



| **EDF Energies Nouvelles**

| Rapport financier 2010





## Sommaire

RAPPORT DE GESTION 2010.....	5
ETATS FINANCIERS CONSOLIDES AU 31 DECEMBRE 2010.....	71
COMPTES SOCIAUX AU 31 DECEMBRE 2010.....	145
RAPPORTS DES COMMISSAIRES AUX COMPTES ET ATTESTATION DES RESPONSABLES.....	173





## RAPPORT DE GESTION 2010

1. Présentation de l'activité .....	7
2. Faits marquants de l'année .....	8
3. Présentation des comptes consolidés de l'exercice .....	13
4. Evènements importants survenus depuis le 1 <sup>er</sup> janvier 2011 .....	22
5. Principaux risques du Groupe .....	23
6. Gouvernement d'entreprise .....	27
7. Actionnariat et éléments pouvant avoir une incidence en cas d'offre publique .....	39
8. Salariés et actionnariat salariés .....	44
9. Informations relatives à EDF Energies Nouvelles S.A .....	53
10. Bilan environnemental .....	55
11. Annexes .....	60



## 1. Présentation de l'activité

Présent en Europe et en Amérique du Nord, EDF Energies Nouvelles est un leader sur le marché des énergies renouvelables.

Avec un développement centré sur l'éolien et plus récemment sur le solaire photovoltaïque, le Groupe est également présent sur d'autres filières d'énergies renouvelables : petite hydraulique, biogaz, biomasse, biocarburants et énergies de la mer. Le Groupe se développe également dans le secteur des énergies renouvelables réparties, avec le solaire distribué comme axe principal.

Les parcs éoliens et solaires, qui représentent 93 % des capacités installées, sont implantés dans des zones géographiques soigneusement sélectionnées qui se caractérisent par leur stabilité politique et leur potentiel de croissance (Etats-Unis, Canada, Mexique et pays européens - notamment France, Italie, Grèce, Portugal, Royaume-Uni et Turquie).

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 et la maintenance des centrales 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 projet, le Groupe exerce également une activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés (DVAS), qui consiste principalement à construire des projets pour le compte de tiers dans le domaine des énergies renouvelables.

Au 31 décembre 2010, le Groupe dispose d'une capacité installée brute de 3 422,6 MW et d'une capacité nette de 2 663,2 MW, en ligne avec son objectif de capacité installée fin 2012 de 4 200 MW nets dont 500 MWc de solaire photovoltaïque.

## 2. Faits marquants de l'année

### 2.1 Évolution des capacités de production

Au 31 décembre 2010, la capacité installée brute du Groupe, toutes filières confondues, s'élève à 3 422,6 MW, en hausse de 477,2 MW par rapport au 31 décembre 2009.

La capacité installée nette atteint quant à elle 2 663,2 MW, en hausse de 406,2 MW par rapport au 31 décembre 2009.

Le groupe dispose par ailleurs de 1 089,1 MW bruts (672 MW nets) en cours de construction au 31 décembre 2010, en augmentation par rapport à fin 2009.

La capacité installée en service ou en construction s'élève ainsi à 4 511,7 MW bruts (3 335,2 MW nets) au 31 décembre 2010, en ligne avec l'objectif du Groupe de 4 200 MW nets installés fin 2012.

La répartition, par filière et par pays, des capacités en exploitation et en construction est la suivante :

	EN EXPLOITATION				EN CONSTRUCTION	
	31.12.2009		31.12.2010		31.12.2010	
	Brut	Net	Brut	Net	Brut (1)	Net
<b>Eolien</b>						
France	368,4	324,8	389,1	355,4	23,0	23,0
Portugal	495,8	302,9	495,8	302,9	-	-
Grèce	187,4	165,3	251,4	232,1	112,6	111,2
Italie	291,4	138,4	365,0	182,5	122,0	98,0
Royaume-Uni	177,2	138,2	227,2	163,2	68,5	34,3
Allemagne	3,0	3,0	7,6	7,6	-	-
Belgique	30,0	5,5	30,0	5,5	295,2	54,0
Turquie	94,0	34,7	128,2	51,9	91,2	38,1
Mexique	37,5	37,5	67,5	67,5	-	-
Etats-Unis	965,3	882,3	961,1	878,1	205,5	205,5
<b>Total Eolien</b>	<b>2 650,0</b>	<b>2 032,6</b>	<b>2 922,9</b>	<b>2 246,7</b>	<b>918,0</b>	<b>564,1</b>
<b>Solaire</b>						
France	25,9	25,9	70,2	69,4	112,5	64,6
Italie	18,9	11,6	90,8	70,3	27,6	20,1
Espagne	6,7	1,3	35,3	22,7	-	-
Grèce	-	-	6,0	6,0	-	-
Etats-Unis	6,0	6,0	6,1	6,1	22,5	16,6
Canada	23,4	23,4	58,7	58,7	-	-
<b>Total Solaire</b>	<b>80,9</b>	<b>68,2</b>	<b>267,1</b>	<b>233,2</b>	<b>162,6</b>	<b>101,3</b>
<b>Total Autres filières</b>	<b>214,5</b>	<b>156,2</b>	<b>232,6</b>	<b>183,3</b>	<b>8,5</b>	<b>6,7</b>
<b>Total Groupe</b>	<b>2 945,4</b>	<b>2 257,0</b>	<b>3 422,6</b>	<b>2 663,2</b>	<b>1 089,1</b>	<b>672,0</b>

(1) Les capacités brutes en construction incluent les capacités en construction de l'activité Développement-Vente d'Actifs Structurés.

Pour mémoire, les capacités installées nettes sont le produit des capacités brutes par le pourcentage de détention du Groupe dans les sociétés portant les actifs d'exploitation. Les capacités brutes sont un indicateur de la capacité de développement du Groupe, les capacités nettes un indicateur de mesure patrimonial (capacités détenues en propre).

### 2.1.1 Eolien

Au 31 décembre 2010, la capacité éolienne installée s'élève à 2 922,9 MW bruts (2 246,7 MW nets), en augmentation de 272,9 MW bruts (214,1 MW nets) par rapport au 31 décembre 2009. Les parcs mis en service au cours de l'année sont :

- En Italie : les dernières tranches du parc de Monte Grighine (73,6 MW sur un total de 98,9 MW).
- En Grèce : les parcs de Skopies (18 MW), Fokida 2 (23 MW) et Fokida 3 (23 MW).
- Au Royaume-Uni : les parcs de Burnfoot Hill (26 MW) et Rusholme (24 MW).
- En Turquie : les dernières tranches de Soma 1 (34,2 MW sur un total de 79,2 MW).
- Au Mexique : la dernière tranche du parc de La Ventosa (30 MW sur un total de 67,5 MW).
- En France : le parc de Corbières Méditerranée (20,7 MW).
- En Allemagne : le parc de Habscheid (4,6 MW).

Au 31 décembre 2010, la capacité éolienne en construction s'élève à 918 MW bruts. Les chantiers se situent en Grèce, en Italie, au Royaume-Uni, en France, en Turquie, aux Etats-Unis, où a débuté la construction du parc de Lakefield (205,5 MW bruts), et en Belgique où le Groupe a démarré la phase industrielle du projet offshore C-Power avec le lancement de la construction des tranches 2 et 3 du parc (295,2 MW bruts).

### 2.1.2 Solaire

Au 31 décembre 2010, la capacité solaire installée s'élève à 267,1 MWc bruts (233,2 MWc nets), en augmentation de 186,2 MWc bruts (165 MWc nets) par rapport à l'an passé. Les mises en service ont eu lieu en Italie (+ 71,9 MWc), en France (+ 44,3 MWc), au Canada (+ 35,3 MWc), en Espagne (+ 28,6 MWc) et en Grèce (+ 6 MWc). Les parcs mis en service au cours de l'année sont :

- En Italie : les centrales au sol de Priolo (13,5 MWc), Loreo (12,6 MWc), Marrubiu 1 et 2 (7,7 MWc au total), ainsi que 36 centrales au sol et grandes toitures d'une capacité unitaire comprise entre 0,3 MWc et 2,9 MWc totalisant 38,1 MWc.
- En France : les deux premières tranches de la centrale de Gabardan (24 MWc) ainsi qu'une tranche de 2 MWc fixés sur *trackers*, structures permettant de suivre la courbe du soleil, et les centrales de Puylobier (6,5 MWc), de Montendre (5,5 MWc) et de Pierrefonds (3,5 MWc).
- En Espagne : les centrales de Casatejada (11,4 MWc), Valdecaballeros (11,4 MWc) et La Rambla (5,8 MWc).
- En Grèce : la centrale de Xirokambi (6 MWc).
- Au Canada : les centrales de Saint Isidore A (11,5 MWc), Elmsley East (11,9 MWc) et Elmsley West (11,9 MWc).

