'EDF Energies Nouvelles SA

Notes sur le Bilan Actif

(B) Les créances rattachées comprennent essentiellement des prêts auprès de filiales du Groupe :

	31/12/2008	31/12/2009	Variation
EEN Hellas	98 746	113 682	14 936
EDF EN Italia	62 983	0	(62 983) <sup>(1)</sup>
enXco Inc.	16 986	0	(16 986) <sup>(2)</sup>
SIIF Iberica	11 605	11 605	0
C-Power	2 914	1 645	(1 269)
Reetec	1 608	1 699	91
EDF EN Portugal	507	507	0
<b>TOTAL</b>	<b>195 349</b>	<b>129 138</b>	<b>(66 211)</b>

(1) Ce montant a été transféré en créances financières court terme du fait d'une requalification du prêt en avance compte courant.

(2) Augmentation de capital par incorporation du prêt.

(C) Les autres titres immobilisés

Ils sont principalement composés des actions propres détenues sur le contrat de liquidité (cf. note 7.7)

(D) Autres immobilisations financières

Les autres immobilisations financières s'élèvent à 4 217 k€ dont 4 030 k€ correspondent au compte de liquidité au titre du contrat de liquidité.

(E) Les provisions sur titres de participation (11 892 k€) concernent essentiellement les sociétés suivantes :

(en milliers d'euros)	Montant	Pays
EDF EN Outre-Mer	3 741	France
enXco AS	3 238	Danemark
Renewable Energy Holding	2 081	Île de Man
EDF EN Services	1 405	France
SIIF Iberica	1 350	Espagne
Divers autres	77	
<b>TOTAL</b>	<b>11 892</b>	

## 6.2 STOCKS ET ENCOURS

(en milliers d'euros)	31/12/2008	31/12/2009
Encours de production de services	6 297	0
Provisions	(701)	0
<b>STOCK NET</b>	<b>5 596</b>	<b>0</b>

Ces prestations concernaient principalement des frais de développement relatifs à un projet en Espagne (3 620 k€) qui ont été refacturés sur l'exercice 2009.

## 6.3 VENTILATION DES CRÉANCES ET COMPTES RATTACHÉS PAR ÉCHÉANCE

(en milliers d'euros)	31/12/2009	< un an	> un an
<b>AVANCES ET ACOMPTES <sup>(1)</sup></b>	<b>34 183</b>	<b>22 500</b>	<b>11 683</b>
Clients et comptes rattachés <sup>(2)</sup>	17 366	17 281	85
Personnel et comptes rattachés	54	54	-
Taxe sur la valeur ajoutée	4 378	4 378	-
État - autres créances	737	737	-
Groupes et associés <sup>(4)</sup>	1 938 375	1 938 375	-
Débiteurs divers <sup>(3)</sup>	6 698	6 698	-
<b>TOTAL DES CRÉANCES ET COMPTES RATTACHÉS BRUT</b>	<b>2 004 155</b>	<b>2 004 070</b>	<b>85</b>
Provision sur comptes clients	(85)	-	(85)
Provision sur Groupe et associés	(24 935)	(24 935)	-
Provision sur Débiteurs divers	(459)	(459)	-
<b>TOTAL DES PROVISIONS</b>	<b>(25 479)</b>	<b>(25 394)</b>	<b>(85)</b>
<b>TOTAL DES CRÉANCES ET COMPTES RATTACHÉS NET</b>	<b>1 978 676</b>	<b>1 978 676</b>	<b>0</b>

(1) Les avances versées correspondent principalement à des avances sur réservation de turbines (33 945 k€).

(2) Le total des clients s'élève à 17 366 k€, dont 17 208 k€ correspondent à des créances sur des sociétés du Groupe.

(3) Les débiteurs divers comprennent notamment les créances sur cession d'immobilisations (3 279 k€) et une subvention d'exploitation à recevoir (2 363 k€).

(4) EDF EN SA consent des avances aux filiales du Groupe aux fins de financer leur besoin en fonds de roulement, payer les acomptes aux fabricants de turbines et financer la période de construction des fermes dans l'attente de la mise en place de financements de projet à recours limité.

## 6.4 TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS TRÉSORERIE

(en milliers d'euros)	31/12/2008	31/12/2009
Contrat à terme	128 000	0
SICAV	288 448	166 965
Actions propres	2 829	4 340
<b>TOTAL VALEURS MOBILIÈRES DE PLACEMENT</b>	<b>419 277</b>	<b>171 304</b>
Provisions constituées	(1 132)	0
Disponibilités	24 260	39 041
<b>TRÉSORERIE ACTIVE NETTE</b>	<b>442 405</b>	<b>210 345</b>

## 6.5 ÉCARTS DE CONVERSION ACTIF

(en milliers d'euros)	31/12/2008	31/12/2009
Écarts de conversion actif	45 181	65 433

L'écart de conversion actif porte essentiellement sur les créances libellées en dollars et pesos mexicains. Il est intégralement provisionné à la clôture.

## 7 Notes sur le Bilan Passif

### 7.1 VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

Le capital social est composé de 77 568 416 actions de 1,6 euro nominal. Par ailleurs, EDF Energies Nouvelles détient 220 289 actions en propre au 31 décembre 2009 pour un montant total de 7 128 k€.

La variation des capitaux propres s'analyse comme suit :

(en milliers d'euros)	Valeur au 31/12/2008	Affectation du résultat	Distribution de dividendes	Augmentation de capital	Résultat de l'exercice	Dotations	Valeur au 31/12/2009
Capital non appelé	-	-	-	-	-	-	-
Capital souscrit appelé versé	124 109	-	-	-	-	-	124 109
Prime d'émission	1 009 064	-	-	-	-	-	1 009 064
Primes liées au capital	764	-	-	-	-	-	764
Prime de fusion	1 651	-	-	-	-	-	1 651
Réserve légale	6 664	1 717	-	-	-	-	8 381
Autres réserves	524	-	-	-	-	-	524
Report à nouveau	38 666	11 677	36	-	-	-	50 379
Résultat de l'exercice	34 338	(34 338)	-	-	30 826	-	30 826
Dividendes à payer	0	20 943	(20 943)	-	-	-	0
Provisions réglementées	391	-	-	-	-	311	702
<b>TOTAL</b>	<b>1 216 171</b>	<b>0</b>	<b>(20 907)</b>	<b>0</b>	<b>30 826</b>	<b>311</b>	<b>1 226 401</b>

Le montant des dividendes distribués s'est élevé en 2009 à 20 907 k€ soit 0,27 euro par action.

### 7.2 PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES

(en milliers d'euros)	Solde à l'ouverture	Dotations de l'exercice	Reprises de l'exercice (provisions utilisées)	Reprises de l'exercice (provisions non utilisées)	Solde à la clôture
Provisions pour risques et charges	1 575	0	0	1 536	39
Provisions pour perte de change	45 181	65 433	45 181	0	65 433
<b>PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES</b>	<b>46 756</b>	<b>65 433</b>	<b>45 181</b>	<b>1 536</b>	<b>65 472</b>

Les provisions pour risques et charges concernent essentiellement les provisions pour pertes de change (65 433 k€). Ces provisions sont constituées pour faire face aux pertes de change latentes issues de la conversion des dettes et créances en devises.

Les autres provisions pour risques et charges en 2008 concernaient des provisions liées aux participations qui ont été reclassées en provisions sur comptes courants.

## 7.3 VENTILATION DES DETTES FINANCIÈRES PAR ÉCHÉANCE

(en milliers d'euros)	Montant brut	A un an au plus	A plus d'un an & cinq ans au plus	A plus de cinq ans
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit <sup>(1)</sup>	1 464 737	824 737	640 000	-
Emprunts et dettes financières diverses <sup>(2)</sup>	5 240	5 155	85	-
Autres emprunts <sup>(3)</sup>	2 741	-	-	2 741
<b>TOTAL DES DETTES FINANCIÈRES</b>	<b>1 472 718</b>	<b>829 892</b>	<b>640 085</b>	<b>2 741</b>

(1) Les emprunts et dettes financières auprès des établissements de crédit sont, pour l'essentiel, utilisés pour financer les projets, dans l'attente de financements à long terme.

Ils comprennent :

- 1 453 907 k€ d'emprunts dont 907 k€ d'intérêts courus.
- 10 830 k€ de découverts bancaires

(2) Les emprunts et dettes financières diverses inférieurs à un an (5 155 k€) correspondent aux dettes d'EDF Energies Nouvelles envers ses filiales dont notamment :

- SIIFELEC 670 k€
- enXco AS 1 654 k€
- Divers sociétés France 2 831 k€

(3) Les autres emprunts de 2 741 k€ concernent un emprunt pour une centrale hydroélectrique.

## 7.4 DETTES NON FINANCIÈRES

(en milliers d'euros)	31/12/2009	A un an au plus	A plus d'un an & cinq ans au plus	A plus de cinq ans
Fournisseurs et comptes rattachés	3 815	3 815	-	-
Personnel et comptes rattachés	1 567	1 567	-	-
Sécurité sociale et organismes sociaux	826	826	-	-
Taxe sur la valeur ajoutée	1 779	1 779	-	-
Autres impôts et taxes	74	74	-	-
Dettes sur immobilisations <sup>(1)</sup>	120 952	5 000	115 952	-
Autres dettes <sup>(2)</sup>	20 386	20 386	-	-
<b>TOTAL DETTES NON FINANCIÈRES</b>	<b>149 399</b>	<b>33 447</b>	<b>115 952</b>	-

(1) La dette sur immobilisations à échéance supérieure à un an correspond principalement au montant des titres non libérés de la société EDF Energies Nouvelles Réparties (part du capital restant à libérer).