Au 31 décembre 2010, le Groupe dispose de 162,6 MWc en cours de construction. Les chantiers se situent principalement:

- En France, avec la réalisation notamment des parcs de Bouloc (10,1 MWc) et de la seconde tranche de la centrale de Saint-Symphorien (12 MWc). EDF Energies Nouvelles a également démarré la construction des centrales de Valensole (12 MWc) et de Potiche 2 (4,7 MWc). Le Groupe dispose par ailleurs de 28,2 MWc de hangars et grandes toitures en cours de construction pour compte de tiers. Au total, 112,5 MWc sont en cours de construction au 31 décembre 2010.

Suite au décret du 9 décembre 2010 suspendant pour trois mois l'obligation d'achat par EDF de l'électricité solaire photovoltaïque<sup>1</sup>, EDF Energies Nouvelles dispose, dans les « files d'attente » ERDF et RTE, de respectivement 223 MWc bruts et 572 MWc bruts de projets pour lesquels l'accès au tarif n'est pas « suspendu ». Ces projets sont en cours de développement et certains pourront être réalisés après avoir obtenu leurs permis et autorisations.

Selon les informations communiquées par les gestionnaires de réseaux, EDF EN dispose ainsi de l'ordre de 25 % de l'ensemble des projets raccordés et/ou en « files d'attente » en France métropolitaine.

- En Italie, avec la construction des centrales d'Augusta (6,7 MWc) et d'Ancona (3,3 MWc) ainsi que de 20 centrales au sol ou grandes toitures d'une capacité totale de 17,6 MWc.
- Aux Etats-Unis, où a été lancée la construction, pour compte propre, de la centrale LIPA (16,6 MWc). Le Groupe a également démarré la construction, pour compte de tiers, des centrales de Pocono Raceway (3 MWc) et Matrix (2,9 MWc).

Au 31 décembre 2010, les capacités solaires nettes en exploitation ou en construction totalisent 334,5 MWc, en avance sur l'objectif de 500 MWc à horizon 2012.

### 2.1.3 Autres filières

Les capacités installées des autres filières s'élèvent, au 31 décembre 2010, à 232,6 MW bruts (183,3 MW nets) contre 214,5 MW bruts (156,2 MW nets) au 31 décembre 2009.

Cette variation s'explique principalement par :

- La cession des centrales thermiques d'Energies Antilles (16,7 MW) et Energies Saint-Martin (13,6 MW) intervenue en juin 2010.
- L'arrêt de la production de la centrale de cogénération de Mulhouse (7,6 MW) au troisième trimestre 2010.
- L'acquisition en juin 2010 de deux unités de production de biogaz aux Etats-Unis (50 MW). *Voir paragraphe 2.7 pour plus de détails sur cette opération.*

## 2.2 Signature de contrats de vente d'électricité aux Etats-Unis

En avril 2010, enXco, la filiale américaine d'EDF Energies Nouvelles, a signé un contrat de vente d'électricité (PPA : Power Purchase Agreement) avec la compagnie électrique américaine San Diego Gas & Electricity. D'une durée de 20 ans, ce contrat de vente porte sur l'électricité produite par le futur parc éolien de Pacific Wind I d'une capacité de 140 MW. Situé en Californie, ce parc devrait être mis en exploitation début 2012.

En mai 2010, enXco a annoncé avoir trouvé un accord avec la compagnie électrique américaine Indianapolis Power and Light (IPL) permettant la poursuite du projet de Lakefield d'une capacité de 205,5 MW. Ce contrat de vente d'électricité avait reçu en janvier 2010 l'agrément de l'organisme de contrôle des services publics de l'Indiana. En mars 2010, IPL avait unilatéralement résilié le PPA, ce qui avait amené enXco à démarrer une procédure d'arbitrage. Les discussions qui

---

<sup>1</sup> Cette suspension ne s'applique pas aux installations < 3kWc et aux installations pour lesquelles le porteur de projet a accepté la proposition de raccordement fait par le gestionnaire de réseau avant le 2 décembre 2010 sous condition de la réalisation de l'installation dans les 18 mois à compter du décret.

ont suivi ont permis à IPL et enXco de s'accorder sur la reprise du PPA tel que signé initialement. La construction du parc a débuté et sa mise en service est prévue au deuxième semestre 2011.

En octobre 2010, enXco a annoncé la signature d'un contrat de vente d'électricité d'une durée de 20 ans avec la compagnie américaine Pacific Gas and Electric Company (PG&E). Ce nouveau contrat<sup>1</sup> porte sur une capacité de 100 MW et concerne la production d'électricité du futur parc éolien de Shiloh III en Californie. La mise en service du parc est prévue pour fin 2011-début 2012.

### **2.3 Développement-Vente d'Actifs Structurés (DVAS)**

Dans l'éolien, le Groupe a vendu le parc de Canton du Quesnoy en France (10 MW) et a achevé aux Etats-Unis la construction du parc de Linden (50 MW) et de Nobles (201 MW). Le parc de Merricourt (150 MW), situé dans le Dakota du Nord, devrait quant à lui être livré à Xcell energy fin 2011.

Dans le solaire photovoltaïque, EDF Energies Nouvelles a vendu au cours de l'année une partie (12 MWc) de la ferme au sol de Saint-Symphorien, trois tranches (totalisant 32,2 MWc) de la centrale de Gabardan ainsi que 15,7 MWc de projets solaires en toitures (industrielles, commerciales et hangars agricoles). Au 31 décembre 2010, 28,2 MWc de toitures (industrielles, commerciales et hangars agricoles) sont par ailleurs en cours de construction pour compte de tiers. Le Groupe a également lancé la construction d'une tranche de 6,3 MWc de la centrale de Gabardan ainsi que de deux centrales (Pocono Raceway et Matrix) aux Etats-Unis, pour une livraison prévue courant 2011.

### **2.4 Exploitation et Maintenance**

Aux Etats-Unis, enXco, a signé six contrats (dont deux renouvellements) portant sur 445 MW. Le Groupe gère ainsi plus de 5 300 turbines pour compte propre et compte de tiers représentant plus de 4 800 MW.

Depuis janvier 2010, EDF Energies Nouvelles consolide 44 % d'intérêts complémentaires dans la société allemande Reetec, qui est désormais prise en compte en intégration globale avec un taux de détention de 72 %, alors qu'elle était mise en équivalence à 28 % en 2009.

### **2.5 Approvisionnement en turbines et en panneaux photovoltaïques**

Au 31 décembre 2010, EDF Energies Nouvelles a sécurisé 2 289 MW de turbines : 1 743 MW aux Etats-Unis et 546 MW en Europe, essentiellement auprès des fabricants REpower, Vestas, Enercon et GE.

Le Groupe a également continué à sécuriser des panneaux photovoltaïques. First Solar reste le principal fournisseur de panneaux du Groupe avec 317 MWc sécurisés au 31 décembre 2010 pour la période 2011-2012. EDF Energies Nouvelles a poursuivi son approvisionnement de panneaux en silicium cristallin et amorphe et dispose de 164 MWc de panneaux (essentiellement auprès des fournisseurs Suntech, Yingli, Photowatt et Unisolar), dont une partie sous forme optionnelle.

---

<sup>1</sup> Ce contrat reste soumis à l'obtention de l'accord de l'organisme de contrôle des services publics de Californie.

Par ailleurs, à la suite de la publication en France du décret du 9 décembre 2010 suspendant pour trois mois l'obligation d'achat par EDF de l'électricité solaire photovoltaïque<sup>1</sup>, EDF Energies Nouvelles a décidé, conjointement avec First Solar, de décaler le démarrage de la construction de l'usine de Blanquefort, pour laquelle le Groupe s'était engagé à acheter l'intégralité de la production à partir de 2012, dans l'attente d'une plus grande visibilité sur le cadre réglementaire du solaire photovoltaïque en France.

Au total, le Groupe a sécurisé 481 MWc de panneaux photovoltaïques pour la période 2011-2012 dont une partie sous forme optionnelle.

## 2.6 EDF Energies Nouvelles Réparties

EDF Energies Nouvelles Réparties est spécialisée dans la commercialisation d'offres complètes d'énergies réparties aux particuliers et aux professionnels. Ces offres concernent d'une part le solaire photovoltaïque distribué, axe central de croissance porté principalement par EDF ENR Solaire<sup>2</sup>, et prolongement naturel des activités d'EDF Energies Nouvelles dans le solaire photovoltaïque centralisé ; et d'autre part des activités dans les pompes à chaleur et les appareils de chauffage à bois portées respectivement par les sociétés Ribo et Supra, qui ne constituent pas un axe de développement pour le Groupe EDF Energies Nouvelles.

L'activité d'installations de systèmes photovoltaïques a connu une très bonne année 2010. EDF ENR Solaire a ainsi réalisé 3 759 installations auprès des particuliers en 2010 à comparer à 3 460 fin 2009, et installé près de 13,6 MWc (dont 10,7 MWc clé en main) chez les professionnels à comparer à 6.5 MWc en 2009.

Les activités de pompes à chaleur et d'appareils de chauffage à bois ont en revanche connu une année difficile. Supra et Ribo ont subi de plein fouet la crise économique et ont été pénalisées par la réduction du crédit d'impôt, et la conjoncture économique qui par essence a un impact plus fort sur l'investissement que sur la consommation des ménages. Supra et Ribo ont ainsi enregistré des pertes au cours de l'année.

Dans ce contexte, EDF Energies Nouvelles a décidé d'adopter une attitude prudente et de passer un ensemble de provisions et dépréciations ayant un impact global de (43) millions d'euros sur le résultat net consolidé du Groupe, et de (19,6) millions d'euros sur le résultat net part du Groupe. Ces provisions et dépréciations concernent à la fois les activités de bois énergie et de pompes à chaleur, ainsi qu'un certain nombre de participations minoritaires détenues par EDF Energies Nouvelles Réparties. (voir note 1 des Comptes consolidés).

## 2.7 Autres filières

En juin 2010, EDF Energies Nouvelles, via sa filiale enXco, a réalisé l'acquisition de la société Beacon Landfill Gas Holdings LLC, spécialiste des installations de biogaz aux Etats-Unis. Cette acquisition porte principalement sur deux unités de production de biogaz, situées dans l'ouest de la Pennsylvanie sur des centres d'enfouissement exploités par les groupes industriels Veolia et Allied Waste Service. Le potentiel de production de biogaz des deux centrales permet d'alimenter en moyenne l'équivalent d'une centrale électrique d'une puissance de 50 MW (environ 65 MW à terme avec l'augmentation de la production de gaz).

Cette acquisition s'inscrit dans la stratégie du Groupe de réaliser, parallèlement au développement de l'éolien et du solaire, des investissements sélectifs dans de nouvelles filières ayant un potentiel de développement intéressant.

---

<sup>1</sup> Cette suspension ne s'applique pas aux installations < 3kWc et aux installations pour lesquelles le porteur de projet a accepté la proposition de raccordement fait par le gestionnaire de réseau avant le 2 décembre 2010 sous condition de la réalisation de l'installation dans les 18 mois à compter du décret.

<sup>2</sup> Au 1er juillet 2010 Photon technologies a changé de nom et est devenu EDF ENR Solaire.

### 3. Présentation des comptes consolidés de l'exercice

#### 3.1. Comptes consolidés

##### 3.1.1 Résultat des opérations

Comptes consolidés (en millions d'euros)	2009	2010	Variation
Chiffre d'affaires	1 173,1	1 573,3	34,1 %
EBITDA	334,2	455,1	36,2 %
Résultat opérationnel	230,1	287,4	24,9 %
Résultat financier / (charge)	(104,0)	(140,9)	35,5 %
Impôt	(21,4)	(61,4)	NA
Quote-part des sociétés mises en équivalence	(0,2)	0,5	NA
Résultat net consolidé	104,5	85,6	(18,1) %
Intérêts minoritaires	(6,6)	20,5	NA
Résultat net part du Groupe	97,9	106,1	8,4 %

#### Evolution du chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires du Groupe augmente de 34,1 %, s'établissant à 1 573,3 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 1 173,1 millions d'euros au 31 décembre 2009. A taux de change constant, la progression est de 31,6 %. Tous les métiers du Groupe participent à cette progression :

- L'activité de Production d'électricité enregistre une augmentation de 27,3 % de son chiffre d'affaires. La production proprement dite atteint 6,1 TWh en progression de 25 % par rapport à l'année antérieure. Cette bonne performance est obtenue malgré un effet année pleine limité du fait de mises en service significatives de centrales électriques intervenues plutôt en début d'année 2009 en Europe, et plutôt au deuxième semestre en 2010. A noter également un effet de périmètre négatif avec la cession à mi-année des centrales thermiques de Jarry et Saint-Martin dans les DOM-TOM, ainsi que l'arrêt de l'unité de cogénération de Mulhouse au terme de son contrat de douze années d'exploitation. Ajusté de ces sorties de périmètre, le chiffre d'affaires de l'activité Production progresse de 32,2 % et la production en TWh de 28,2 %.
- L'activité Exploitation-Maintenance connaît une croissance importante essentiellement du fait de la consolidation en intégration globale du groupe Allemand Reetec, EDF Energies Nouvelles ayant porté à 72 % sa participation dans cette société au cours du premier semestre 2010. En 2009, le groupe Reetec était consolidé en mise en équivalence.
- L'activité DVAS a enregistré une année 2010 exceptionnelle. Les grandes réalisations sont en France dans le solaire photovoltaïque avec la vente de 44,2 MWc de centrales au sol et de 15,7 MWc de grandes toitures (industrielles, commerciales et hangars), et dans l'éolien aux Etats-Unis avec l'achèvement du projet Linden (50 MW), ainsi que la vente du projet Nobles (201 MW). A noter également dans l'éolien, la vente du projet Canton du Quesnoy (10 MW) en France.
- Enfin, l'activité d'EDF Energies Nouvelles Réparties a été portée par la bonne performance de son cœur de métier, à savoir l'activité d'installations de systèmes photovoltaïques pour les particuliers et les professionnels portée par EDF ENR Solaire<sup>1</sup>, ainsi que par la vente de modules et systèmes solaires par le groupe Tenesol en Europe, notamment en Allemagne et en Italie. En revanche, les activités de ventes de pompes à chaleur (Ribo) et d'appareils à

<sup>1</sup> Au 1er juillet Photon technologies a changé de nom et est devenu EDF ENR Solaire.

chauffage à bois (Supra), qui ne constituent pas un axe de développement pour EDF Energies Nouvelles, ont souffert de la conjoncture économique et des réductions de crédit d'impôts, dont les effets combinés amènent les particuliers à différer leurs dépenses d'investissement, ou à rechercher des produits d'entrée de gamme où les marges sont plus faibles.

Le tableau ci-dessous présente le chiffre d'affaires du Groupe selon la segmentation primaire géographique :

<i>(en millions d'euros)</i>	2009	2010
<b>Europe</b>	<b>739,5</b>	<b>1 034,7</b>
Production	271,2	324,8
Exploitation – Maintenance	6,4	25,8
DVAS *	182,7	341,0
Energies Réparties	279,2	343,1
<b>Amériques</b>	<b>433,6</b>	<b>538,6</b>
Production	90,9	136,3
Exploitation – Maintenance	27,8	29,0
DVAS *	314,9	373,3
<b>Total</b>	<b>1 173,1</b>	<b>1 573,3</b>

\* Développement-Vente d'Actifs Structurés

Le tableau ci-dessous présente le chiffre d'affaires du Groupe par métier :

<i>(en millions d'euros)</i>	2009	2010
Production	362,1	461,1
Exploitation – Maintenance	34,2	54,8
DVAS *	497,6	714,3
Energies Réparties	279,2	343,1
<b>Total</b>	<b>1 173,1</b>	<b>1 573,3</b>

\* Développement-Vente d'Actifs Structurés

#### Europe

Le chiffre d'affaires des activités du Groupe en Europe progresse de 39,9 % passant de 739,5 millions d'euros au 31 décembre 2009 à 1 034,7 millions d'euros au 31 décembre 2010. Cette augmentation s'explique comme suit :

- Le chiffre d'affaires de l'activité Production d'électricité progresse de 19,8 %, passant de 271,2 millions d'euros au 31 décembre 2009 à 324,8 millions d'euros au 31 décembre 2010, soit une hausse de 53,6 millions d'euros. Cette variation s'explique principalement par :
  - L'effet année pleine de la mise en service en 2009 des 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 Portugal (20 MW nets), au Royaume-Uni (19 MW nets) et en Belgique (5,5 MW nets off-shore) ; des centrales photovoltaïques en France (18,5 MWc nets), et en Italie (9 MWc nets) ; et enfin d'une centrale de biogaz en France (1,4 MW nets).
  - La mise en service en 2010 des nouveaux parcs éoliens en Grèce (63 MW nets), en Italie (36,8 MW nets), au Royaume-Uni (25 MW nets), en France (20,7 MW nets), en Turquie (17,1 MW nets) et en Allemagne (4,6 MW nets). Dans le solaire photovoltaïque, l'année 2010 a été marquée par la très forte croissance des mises en service (+ 127,8 MW nets), qui ont eu lieu en Italie (58,1 MW nets), en France (42,2 MW nets), en Espagne (21,5 MW nets) et en Grèce (6 MWc).