(2) Il s'agit principalement des dettes sur filiales liées à l'intégration fiscale (18 476 euros) : dans le cadre de l'intégration fiscale, les filiales bénéficiaires génèrent une charge d'impôt payée à la société mère mais compensée par le déficit des autres filiales. Cette charge d'impôt constitue une dette de la société mère vis-à-vis de ses filiales.

## 7.5 PRODUITS CONSTATÉS D'AVANCE

(en milliers d'euros)	31/12/2008	31/12/2009
Produit constaté d'avance	4 246	5 495

Ils se décomposent comme suit :

- Subvention exploitation liée à un projet 2010 3 114 k€
- Participation reçue d'un tiers au titre du développement d'un projet mexicain 1 137 k€
- Franchise loyer 1 155 k€
- Loyers facturés d'avance pour un montant de 89 k€

## 7.6 CHARGES À PAYER ET PRODUITS À RECEVOIR

<i>(en milliers d'euros)</i>	<b>31/12/2009</b>
Charges à payer	4 795
Produits à recevoir	3 776

Les charges à payer sont principalement composées des factures non parvenues (1 474 k€), des intérêts courus sur dettes financières (907 k€) et des charges à payer sociales et fiscales pour 2 413 k€.

Les produits à recevoir concernent essentiellement des factures à établir intra-groupe (3 683 k€).

## 7.7 ACTIONS PROPRES

Le nombre total d'actions propres détenues par EDF EN au 31/12/2009 s'élève à 220 289 et se compose des actions propres sur contrat de liquidité (84 655) et des actions propres liées à la couverture des plans d'attribution d'actions gratuites (135 634).

### A) Actions propres liées au contrat de liquidité

	<b>Nombre actions</b>
Actions propres au 01/01/2009	193 737
Actions propres achetées	1 217 920
Actions propres vendues	(1 327 002)
<b>TOTAL 31/12/2009</b>	<b>84 655</b>

Au 31 décembre 2009, EDF Energies Nouvelles détient 84 655 actions dans le cadre du contrat de liquidité pour un montant de 2 789 k€.

### B) Actions propres liées à la couverture de plans d'actions gratuites

	<b>Nombre actions</b>
Nombres actions propres au 01/01/2009	85 748
Nombre d'actions propres attribuées (plan 2007)	(23 178)
Actions propres achetées	73 064
<b>TOTAL 31/12/2009</b>	<b>135 634</b>

Au 31 décembre 2009, EDF Energies Nouvelles détient 135 634 actions propres liées à la couverture des plans d'attribution d'actions gratuites pour un montant de 4 340 k€.

## 8 Notes sur le compte de résultat

### 8.1 RÉSULTAT

(en milliers d'euros)	31/12/2008	31/12/2009
Chiffres d'affaires	20 799	31 910
Production stockée <sup>(1)</sup>	(244)	(6 297)
Reprise de provisions	67	1 921
Autres	2	37
Charges exploitation	26 473	32 454
Résultat exploitation	(5 848)	(4 883)
Résultat financier	35 100	28 880
Résultat courant avant impôt	29 390	24 047
Résultat exceptionnel	4 327	4 575
Impôt société	621	2 204
<b>RÉSULTAT NET</b>	<b>34 338</b>	<b>30 826</b>

(1) cf. note 6.2 « Stock et encours ».

### 8.2 CHIFFRE D'AFFAIRES

(en milliers d'euros)	31/12/2008		31/12/2009	
Honoraires gestion <sup>(1)</sup>	7 012	34 %	11 758	37 %
Refacturation personnel et charges diverses <sup>(2)</sup>	5 303	25 %	8 369	26 %
Facturation garanties données	6 977	34 %	7 196	23 %
Refacturation loyer à EDF	1 275	6 %	1 598	5 %
Refacturation prestations diverses <sup>(3)</sup>	231	1 %	2 989	9 %
<b>TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>20 799</b>	<b>100 %</b>	<b>31 910</b>	<b>100 %</b>
Dont Groupe	19 220	-	29 363	-

(1) Il s'agit principalement de la refacturation des management fees en hausse par rapport à 2008 du fait de l'évolution de la structure de frais chez EDF EN SA.

(2) Refacturation intra-groupe de divers honoraires (audit, charges d'études recherche et développement, commissions).

(3) Facturation intra-groupe d'honoraires assistance à maîtrise d'ouvrage sur un projet espagnol.

## Annexe 4 Comptes sociaux d'EDF Energies Nouvelles SA

Notes sur le compte de résultat

### 8.3 RÉSULTAT EXPLOITATION

Détail des charges d'exploitation :

(en milliers d'euros)	31/12/2008	31/12/2009
Achats <sup>(1)</sup>	1 597	2 180
Prestations de services <sup>(2)</sup>	6 912	8 702
Honoraires et commissions <sup>(3)</sup>	4 278	6 248
Frais de déplacement et mission	1 193	1 010
Autres achats et charges externes	13 980	18 140
Impôts et taxes	1 838	1 097
Frais de personnel	9 559	12 223
Amortissements et provisions	1 033	870
Divers	61	124
<b>CHARGES D'EXPLOITATION</b>	<b>26 472</b>	<b>32 454</b>

(1) Dont 1 843 k€ d'achat d'études, recherche et développement (en augmentation de 600 k€ par rapport à 2008).