Par ailleurs, les centrales thermiques de Jarry et Saint-Martin sont sorties du périmètre en 2010. A périmètre constant, la progression du chiffre d'affaires Production en Europe est de 25,6 %.

La production annuelle 2010 en données consolidées en Europe s'est élevée à 3,31 TWh (soit 19,6 % de plus qu'en 2009 et 25,3 % de plus, hors Jarry et Saint-Martin). Pour les centrales de production qui étaient déjà en fonctionnement au 1<sup>er</sup> janvier 2009 (la comparaison étant plus difficile pour celles qui ont été mises en service depuis), les productions constatées sont globalement meilleures en 2010 qu'en 2009, notamment dans l'éolien au Portugal et dans l'hydraulique en Bulgarie. En termes d'évolution tarifaire, le Royaume-Uni a bénéficié d'un effet prix favorable, les prix de gros de l'électricité ayant commencé à remonter au deuxième semestre, après un point bas en 2009.

- Le chiffre d'affaires de l'activité Développement-Vente d'Actifs Structurés passe de 182,7 millions d'euros au 31 décembre 2009 à 341 millions d'euros au 31 décembre 2010. Cette forte croissance s'explique par l'importance des cessions de projets photovoltaïques :
  - en 2009, le Groupe avait cédé 11,6 MWh de projets en toitures (toitures industrielles, commerciales et hangars agricoles) ainsi que le projet Mangassaye (5,1 MWh) ;
  - en 2010, le Groupe a vendu 15,7 MWh de projets en toitures ainsi que 44,2 MWh de centrales au sol (3 tranches du projet de Gabardan et une tranche du projet de Saint-Symphorien) pour des raisons règlementaires.
- Le chiffre d'affaires de l'activité Exploitation-Maintenance est de 25,8 millions d'euros au 31 décembre 2010. Il s'élevait à 6,4 millions d'euros au 31 décembre 2009. Cette augmentation s'explique par l'entrée en périmètre de la société Reetec en Allemagne, consolidée désormais en intégration globale alors qu'elle était mise en équivalence en 2009.
- Le chiffre d'affaires réalisé par l'ensemble EDF Energies Nouvelles Réparties et ses filiales au 31 décembre 2010 s'élève à 343,1 millions d'euros, contre 279,2 millions d'euros au 31 décembre 2009, soit une progression de 22,9 %. Cette augmentation de 63,9 millions d'euros s'explique principalement par :
  - la bonne performance des activités dans le solaire photovoltaïque portées par EDF Energies Nouvelles Réparties SA, EDF ENR Solaire et Tenesol. La croissance de l'activité de ventes de systèmes solaires pour l'intégré-bâti (EDF ENR SA et EDF ENR Solaire) provient du développement des installations clé en main auprès des particuliers (BtoC), et de la progression des ventes aux professionnels (BtoB). A titre d'illustration, EDF ENR Solaire a réalisé 3 759 installations auprès des particuliers en 2010 à comparer à 3 460 fin 2009, et installé 13,6 MWh chez les professionnels à comparer à 6,5 MWh en 2009. Par ailleurs, le groupe Tenesol connaît également une bonne année avec la progression des ventes de modules en Europe, notamment en Allemagne et en Italie.
  - en revanche, l'activité d'appareils de chauffage à bois (Supra) et de pompes à chaleur (Ribo) est en retrait. Ces deux activités ont en effet connu une année difficile. Supra et Ribo ont souffert de la conjoncture économique ayant par essence eu un impact plus fort sur l'investissement que sur la consommation des ménages, et ont par ailleurs été pénalisés par la réduction du crédit d'impôt.

### *Amériques*

Le chiffre d'affaires pour la zone Amériques s'élève à 538,6 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 433,6 millions d'euros au 31 décembre 2009, soit une progression de 24,2 %. A taux de change constant, il augmente de 17,7 %.

- Le chiffre d'affaires de l'activité Production passe de 90,9 millions d'euros en 2009 à 136,3 millions d'euros en 2010, soit une hausse de quasiment 50 % liée principalement à :
  - L'effet année pleine de la mise en service en 2009 du parc éolien d'Hoosier (106 MW nets) aux Etats-Unis et d'une partie du parc de la Ventosa (37,5 MW nets) au Mexique ;

- Les mises en services en 2010 des parcs solaires d'Elmsley East & West et de Saint Isidore A au Canada (35,3 MWc), celle du projet biogaz Beacon (50 MW nets) aux Etats-Unis ainsi que la seconde partie du parc éolien de la Ventosa (30 MW nets);
- Un effet de change favorable. A taux de change constant, la hausse est de 40,9 %.

La production 2010 de la zone Amériques s'élève à 2,82 TWh, en progression de 31,8 % par rapport à 2009.

- Le chiffre d'affaires de l'activité Développement-Vente d'Actifs Structurés passe de 314,9 millions d'euros en 2009 à 373,3 millions d'euros en 2010, soit une hausse de 18,6 %. En effet :
  - En 2009, il concernait principalement la vente des projets éoliens de Crane Creek (99 MW), de Spearville 2 (48 MW) et la vente à l'avancement de Linden (50 MW) ;
  - En 2010, il comprend principalement la vente du projet éolien de Nobles (201 MW).
- Le chiffre d'affaires de l'activité Exploitation-Maintenance, après deux années de forte croissance, se stabilise à un haut niveau. Il passe de 27,8 millions d'euros au 31 décembre 2009 à 29 millions d'euros au 31 décembre 2010 soit une augmentation de 4,3 %. A taux de change constant, il est quasiment stable. A fin décembre 2010, plus de 4 800 MW et plus de 5 300 turbines sont sous contrat d'exploitation-maintenance pour compte propre et pour compte de tiers.

## EBITDA <sup>1</sup>

L'EBITDA s'élève à 455,1 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 334,2 millions d'euros au 31 décembre 2009, soit une augmentation de 36,2 %. Hors éléments non récurrents (20,3 millions d'euros de badwill suite à l'acquisition du parc éolien de Monte Grighine en 2009 et provisions pour risques et charges de 13,2 millions d'euros en 2010 – voir note 1 des comptes consolidés), la progression est en fait 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 pour 192,6 millions d'euros ; l'année 2010 se caractérise par :
  - une progression de l'activité Production qui s'explique par :
    - o un effet année pleine limité par un cadencement des mises en service 2009 (en particulier en Europe), qui étaient intervenues tôt en cours d'année ;
    - o des mises en service 2010 qui sont pour la plupart intervenues vers la fin de l'année ;
    - o un effet de périmètre avec la cession des centrales thermiques de Jarry et Saint-Martin et la fin de l'exploitation de l'unité de cogénération de Mulhouse.
  - une activité importante de vente de projets, notamment des projets photovoltaïques au sol dans la zone Europe, et éolien dans la zone Amériques. Cette performance remarquable rend l'année 2010 atypique avec des marges dégagées par l'activité dépassant largement les charges de développement et de structure ;
- la forte augmentation des frais de développement et corporate d'une année sur l'autre ; 2010 a été une année au cours de laquelle le Groupe a fortement investi de manière à conforter son pipeline de projets pour préparer le développement de demain. Le volume des frais de développement et corporate devrait désormais se stabiliser ;

EDF Energies Nouvelles Réparties : les bons résultats obtenus par l'activité de ventes de systèmes solaires pour l'intégrés-bâti ont été obérés par les difficultés rencontrées dans les activités de pompes à chaleur et d'appareils de chauffage à

<sup>1</sup> L'EBITDA correspond au résultat opérationnel avant dotations aux amortissements, subventions d'investissement et pertes de valeur.

bois. L'EBITDA de l'ensemble des activités d'EDF ENR passe ainsi de 24,8 millions d'euros à 2,6 millions d'euros, soit une baisse de 22,2 millions d'euros. Les activités solaires affichent un Ebitda de 22,8 millions d'euros (à comparer à 19,9 millions d'euros en 2009) tandis que les activités de pompes à chaleur et de poêles à bois enregistrent une perte de 7 millions d'euros en 2010 (à comparer à un Ebitda de + 4,8 millions d'euros en 2009). Ces chiffres comportent également (13,2) millions d'euros de provisions pour risques et charges au titre de ces deux activités.

Par zones géographiques, l'EBITDA de la zone Europe passe de 215,4 millions d'euros fin décembre 2009 à 254,1 millions d'euros fin décembre 2010, soit une hausse de 18 %. Hors éléments non récurrents 2009 et 2010, l'EBITDA progresse de 37 %. L'EBITDA de la zone Amériques passe, quant à lui, de 118,8 millions d'euros fin décembre 2009 à 201 millions d'euros fin décembre 2010, soit une hausse de 69,2 %. A taux de change constant, l'EBITDA de la zone Amériques est de 187,4 millions d'euros, soit en hausse de 57,6 %.

L'évolution de l'EBITDA de la zone Europe s'explique principalement par l'effet des mises en service au cours de l'année conjugué à l'effet année pleine même si celui-ci a été limité par le cadencement des mises en service des centrales. Par ailleurs, l'activité vente de projets, notamment photovoltaïques au sol et grandes toitures (toitures industrielles, commerciales et hangars agricoles) a été particulièrement importante en 2010, et l'Ebitda dégagé a été supérieur aux frais de développement et corporate. Enfin, l'EBITDA de l'exercice 2010 tient compte également des dispositions prises sur les activités de pompes à chaleur et d'appareils à chauffage à bois, à savoir une provision pour risque et charge de 13,2 millions d'euros.

L'évolution de l'EBITDA de la zone Amériques s'explique par une bonne année de ventes de projets avec notamment la fin de la construction du projet Linden (50 MW), les ultimes dégagelements de marges sur le projet de Crane Creek et la réalisation du projet Nobles (201 MW). Par ailleurs, le volume de l'activité Production a augmenté du fait de la mise en service du projet La Ventosa au Mexique, de l'effet année pleine des centrales solaires mises en service au Canada en 2009, ainsi que de l'entrée en périmètre du projet Beacon (50 MW) dans le domaine du Biogaz.

#### **Dotations nettes aux amortissements**

Les dotations nettes aux amortissements augmentent de 43,6 millions d'euros passant de 103,3 millions d'euros au 31 décembre 2009 à 146,9 millions d'euros au 31 décembre 2010. 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 2009.

#### **Pertes de valeur**

En 2010, les dépréciations d'actifs et de goodwill représentent un montant total de 20,7 millions d'euros contre 0,7 million en 2009. Elles concernent essentiellement (18,5 millions d'euros) les activités de pompes à chaleur et d'appareils à chauffage à bois, qui ont connu une année difficile.

## Résultat opérationnel

Le tableau ci-dessous présente le résultat opérationnel du Groupe selon la segmentation primaire géographique :

Zone géographique (en millions d'euros)	2009	2010
Europe	146,7	140,1
Amériques	83,4	147,3
<b>Total</b>	<b>230,1</b>	<b>287,4</b>

Le résultat opérationnel du Groupe est de 287,4 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 230,1 millions d'euros au 31 décembre 2009, soit une progression de 24,9 % en intégrant les dépréciations d'actifs et les provisions effectuées sur les activités ENR (31,7 millions d'euros).

### *Europe*

Le résultat opérationnel du Groupe pour ses activités en Europe passe de 146,7 millions d'euros au 31 décembre 2009 à 140,1 millions d'euros au 31 décembre 2010 soit une diminution de 4,5 %, parce qu'il porte les mesures de provision et dépréciations des activités ENR. Hors éléments non récurrents (badwill de Monte Grighine en 2009 et provisions pour risques et charges ainsi que dépréciations d'actifs Supra et Ribo en 2010 – voir note 1 des comptes consolidés), la progression est de 35,9 %.

### *Amériques*

Le résultat opérationnel du Groupe dans la zone Amériques passe de 83,4 millions d'euros au 31 décembre 2009 à 147,3 millions d'euros au 31 décembre 2010, soit une augmentation de 76,6 %. A taux de change constant, la hausse est de 64,2 %.

## Résultat financier

Le résultat financier est une charge de 140,9 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 104,0 millions au 31 décembre 2009.

Il comporte les éléments non récurrents suivants :

- en 2009 : provision de 20,3 millions d'euros qui couvraient les créances financières détenues par le Groupe sur la société Silicium de Provence (SilPro), dont EDF Energies Nouvelles détient une participation minoritaire indirecte ;
- et en 2010 : provision de 13,1 millions d'euros pour dépréciation de créances consenties à des participations minoritaires, dont la recouvrabilité apparaît incertaine.

Hors ces éléments non récurrents, le résultat financier est une charge de 127,8 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 83,7 millions d'euros au 31 décembre 2009, soit une augmentation de 52,7 % et en valeur absolue de 44,1 millions d'euros qui s'explique par :

- la hausse de la charge d'intérêts nette des produits de placements de 40,7 millions d'euros : elle passe de 80,9 millions d'euros au 31 décembre 2009 à 121,6 millions d'euros au 31 décembre 2010 du fait de la hausse de l'endettement liée à la mise en service de centrales en 2009 et 2010.
- la comptabilisation en 2010 de la variation de la juste valeur des instruments dérivés qui est un produit de 1,4 million d'euros alors qu'elle était un produit de 1,8 million d'euros en 2009, soit une variation négative de 0,4 million d'euros.

- les autres produits et charges qui constituaient une charge nette de 4,6 millions d'euros au 31 décembre 2009 constituent une charge nette de 7,6 millions d'euros au 31 décembre 2010, soit une variation négative de 3 millions d'euros.

### Impôts sur les sociétés

La charge d'impôt sur les sociétés de l'exercice s'élève à 61,4 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 21,4 millions d'euros au 31 décembre 2009, pour un résultat bénéficiaire avant impôt des sociétés intégrées de 146,5 millions d'euros contre 126,1 millions d'euros au 31 décembre 2009. Le taux effectif d'impôt du Groupe s'établit à 41,9 %, contre 16,96 % en 2009.

L'importance de cette très forte variation de taux effectif d'impôt d'une année à l'autre est principalement due à trois phénomènes :

- en 2010, les dépréciations comptabilisées sur les activités d'ENR qui impactent le résultat courant avant impôt à hauteur de (44,8) millions d'euros ne sont fiscalisées qu'à hauteur d'un impôt différé actif de 1,8 million d'euros. Corrigé de ces éléments, le taux effectif s'établirait à 33 %. Il reste en augmentation par rapport à celui constaté l'an passé.
- en 2009, le Groupe avait bénéficié d'effets de minoration importants, notamment la non fiscalisation du badwill constatée sur Monte Grighine, un crédit d'impôt exceptionnel en Italie, et aux Etats-Unis l'utilisation de crédits d'impôt concernant la période 2006 à 2008 que le Groupe s'était fait rembourser suite à une opération de carry-back. En 2010, les effets de minoration sont beaucoup moins importants.
- en 2010, les zones dans lesquelles les taux d'impôt sont élevés, notamment les Etats-Unis et la France, ont dégagé un résultat courant avant impôt important, qui a pour conséquence d'augmenter le taux moyen du Groupe.

De manière plus détaillée, en 2010, la différence entre le taux effectif de 41,89 % et le taux normal d'imposition en France de 34,43 % résulte essentiellement :

- Des effets de majoration suivants :
  - la non reconnaissance de l'impôt différé actif sur les provisions pour risques et charges et les dépréciations d'actifs sur les activités ENR ;
  - la réduction du crédit d'impôt "Tremonti Ter" comptabilisé en 2009 en Italie ;
  - la non déductibilité permanente de certaines charges et notamment :
    - o la non déductibilité au Mexique de l'effet relatif à l'inflation
    - o des charges non déductibles en Grèce
  - l'effet de la non reconnaissance de certains déficits, dont la recouvrabilité est soit incertaine, soit limitée dans le temps.
- Des effets de minoration suivants :
  - des produits exceptionnels non récurrents et non imposables notamment la plus value de cession des centrales thermiques de Jarry et Energies Saint Martin ;
  - l'utilisation aux Etats-Unis des crédits d'impôts (PTC et ITC) dans le cadre de l'exploitation des parcs éoliens ;
  - des taux d'imposition inférieurs dans plusieurs pays où le Groupe est présent (principalement le Royaume-Uni, la Bulgarie, le Portugal, La Turquie) ;
  - des crédits d'impôt Environnement en Espagne ; des crédits d'impôt Recherche en France.