(2) Dont 3 877 k€ de loyers et charges locatives – Ces charges augmentent de 545 k€ liés à la location de nouveaux bureaux courant 2008.

(3) Dont 2 040 k€ d'honoraires commissaires aux comptes, soit une augmentation de 987 k€ expliquée principalement par les honoraires d'audit sur la filiale américaine. Les honoraires 2008 et 2009 étant refacturés à la filiale, l'impact en résultat est neutre.

### 8.4 RÉSULTAT FINANCIER

(en milliers d'euros)	31/12/2008	31/12/2009
Produits nets sur prêts et comptes courants <sup>(1)</sup>	58 915	49 341
Produits des placements	11 212	3 629
Coût de l'endettement <sup>(2)</sup>	(25 028)	(22 889)
Charges financières nettes des produits de placement	45 099	30 081
Dividendes reçus <sup>(3)</sup>	16 010	31 030
Résultat de change net <sup>(4)</sup>	3 720	(30 717)
Dotations aux provisions liées aux participations <sup>(5)</sup>	(27 020)	(6 294)
Reprises de provisions liées aux participations <sup>(6)</sup>	10 626	5 995
Autres charges et produits financiers <sup>(7)</sup>	(13 335)	(1 215)
<b>RÉSULTAT FINANCIER</b>	<b>35 100</b>	<b>28 880</b>

L'évolution des charges financières nettes des produits de placement est principalement expliquée par la diminution des taux d'intérêt.

(1) L'évolution des produits nets sur prêts et comptes courants Groupe concernent essentiellement les filiales françaises (4 153 k€), portugaises (3 203 k€) et anglaises 3 183 k€).

(2) Le coût de l'endettement comprend les charges d'emprunt (21 499 k€) et les intérêts bancaires sur découverts (1 389 k€).

(3) Les dividendes reçus correspondent principalement aux dividendes versés par enXco Inc. (13 539 k€), EDF EN France (12 079 k€) et SIIFELEC (5 331 k€).

(4) Le résultat de change net de (30 717) k€ se décompose en résultat de change réel de (10 465) k€ généré par les opérations en devises dénouées sur l'exercice et en dotation aux provisions pour perte de change pour (20 252) k€. Ces charges sont compensées par la comptabilisation de gains de change latents dans les comptes consolidés.

(5) Les dotations aux provisions liées aux participations (6 294 k€) concernent principalement :

Provision sur titres et compte courant de la société EDF EN OM	1 904 k€
Provision sur titres et compte courant de la société Renewable Energy Holding	701 k€
Provision comptes courants de la société EDF EN Services	2 188 k€
Provision sur compte courant de la société Électrique de l'Atlantique	1 400 k€

(6) Les reprises de provisions liées aux participations (5 995 k€) concernent notamment :

Provision sur compte courant de la société SIIF Iberica	3 362 k€
Provision sur compte courant de la société Seclin	1 023 k€
Provision sur risque lié à des participations de la société Électrique de l'Atlantique	1 363 k€

(7) Les autres charges et produits financiers sont composés en 2008 et en 2009 d'abandon de créances consenti à des filiales.



Le tableau ci-dessous présente les variations de taux de change entre 2008 et 2009 :

Taux de clôture	31/12/2008	31/12/2009	Variation en %
EUR/USD	1,3917	1,4406	3,51 %
EUR/GBP	0,9525	0,8881	(6,76) %

## 8.5 RÉSULTAT EXCEPTIONNEL

(en milliers d'euros)	31/12/2008	31/12/2009
Produits de cession des immobilisations financières	11 750	3 966
Produits de cession des immobilisations corporelles	0	0
Boni de rachat des actions propres	1 329	2 389
Reprise sur provisions risques et charges exceptionnels	0	0
Autres produits exceptionnels	42	1
<b>TOTAL DES PRODUITS EXCEPTIONNELS</b>	<b>13 121</b>	<b>6 356</b>
Valeur nette comptable des immobilisations financières	4 946	715
Valeur nette comptable des immobilisations corporelles	0	0
Mali de rachat des actions propres	3 448	667
Dotations amortissement dérogatoire	346	311
Autres charges exceptionnelles	53	88
<b>TOTAL DES CHARGES EXCEPTIONNELLES</b>	<b>8 793</b>	<b>1 781</b>
<b>RÉSULTAT EXCEPTIONNEL</b>	<b>4 328</b>	<b>4 575</b>

Le résultat exceptionnel qui constitue un produit de 4 575 k€ s'explique principalement par :

- des produits nets de cession sur immobilisations financières qui s'élèvent à 3 251 k€ correspondent à hauteur de 3 347 k€ à la

cession d'une partie (2,5 %) des titres de participation détenus dans la société C-Power (éolien off-shore) ;

- d'un boni de 1 722 k€ réalisé sur le rachat d'actions propres lié au contrat de liquidité.