## Quote-part des sociétés mises en équivalence

La quote-part des sociétés mises en équivalence passe d'une perte de 0,2 million d'euros en 2009 à un produit de 0,4 million d'euros en 2010. Les résultats 2010 d'Alcogroup détenu à 25 % par le Groupe ont été bénéficiaires du fait de l'évolution favorable des prix de l'Ethanol et des bonnes performances de l'usine bioéthanol de Gand, déjà constatées au cours du second semestre 2009, et qui avaient permis au groupe belge de stabiliser ses résultats pour être proche de l'équilibre au 31 décembre 2009, après un premier semestre déficitaire.

## Résultat net consolidé

Le résultat net consolidé s'élève à 85,6 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 104,5 millions d'euros au 31 décembre 2009, soit une baisse de 18,9 millions d'euros. Hors effet des dépréciations des activités ENR en 2010, soit (43) millions d'euros, détaillées dans les différents soldes intermédiaires du compte de résultat ci-dessus, le résultat net consolidé s'élève à 128,6 millions d'euros.

En synthèse, l'évolution du Résultat Net consolidé s'explique de la façon suivante :

- le résultat opérationnel passe de 230,1 millions d'euros au 31 décembre 2009 à 287,4 millions d'euros au 31 décembre 2010, soit une augmentation de 57,3 millions d'euros (+ 24,9 %), cette hausse étant principalement liée à l'accroissement de l'activité de production et de vente de projets ; elle intègre également un volume de dépréciation des activités pompes à chaleur et appareils à chauffage à bois de 31,7 millions d'euros comptabilisé en 2010. En 2009, le résultat opérationnel comprenait quant à lui le badwill Monte Grighine pour 20,3 millions d'euros. Sans ces impacts, le résultat opérationnel au 31 décembre 2010 est de 319,1 millions d'euros contre 209,8 millions d'euros au 31 décembre 2009, soit une progression de 52,1 %.
- la charge financière enregistre une augmentation de 36,9 millions d'euros, pour s'établir à 140,9 millions d'euros. Cette hausse est liée à l'augmentation de la charge d'intérêts nette des produits de placements et tient compte d'une provision pour créances financières sur des participations ENR pour 13,1 millions d'euros constituées en 2010 ainsi que la prise en compte en 2009 des conséquences de l'arrêt du projet SilPro pour 20,3 millions d'euros ; hors ces éléments non récurrents, la variation 2009-2010 est de 44,1 millions d'euros, soit + 52,7 %.
- la charge d'impôt passe de 21,4 à 61,4 millions d'euros soit une hausse de 40 millions d'euros. En 2010, la charge d'impôt a augmenté de manière importante pour plusieurs raisons : les dépréciations comptabilisées sur les activités de ENR et qui impactent le résultat opérationnel ne sont fiscalisées qu'à hauteur d'un impôt différé actif de 1,8 million d'euros ; sans cet impact, le taux effectif s'élève à 33 %. Le Groupe n'a pas bénéficié cette année de divers avantages fiscaux et crédits d'impôt comme cela avait été le cas l'an passé. Enfin, les zones dans lesquelles les taux d'impôt sont élevés, notamment les Etats-Unis et la France ont dégagé un résultat courant avant impôt important, qui a pour conséquence d'augmenter le taux moyen du Groupe.
- la quote-part de résultat des sociétés mises en équivalence constitue un produit de 0,5 million d'euros, alors qu'il constituait une perte de 0,2 million d'euros au 31 décembre 2009. Cette amélioration s'explique principalement par l'amélioration de la performance du groupe belge Alco dans le domaine des biocarburants.

Après neutralisation de l'impact « dépréciation des actifs ENR », soit (43) millions d'euros, le Résultat Net consolidé 2010 s'élève à 128,6 millions d'euros.

## Intérêts minoritaires

Les intérêts minoritaires s'élevaient à (20,5) millions d'euros au 31 décembre 2010 pour un résultat net consolidé de 85,6 millions d'euros. La prise en charge des différentes dépréciations concernant les activités ENR contribue pour (43) millions d'euros sur le résultat consolidé et pour (23,4) millions d'euros sur les intérêts minoritaires. Après neutralisation de cet impact, le résultat net consolidé s'élève à 128,6 millions d'euros et les intérêts minoritaires à 2,9 millions d'euros.

## Résultat net part du Groupe

Le résultat net part du Groupe augmente de 8,4 %, passant de 97,9 millions d'euros au 31 décembre 2009 à 106,1 millions d'euros au 31 décembre 2010. L'effet des dépréciations des activités ENR détaillées dans les différents soldes intermédiaires du compte de résultat ci-dessus sur le résultat net part du Groupe s'élève à 19,6 millions d'euros. Celui des impacts non récurrents 2009 Silpro et Badwill était de 12,3 millions d'euros. Après neutralisation de ces éléments, le résultat net part 2010 du Groupe s'élève à 125,7 millions d'euros, soit une progression de 46,8 %.

### 3.1.2 Structure financière

Les fonds propres du Groupe s'élevaient à 1 606,4 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 1 572,5 millions d'euros au 31 décembre 2009. La variation de 33,9 M€ s'explique essentiellement par le résultat net consolidé de la période, soit 85,6 M€, les distributions de dividendes effectuées en 2010 au titre de 2009, soit (32,7) millions d'euros, la variation de réserves de conversion lié principalement à l'appréciation du dollars pour 25,6 millions d'euros, la variation de la réserve de juste valeur des instruments dérivés pour (35,6) millions d'euros et enfin les variations de périmètre et autres flux pour le solde soit (9) millions d'euros.

L'endettement net, quant à lui, s'élève à 3 644,7 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre à 2 766,5 millions d'euros au 31 décembre 2009.

Sur l'exercice 2010, la variation de l'endettement net, en hausse de 878,2 millions d'euros, s'explique principalement par :

- Le cash flow opérationnel dégagé sur l'exercice : + 343,2 millions d'euros ; il représente 75,4 % 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 et compte tenu des dotations aux provisions.
- La diminution du besoin en fonds de roulement : (179,2) millions d'euros, qui s'explique pour l'essentiel par l'affectation des turbines en stock au 31 décembre 2009 à des projets éoliens américains. En valeur absolue, le Besoin en Fonds de Roulement s'élève à 471,8 millions d'euros au 31 décembre 2010, dont 165,3 millions d'euros de stock, 34,3 millions d'euros de travaux en cours nets des avances reçues, 93,3 millions d'euros d'avances versées et diverses autres créances et dettes d'exploitation pour 178,9 millions d'euros.
- Les investissements réalisés sur la période : (1 217,2) millions d'euros, contre (1 318,6) millions d'euros en 2009, soit globalement équivalent à ceux constatés au 31 décembre 2009. Les investissements s'entendent nets des fournisseurs d'immobilisations « payés ». Les investissements réalisés en 2010 dans le domaine de l'éolien (et autres technologies) représentent 590,4 millions d'euros, soit 48,5 % des investissements et dans le solaire 554,9 millions d'euros, soit 45,6 % des investissements. 71,9 millions d'euros soit 5,9 % ont été investis dans les activités d'EDF Energies Nouvelles Réparties notamment chez Tenesol.
- Le paiement des dividendes : (32,7) millions d'euros.

- Variation de périmètre : (40) millions d'euros dont l'entrée en périmètre de Beacon, qui porte un projet biogaz de 50 MW aux Etats-Unis,
- Autres éléments (105,9 millions d'euros) notamment liés aux effets de la variation de change pour 64,7 millions d'euros, de variation de juste valeur des dérivées de taux d'intérêt pour 38,8 millions d'euros.

### 3.2 Dividendes

Le Conseil d'administration de la Société proposera à l'Assemblée générale des actionnaires, prévue le 27 mai 2011, le versement d'un dividende de 0,42 euro pour chacune des 77 568 416 actions au titre de l'exercice écoulé, soit 30,71 % du résultat net consolidé part du Groupe et d'affecter en conséquence le résultat de l'exercice 2010 de la société EDF Energies Nouvelles S.A s'élevant à 38 050 728 euros de la façon suivante :

• Réserve légale	1 902 536	euros
• Dividendes	32 578 735	euros
• Affectation du solde - report à nouveau	3 569 457	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 des dividendes 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.

Dividendes versés au cours des trois dernières années :

<i>Année</i>	<i>Montant</i>
2010	0,38 € par action
2009	0,27 € par action
2008	0,26 € par action

## 4. Evènements importants survenus depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2011

### 4.1 Evènements postérieurs à la clôture

Il n'y a pas d'évènements significatifs postérieurs à la clôture.