## 8.6 IMPÔT SUR LES SOCIÉTÉS

Le produit d'impôt s'analyse comme suit :

- crédit d'impôt recherche 737 k€
- gain définitif d'intégration fiscale 1 467 k€

Le gain définitif d'intégration fiscale correspond aux économies d'impôt réalisées par la société mère du Groupe d'intégration fiscale (EEN SA) en application de dispositifs législatifs plus favorables réservés au seul calcul du résultat fiscal d'ensemble du Groupe.

## 8.7 RÉMUNÉRATIONS DES DIRIGEANTS

Les rémunérations allouées aux Directeurs généraux et Directeurs généraux délégués de la société EDF Energies Nouvelles se sont élevées au cours de l'exercice 2009 à 1 362 k€. Ces rémunérations étaient de 1 023 k€ pour l'exercice 2008. Le montant des engagements de retraites relatif aux Directeurs généraux et Directeurs généraux délégués s'élève à 69 k€.

Les membres des organes d'administration perçoivent des jetons de présence pour un montant de 100 k€ et une rémunération exceptionnelle de 30 k€ a été versée à un membre du CA pour une mission qui lui a été confiée. Le Président du Conseil d'administration a perçu une rémunération de 200 k€ au titre de l'exercice 2009.

## 8.8 FRAIS DE RECHERCHE ET DE DÉVELOPPEMENT

L'ensemble des frais investis en recherche et développement au cours de l'exercice 2009 s'élève à 1 843 k€.

## 8.9 EFFECTIF MOYEN

Composition de l'effectif	Personnel salarié	Personnel mis à disposition
Cadres	68	0
Employés	14	0
<b>TOTAL</b>	<b>82</b>	<b>0</b>

## 8.10 INFORMATIONS DIVERSES

Éléments concernant les entreprises liées et les participations :

<i>(en milliers d'euros)</i>	Montants concernant les entreprises	
	Liées	Avec lesquelles la Société a un lien de participation
Participations	533 983	2 283
Créances rattachées à des participations	129 833	-
Créances clients & comptes rattachés	17 174	34
Comptes courants	1 929 395	8 878
Emprunts et dettes financières divers	5 150	-
Produits de participation	31 030	-
Autres produits financiers	49 203	-
Charges financières	66	-

## 8.11 INSTRUMENTS FINANCIERS

### A) Instruments de change

Contrevaleur en milliers d'euros	Juste valeur	Notionnel	Échéance
Achats à terme	4 782	76 535	< un an
Ventes à terme	22 341	742 525	< un an
<b>TOTAL</b>	<b>27 123</b>	<b>819 060</b>	

Ils ont été mis en place pour couvrir les achats de turbines, les achats de panneaux solaires et les comptes courants en devises.

## B) Instruments de taux

Contrevaleur en milliers d'euros	Juste valeur	Notionnel	Échéance
SWAP EUR	(3 148)	415 000	< cinq ans
Option - Collar EUR	(978)	170 000	< cinq ans
Option - Cap EUR	370	90 000	< cinq ans
<b>TOTAL</b>	<b>(3 756)</b>	<b>675 000</b>	

Ils ont été mis en place pour couvrir les emprunts indexés sur un taux variable.

## 8.12 INFORMATION SUR LES RISQUES

EDF EN est exposé au risque de change provenant de ses différentes expositions en devises, principalement en dollar américain, en peso mexicain et en livre sterling. Elle centralise toutes les opérations de couverture pour le compte de ses filiales.

La politique de la Société consiste à adosser systématiquement les créances en devises à des passifs financiers hors bilan dont les variations de juste valeur permettent de neutraliser en fin de période le risque de change dans son compte de résultat consolidé.

Dans les comptes sociaux, les pertes latentes sont comptabilisées (les gains latents ne sont comptabilisés qu'au niveau consolidé) ce qui peut provoquer une volatilité du résultat financier.

EDF EN est exposé au risque de taux provenant des tirages sur ces lignes de crédit corporate indexées sur un taux variable. EDF EN gère ce risque en souscrivant des instruments financiers tels que *Swap* et Option « Vanille » et en effectuant une veille sur l'évolution des taux.

## 8.13 ENGAGEMENTS HORS BILAN

L'évolution des engagements hors bilan donnés et reçus a été la suivante sur l'exercice :

(en milliers d'euros)	31/12/2008	31/12/2009
Avals, cautions et autres garanties données <sup>(1)</sup>	1 580 660	733 074
Nantissement, hypothèques et autres sûretés réelles	-	-
Indemnités de départ en retraite (cf. point 5.10)	283	391
Autres engagements donnés <sup>(2)</sup>	825 142	891 969
<b>ENGAGEMENTS DONNÉS</b>	<b>2 406 086</b>	<b>1 625 434</b>
Avals, cautions et autres garanties reçues	-	-
Autres engagements reçus <sup>(2)</sup>	1 404 738	1 433 014
<b>ENGAGEMENTS REÇUS</b>	<b>1 404 738</b>	<b>1 433 014</b>

(1) Les avals, cautions et autres garanties se décomposent en :

- engagements donnés sur acquisition et cessions de titres pour 27 300 k€ ;
- garanties données auprès des constructeurs : 551 079 k€ ;
- garanties données auprès des banques : 154 695 k€.

La diminution des avals, cautions et autres garanties est principalement localisée sur les garanties données auprès des constructeurs. En effet, ces engagements baissent de 639 895 k€ par rapport au 31 décembre 2008 du fait principalement des extinctions de garantie pour le compte d'enXco à son fournisseur General Electric.

(2) Au 31 décembre 2009, les autres engagements donnés et reçus incluent les engagements réciproques liés aux commandes d'immobilisations, soit 891 729 k€. Les engagements reçus sont également composés à hauteur de 500 000 k€ de lignes de crédit accordées par la Banque Européenne d'Investissement pour des financements de projets photovoltaïques et non encore utilisées.

## 9 Tableau des filiales et des participations

Filiales et participations	Capital	Autres capitaux propres	% détenu	Valeur nette des titres	Prêts et avances consentis	Résultat du dernier exercice	Dividendes encaissés	Chiffre d'affaires HT	Pays
<b>1. Filiales (plus de 50 % du capital)</b>									
SAS SIIFELEC	4 178 295	3 244 250	100	7 252 460	0	5 327 996	5 331 236	1 198	France
SA SIIF ENERGIES OUTRE-MER	3 738 000	(3 635 409)	100	0	28 234 556	(1 915 774)	0	83 374 491	France
SNC HYDROELECT. CARBET AMONT	67 500	(73 874)	99,98	402	27 995	(988)	0	0	France
SA EDF EN France	1 500 000	178 269	100	1 524 399	188 141 145	(4 591 950)	12 079 396	165 904 595	France
SA EDF EN SERVICES ÉLECTRIQUE DE L'ATLANTIQUE	337 500	(4 287 643)	99,96	0	14 188 299	(1 818 590)	0	5 014 240	France
SNC CANAL SAINT LOUIS	2 199 132	(5 878 585)	99,93	0	2 681 612	(42 009)	0	80 226	France
SIIF Ghana	750 000	366 028	100	763 697	0	174 977	0	0	France
SARL TECHNIQUES RENOUVELABLES, ENERGIES, ENVIRONNEMENT	1 207 678	120 769	100	1 207 663	0	59 339	80 330	237 537	France
SARL ENERGIES RENOUVELABLES ENVIRONNEMENT	7 625	(3 101)	99,80	7 610	0	(705)	0	0	France
TAC MARTINIQUE/enXco SAS	40 000	(529 457)	100	0	480 549	0	0	0	France
EDF EN Développement	37 000	(3 357 212)	100	37 000	148 046 194	9 039 013	0	302 446 139	France
ENR REPARTIES	400 190 200	(20 327 107)	50	201 298 794	5 300 000	(17 383 104)	0	74 232 495	France
EDF EN Canada	1 000 CAD	NC	100	647	0	NC	0	NC	Canada
enXco CORPORATION CANADA	1 000 CAD	NC	100	633	34 813 591	NC	0	NC	Canada
EEN EGE	20 000 000	NC	100	20 000 000	1 605 000	NC	0	NC	Turquie
EDF EN Grèce	1 100 000	2 042 604	100	5 158 000	30 061 749	(817 710)	0	0	Grèce
EDF EN SA & CO. ARGOLIDA 1LLP	5 000	NC	95	4 750	0	NC	0	NC	Grèce
EEN Hellas	15 756 000	(10 418 072)	75	11 817 000	113 682 181	(2 387 364)	0	3 374 807	Grèce
AEOLIKI GRAVAS LTD	18 000	NC	96	17 280		NC	0	NC	Grèce
AEOLIKI ALEPORAXHS LTD	18 000	NC	96	17 280		NC	0	NC	Grèce
EDF EN ERGOTECH EPE	18 456	NC	96	17 718		NC	0	NC	Grèce
SA EDF EN Portugal	400 000	2 955 312	100	400 000	76 530 371	(464 548)	0	2 290 822	Portugal
SA SIIF ENERGIES IBERICA	1 350 000	(2 206 958)	100	0	106 160 272	282 537	0	0	Espagne
SRL EDF EN Italia	14 000 000	(781 032)	95	13 307 499	333 378 202	1 831 181	0	1 686 200	Italie
SRL TERMO ENERGIA	10 000	NC	70	7 000	7 400	NC	0	NC	Italie
SRL INVERSIONES EOLICAS*	13 702 500 MXN	(633 952) MXN	99,00	2 432 741	100 706 736	60 595 MXN	0	0	Mexique
WESTBURY WINDFARMS LTD	3 094 000 GBP	955 673 GBP	100	10 981 482	85 617 784	23 571 474 GBP	0	0	Angleterre