### 4.2 Perspectives

*Renforcer l'éolien terrestre et le solaire photovoltaïque, axes de développement prioritaire*

La production d'électricité à partir d'énergie éolienne terrestre et à partir d'énergie solaire resteront les deux moteurs de croissance du Groupe qui entend renforcer sa position d'acteur de référence dans ces secteurs en favorisant une croissance organique.

L'éolien terrestre continuera d'être développé dans les marchés historiques du Groupe tels que la France, le Royaume-Uni, l'Italie, la Grèce, le Portugal et les Etats-Unis ainsi que dans des pays d'implantation plus récent tels que le Canada et la Turquie.

Le solaire photovoltaïque poursuivra sa croissance, aussi bien au sol qu'en toiture, dans les pays dans lesquels le Groupe a déjà constitué un important pipeline c'est à dire en France, en Italie, en Grèce, en Espagne, aux Etats-Unis et au Canada. Sous réserve que les conditions soient réunies (qualité du partenaire, stabilité, et visibilité politique et réglementaire), le Groupe pourrait s'implanter dans de nouveaux pays.

Aussi bien l'éolien que le solaire photovoltaïque continueront d'être développés pour compte propre et pour compte de tiers. La vente de certains parcs, dans le cadre de l'activité Développement-Vente d'Actifs Structurés, constitue une activité indissociable de notre métier de développement, et permet de financer les frais de développement et de structure du Groupe tout en optimisant le portefeuille de parcs.

#### *Développer les énergies réparties*

Parallèlement au développement des fermes solaires photovoltaïques, le Groupe s'est développé dans les énergies réparties, notamment le solaire distribué qui présente un fort potentiel de croissance. Actuellement développée en France, cette activité pourrait être amenée à être étendue à d'autres pays.

#### *Préparer les relais de croissance*

EDF Energies Nouvelles se positionne de façon sélective dans d'autres filières d'énergies renouvelables telles que le biogaz, la biomasse, les énergies marines ou les biocarburants. Ces investissements ou prises de participation permettent au Groupe de se préparer à saisir les opportunités qui se présenteront à moyen terme dans ces filières d'avenir en fonction des avancées technologiques et de l'évolution des réglementations.

## **5. Principaux risques du Groupe**

### **5.1 Risques opérationnels**

Les risques liés à l'industrie des énergies renouvelables, notamment les énergies éoliennes et solaires, regroupent des risques liés aux politiques nationales et internationales de soutien aux énergies renouvelables ainsi qu'à la réglementation, la fiscalité et leur évolution. Ainsi, en France en 2010 la réglementation en matière solaire a fait l'objet de modifications successives et le décret du 9 décembre 2010 a instauré une suspension de 3 mois de l'obligation d'achat par EDF de l'électricité solaire photovoltaïque. Les conséquences de ces mesures sont détaillées dans la partie 2 du présent rapport.

Les risques liés à l'industrie des énergies renouvelables comprennent également la concurrence qui s'exerce principalement sur l'accès, la performance et la rentabilité des sites d'implantation disponibles, la qualité des technologies, ainsi que les prix pratiqués et les services rendus ; les conditions climatiques, notamment de vent et de soleil ; ainsi que l'acceptation par le public des projets éoliens et photovoltaïques. La croissance de l'activité dépend aussi des évolutions technologiques sur les installations et de l'évolution des prix de vente de l'électricité.

Les risques liés aux activités du Groupe concernent principalement les risques liés à la dépendance vis-à-vis des fournisseurs (notamment les fournisseurs de turbines et de panneaux photovoltaïques<sup>1</sup>) et à la disponibilité des équipements, à l'activité de construction de centrales électriques ou sont liés aux partenariats locaux, en cas de survenance de désaccords notamment.

Les risques liés à la société proprement dite correspondent aux risques liés à la dépendance vis-à-vis des dirigeants et des collaborateurs-clés ainsi qu'à l'image et à la réputation du Groupe.

---

1 A base de silicium cristallin ou de technologies à base de couches minces

Le Groupe a mis en place une politique de couverture des principaux risques liés à son activité et susceptibles d'être assurés.

Une description détaillée des principaux facteurs de risques mentionnés ci-dessus figurent au chapitre 4 du document de référence de la Société.

## **5.2 Risques de marché**

### **5.2.1 Risques de taux d'intérêt**

Dans le cadre de son activité, le Groupe est exposé au risque de taux d'intérêt principalement dans le cadre des financements de projets et du financement de ses activités courantes.

- **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. Au 31 décembre 2010, le risque de taux d'intérêt des financements de projets est couvert sur la période 2011 – 2028 à hauteur de 74% du montant (hors la part correspondant à la période de construction, les couvertures n'étant prises en compte qu'à partir de la mise en service). Le taux moyen des couvertures ressort à 3,93% (hors marge de crédit).

- **Financement de ses activités courantes (Financement Corporate)**

Dans le cadre du financement de ses activités courantes (financement du besoin en fonds de roulement de ses DVAS, des acomptes et des stocks de modules solaires et turbines éoliennes pour ses investissements, et des prêts relais jusqu'à la mise en place des financements de projet), le Groupe dispose de lignes de crédit « confirmées » conclues à taux variable. Afin de limiter le risque associé, le Groupe a conclu des contrats de swap de taux et d'options « vanilles ». Basée sur des prévisions d'utilisation des lignes corporate, la gestion du risque de taux est réalisée sur un horizon de cinq années glissantes avec détermination d'un taux budget maximum.

Au 31/12/2010, le pourcentage de couverture de la dette corporate brute (hors découverts bancaires) soit 1 548 M€ est de 60 % (en cas de hausse des taux), le solde non encore couvert fait l'objet d'une surveillance attentive et pourra être complété en fonction de l'évolution des marchés financiers.

- Couverture globale

La gestion de financements de projets ainsi que celle des lignes Corporate amènent le Groupe à disposer au 31 décembre 2010 soit directement, soit par le biais de divers instruments, de 71 % du montant total des emprunts et dettes financières (hors trésorerie passive) à taux fixe.

### **5.2.2 Risques de change**

Ce risque est lié à l'activité du Groupe en dehors de la zone euro. Il est principalement concentré pour l'exercice 2010 sur le dollar, la livre sterling, le dollar canadien et le peso mexicain.

Il a été identifié à plusieurs niveaux :

#### **Le risque de conversion lié au bilan**

- Du fait de la détention de filiales dont la devise fonctionnelle est différente de l'euro (Etats-Unis, Royaume-Uni, Mexique), 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 2010 est faible (variation positive de 25 millions d'euros de réserve de conversion au 31 décembre 2010) et à mettre en regard d'un montant de 1 606 millions d'euros de capitaux propres à cette même date.
- Tous les actifs (parcs de production d'électricité), passifs (financements de projets associés) et les revenus liés à l'exploitation des parcs sont conclus dans la devise domestique du pays concerné à l'exception non significative, au 31/12/2010, de la Turquie. 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 matériels 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, britanniques et canadiennes du Groupe auprès des fabricants européens ainsi que de l'acquisition de panneaux photovoltaïques.

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.

### **5.2.3 Risque de liquidité / risque lié à l'accès au financement**

#### **Le risque lié à l'accès 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 de « prêt relais » durant la période de construction.

Pour l'année 2010, le Groupe a constaté, dans le cadre des négociations des financements de projets, une amélioration des conditions financières sans toutefois revenir aux conditions antérieures à la crise financière. Les délais de finalisation des dossiers de financement se sont stabilisés même s'ils restent relativement longs.

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.

Pour l'activité DVAS, le Groupe confirme la tendance constatée depuis maintenant deux ans, en particulier aux Etats-Unis, qui se traduit par la réduction des acomptes de paiement et par une demande d'allongement des délais de règlement de la part des compagnies électriques afin de leur permettre de mettre en place leurs financements.

Au cours de l'année, le Groupe a conclu pour un montant de 860 millions d'euros de financement de projet. Au total, le Groupe dispose de 2 309 millions d'euros de financement de projets au 31 décembre 2010, avec une maturité moyenne de 12,8 années.

### **Le 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 2010, de lignes de crédits Corporate ayant des échéances s'échelonnant de 2011 à 2017 pour un montant total de 2 543 millions d'euros (hors découverts bancaires). Ce montant inclut un financement à hauteur de 1 790 millions d'euros conclu avec le groupe EDF.

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 contiennent des clauses d'exigibilité anticipée notamment un ratio EBITDA/ Frais financiers nets qui doit en général être supérieur à 2, un seuil maximal de dettes et une clause de changement de contrôle (ou d'actionnariat) vis-à-vis du Groupe EDF.