## Annexe 4 Comptes sociaux d'EDF Energies Nouvelles SA

Tableau des filiales et des participations

Filiales et participations	Capital	Autres capitaux propres	% détenu	Valeur nette des titres	Prêts et avances consentis	Résultat du dernier exercice	Dividendes encaissés	Chiffre d'affaires HT	Pays
enXco AS	4 700 000 DKK	5 428 000 DKK	100	2 362 299	0	(831 000) DKK	0	51 000 DKK	Danemark
enXco INC*	267 703 990 USD	(2 280 545) USD	100	208 157 071	500 154 129	(54 121 114) USD	13 539 128	27 863 USD	USA
VERDESIS	1 863 000	(825 437)	69	2 729 242	4 163 213	32 440	0	4 362 374	Belgique
CETO	100 GBP	NC	51	65	0	NC	0	NC	
CONNECT RÉUNION	3 000	NC	50	1 500	0	NC	0	0	France
BASARBI	4 170 RON	NC	100	989	11 012	NC	0	NC	Roumanie
GALATI	4 170 RON	NC	100	989	181 243	NC	0	NC	Roumanie
HUSI	4 170 RON	NC	100	989	103 570	NC	0	NC	Roumanie
<b>2. Participations (10 à 50 % du capital)</b>									
SAS LUC SUR ORBIEU	37 500	(9 537 558)	10	3 750	0	1 169 892	0	2 249 852	France
SAS CASTANET	37 500	(26 983)	10	3 750	3 288 816	(2 687 575)	0	1 044 292	France
SAS VILLESÈQUE	37 500	(20 121 857)	10	3 750	0	(18 720 572)	0	11 358 397	France
C-POWER*	36 237 471	(8 857 698)	20,78	6 623 529	1 645 089	(6 461 686)	0	16 598 982	Belgique
ALCOGROUP*	93 630 000	(2 490 784)	25	27 388 156	0	(966 608)	0	429 574 962	Belgique
REETEC	31 250	NC	28	779 550	1 699 473	NC	0	NC	Allemagne
FRI EL RUFFANO	10 000	NC	26	2 600	0	NC	0	0	Italie

NC : non communiqué.

NS : non significatif.

\* : augmentation de capital.

Lorsque la devise n'est pas précisée les chiffres sont présentés en euros.

## TABLE DE CONCORDANCE AVEC LE RAPPORT DE GESTION

Le présent document de référence comprend tous les éléments du rapport de gestion d'EDF Energies Nouvelles tels qu'exigés aux termes des articles L. 225-100 et suivants, L. 232-1 et R. 225-102 et suivants du Code de commerce.

Le tableau ci-après présente les éléments du rapport de gestion requis à ce titre :

Référence législative ou réglementaire	Éléments requis	Chapitres ou paragraphes du document de référence
<b>I - Activité</b>		
L. 232-1 du Code de commerce	Situation de la Société durant l'exercice écoulé.	9
	Évolution prévisible.	12 ; 13
	Événements importants survenus entre la date de clôture de l'exercice et la date à laquelle le rapport de gestion est établi.	n.a.
	Activités en matière de recherche et développement.	11.1
R. 225-102 al. 1 du Code de commerce	Activité de la Société et de ses filiales au cours du dernier exercice écoulé.	9
L. 233-6, al. 2 du Code de commerce	Activité et résultats de l'ensemble de la Société et de ses filiales par branche d'activité.	9 ; 20.1
L. 225-100 al. 3 (1 <sup>re</sup> phrase) et al. 5 du Code de commerce L. 225-100-2 al. 1 <sup>er</sup> du Code de commerce	Informations relatives à l'évolution des affaires, des résultats ainsi que de la situation financière de la Société et du Groupe (notamment situation d'endettement).	9
L. 225-100 al. 4 et 6 du Code de commerce L. 225-100-2 al. 2 et 4 du Code de commerce	Description des principaux risques et incertitudes et indication sur l'utilisation des instruments financiers, pour la Société et le Groupe.	4 ; 20.1 (notes 22 et 23)
<b>II - Informations à caractère financier</b>		
L. 233-13 du Code de commerce	Répartition et évolution de l'actionnariat. Nom des sociétés contrôlées participant à un autocontrôle de la société audité et part du capital qu'elles détiennent.	18.1 n.a.
L. 232-6 du Code de commerce	Modifications intervenues dans la présentation des comptes annuels et dans les méthodes d'évaluation retenues.	9.2.1 ; 20.1 (note 3.4)
L. 233-6, al. 1 du Code de commerce	Prises de participation significatives de l'exercice dans des sociétés ayant leur siège social sur le territoire français.	9.8.5
R. 225-102, al. 2 du Code de commerce	Tableau faisant apparaître les résultats de la Société au cours de chacun des 5 derniers exercices	9.8.4
L. 225-211 du Code de commerce	Acquisition et cession par la Société de ses propres actions.	21.1.3
L. 225-102 al. 1 L. 225-180 du Code de commerce	État de la participation des salariés au capital social	17.3
L. 225-102 al. 2 du Code de commerce	Titres acquis par les salariés dans le cadre d'une opération	17.3
L. 225-100, al. 7 du Code de commerce	Tableau récapitulatif des délégations en cours de validité accordées par l'assemblée générale dans le domaine des augmentations de capital.	21.1.5
R. 228-90 et R. 228-91 du Code de commerce	Mention des ajustements éventuels pour les titres donnant accès au capital en cas de rachats d'actions ou d'opérations financières.	n.a.
<b>III - Informations juridiques et fiscales</b>		
243 bis du Code général des impôts	Montants des dividendes qui ont été mis en distribution au titre des trois exercices précédents	20.4
L. 464-2 I al. 5 du Code de commerce	Injonctions ou sanctions pécuniaires pour des pratiques anticoncurrentielles	n.a.
L. 225-100-3 du Code de commerce	Informations susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique	4.3 ; 15.1.3 ; 18 ; 21.1.3 ; 21.1.5 ; 21.2.7 ; 22
R. 225-104 du Code de Commerce	Informations sociales	17
L. 441-6-1 du Code de commerce	Information sur les délais de paiement	9.8

Référence législative ou réglementaire	Éléments requis	Chapitres ou paragraphes du document de référence
<b>IV - Informations portant sur les mandataires sociaux</b>		
L. 225-102-1 du Code de commerce	Liste de l'ensemble des mandats et fonctions exercés dans toute société par chacun des mandataires durant l'exercice.	14 ; annexe 3
L. 225-102-1 du Code de commerce	Rémunérations et avantages de toute nature versés durant l'exercice à chaque mandataire social par la Société, les sociétés qu'elle contrôle et la société qui la contrôle.	15
L. 225-185 al. 4 du Code de commerce	En cas d'attribution de stock-options, mention de l'information selon laquelle le Conseil d'administration a pris la décision : <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ soi d'interdire aux dirigeants de lever leurs options avant la cessation de leurs fonctions, soit de leur imposer de conserver jusqu'à la cessation de leurs fonctions tout ou partie des actions issues d'options déjà exercées.</li> </ul>	n.a.
L. 621-18-2 du Code monétaire et financier article 223-26 du Règlement Général de l'AMF	Informations sur les opérations des dirigeants et personnes liées sur les titres de la Société.	17.5
L. 225-197-1, II al. 4 du Code de commerce	En cas d'attribution d'actions gratuites, mention de l'information selon laquelle le Conseil d'administration a pris la décision : <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ soit d'interdire aux dirigeants de céder avant la cessation de leurs fonctions les actions qui leur ont été attribuées gratuitement, soit de fixer la quantité de ces actions qu'ils sont tenus de conserver jusqu'à la cessation de leurs fonctions.</li> </ul>	15.1.2
<b>V - Informations environnementales</b>		
L. 225-102-1 al. 5 et R. 225-105 du Code de commerce	Informations environnementales	6.8 ; 8.2
L. 225-102-2 du Code de commerce	Informations spécifiques pour les sociétés exploitant au moins un site classé SEVESO « seuil haut ».	n.a.

## TABLE DE CONCORDANCE AVEC LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL

Le présent document de référence comprend tous les éléments du rapport financier tels que mentionnés aux articles L. 451-1-2 du Code monétaire et financier et l'article 222-3 du Règlement général de l'AMF.

Le tableau ci-après reprend les éléments du rapport financier :

Éléments requis	Paragraphes du document de référence
Comptes annuels de la Société	Annexe 4
Comptes consolidés du Groupe	20.1
Rapport de gestion	Voir table de concordance précédente
Attestation du responsable du rapport financier annuel	1.2
Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes sociaux	9.8.3
Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	20.2
Honoraires des commissaires aux comptes	20.3
Rapport du Président du Conseil d'administration sur les conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil ainsi que sur les procédures de contrôle interne mises en place par la Société	Annexe 1
Rapport des commissaires aux comptes sur le rapport du Président du Conseil d'administration sur les procédures de contrôle interne	Annexe 2





Ce document a été conçu dans le respect de l'environnement. Il est imprimé avec des encres végétales sur un papier offset fabriqué à partir de fibres recyclées à 100 %, sans azurants optiques, certifié FSC 100 % recyclé. Ce document est recyclable.



**EDF Energies Nouvelles**

Coeur Défense - Immeuble 1 - La Défense 4  
90, esplanade du Général de Gaulle  
92933 Paris La Défense Cedex

Tél : +33 (0)1 40 90 23 00 - Fax : +33 (0)1 40 90 22 81

[www.edf-energies-nouvelles.com](http://www.edf-energies-nouvelles.com)

SA au capital de 124 109 465,60 euros

RCS Nanterre B 379 677 636