- 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 2010, le Groupe dispose d'une trésorerie de 371 millions d'euros (hors découverts bancaires).

## 6. Gouvernement d'entreprise

### 6.1 Organes de direction et d'administration

#### Le Conseil d'administration

Le Conseil d'administration est composé à la date du rapport des neuf membres suivants :

*Membres dont les candidats ont été proposés par le Groupe Mouratoglou*

- Monsieur **Pâris Mouratoglou**, Président du Conseil d'administration,
- **La Société Internationale d'Investissements Financiers**, Administrateur, représentée par Madame **Catherine Mouratoglou**,
- Monsieur **Jean Thomazeau**, Administrateur,

*Membres dont les candidats ont été proposés par le groupe EDF*

- La société **EDEV S.A.**, Administrateur, représentée par Monsieur **Olivier Petros**,
- Monsieur **Thomas Piquemal**, Administrateur,
- Monsieur **Stéphane Tortajada**, Administrateur,
- Monsieur **Jean-Louis Mathias**, Administrateur,

*Administrateurs indépendants*

- Monsieur **Elie Cohen**, Administrateur indépendant,
- Monsieur **Pierre Richard**, Administrateur indépendant.

Messieurs Elie 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.

Monsieur Thomas Piquemal a été coopté en remplacement de la société EDF démissionnaire le 15 avril 2010 pour la durée restant à courir du mandat. Monsieur Daniel Camus a été coopté le même jour en remplacement de Monsieur Jean-Louis Mathias, il a ensuite démissionné le 16 décembre 2010 et Monsieur Jean-Louis Mathias a été coopté le 14 janvier 2011.

Monsieur Olivier Petros a été désigné comme nouveau représentant permanent de la société EDEV le 11 mai 2010. Enfin, suite à la démission de Madame Corine Fau, Monsieur Stéphane Tortajada a été coopté en qualité de nouvel administrateur le 15 septembre 2010.

Lors du conseil du 11 octobre 2010, Monsieur Pâris Mouratoglou a été renouvelé dans ses fonctions de Président du Conseil d'administration pour une durée expirant au plus tard à la date de fin de son mandat d'administrateur.

## 6.2 Les Comités du Conseil d'administration

Le Conseil d'administration a été assisté au cours de l'exercice 2010 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 figurent dans le règlement intérieur du Conseil et sont présentées au chapitre 16 du document de référence de la Société. Leur composition est décrite dans le rapport du Président du conseil d'administration sur le gouvernement d'entreprise et le contrôle interne.

### La Direction Générale

Au 31/12/2010 les dirigeants mandataires sociaux de la Société sont :

Nom	Fonction	Date de fin de mandat
David Corchia	Directeur Général	31/12/2012
Yvon André	Directeur Général Délégué	31/12/2012
Olivier Paquier	Directeur Général Délégué	31/12/2012
Christophe Geffray	Directeur Général Délégué	31/12/2012

Le Comité de Direction est composé de six membres représentant les différents métiers et zones géographiques du Groupe:

- Monsieur **David Corchia**, Directeur Général,
- Monsieur **Yvon André**, Directeur Général Délégué (France),
- Monsieur **Philippe Crouzat**, Directeur Financier,
- Monsieur **Christophe Geffray**, Directeur Général Délégué (Industrie),
- Madame **Laurence Juin**, Directeur Général Adjoint (Europe du Sud et Europe Orientale),
- Monsieur **Olivier Paquier**, Directeur Général Délégué (Energies Réparties)

Le Comité de Direction étudie notamment les questions et les décisions relatives à la stratégie et aux investissements du Groupe.

## 6.3 Liste des mandats des membres des organes d'administration et de Direction

Le tableau ci-dessous présente les mandats et fonctions des membres du Conseil d'administration de la Société (ou le cas échéant ceux du représentant permanent de l'administrateur personne morale) ainsi que ceux du Directeur Général et des Directeurs Généraux délégués au cours des 5 dernières années (hors mandats détenus au sein des sociétés du Groupe qui figurent en annexe 3 du présent rapport).

## Administrateurs

<p>Nom Fonction Age Nombre d'actions</p>	<p>Date de première nomination Date de début du mandat actuel Echéance du mandat (Assemblée générale)</p>	<p>Autres mandats ou fonctions exercés mandats exercés au cours des cinq dernières années et expirés (par l'administrateur, ou le cas échéant, par son représentant permanent)</p>
<p><b>Pâris Mouratoglou</b> Président du Conseil d'Administration 70 ans  1 000 025 actions Au 31/12/2010</p>	<p>13 septembre 1990 26 mai 2010 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2015</p>	<p><b>Mandats et fonctions en cours</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>France</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Co-Gérant de la SCI F.M.K.</li> <li>- Président d'Apollon Solar</li> <li>- Membre du conseil de surveillance de Jacques Giordano Industries</li> <li>- Représentant de la société SIIF Présidente de Nexcis SA</li> <li>- Administrateur de PV Alliance SAS</li> <li>- Président du conseil d'administration de SOLARFOCE</li> <li>- Administrateur de Tenesol (représentant EDF Energies Nouvelles)</li> </ul> </li> <li>• <b>Etranger</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Gérant de SIIF SARL (Luxembourg)</li> </ul> </li> </ul> <p><b>Mandats expirés</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Administrateur de EURO SIIF</li> <li>- Administrateur non exécutif de REH (Isle de Man)</li> <li>- Co-Gérant de la Société d'Etudes et de Réalisation de Port de Plaisance de Saint Raphaël (SERPP)</li> </ul>
<p><b>Société Internationale d'Investissements Financiers (SIIF) représentée par Catherine Mouratoglou</b> 67 ans  18 463 284 actions au 31/12/2010 (SIIF) 800 actions en propre</p>	<p>30 juin 2000 26 mai 2010 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2015</p>	<p><b>Mandats et fonctions en cours</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>France</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Présidente de Bois Fleuri SAS</li> <li>- Présidente SAS EUROSIIIF</li> <li>- Représentante de la SA EUROSIIIF, Présidente de la SAS Du Lac Alain Cami</li> </ul> </li> <li>• <b>Etranger</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Directeur Général d'Energia Italia (Italie)</li> <li>- Gérante de SIIF SARL (Luxembourg)</li> </ul> </li> </ul>
<p><b>Stéphane Tortajada</b> Administrateur 38 ans  Pas d'action au 31/12/2010</p>	<p>15 septembre 2010 15 septembre 2010 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2013</p>	<p><b>Mandats et fonctions en cours</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>France</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Fonction : Directeur Financement et Investissements du groupe EDF</li> <li>- Administrateur et Président de C3</li> <li>- Administrateur et Président d'EDEV</li> <li>- Administrateur et Président d'EDF Holding SAS</li> <li>- Administrateur de la société EDF International</li> <li>- Administrateur de Dalkia Holding</li> <li>- Administrateur et Président du Comité d'audit d'EDF Trading</li> <li>- Administrateur et Président de GGF</li> <li>- Administrateur de NNB HOLDCO</li> <li>- Administrateur Lake Acquisition</li> <li>- Administrateur et Président de SOLIFO</li> </ul> </li> <li>• <b>Etranger</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Administrateur de British Energy Plc</li> </ul> </li> </ul> <p><b>Mandats expirés</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Administrateur de Big C</li> <li>- Administrateur de DTC Finances</li> </ul>

<p>Nom Fonction Age Nombre d'actions</p>	<p>Date de première nomination Date de début du mandat actuel Echéance du mandat (Assemblée générale)</p>	<p>Autres mandats ou fonctions exercés mandats exercés au cours des cinq dernières années et expirés (par l'administrateur, ou le cas échéant, par son représentant permanent)</p>
<p><b>Elie Cohen</b> Administrateur 61 ans  1 action au 31/12/2010</p>	<p>18 septembre 2006 1er décembre 2006 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2011</p>	<p><b>Mandats et fonctions en cours (France)</b> - Membre du Conseil de surveillance de Steria - Administrateur des Pages Jaunes <b>Mandats expirés</b> - Administrateur d'EDF Energies Nouvelles Reparties - Administrateur de Vigéo - Administrateur d'Orange</p>
<p><b>Pierre Richard</b> Administrateur 69 ans  31 actions au 31/12/2010</p>	<p>18 septembre 2006 1<sup>er</sup> décembre 2006 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2011</p>	<p><b>Mandats et fonctions en cours (France)</b> - Administrateur de Generali France Holding - Expert auprès du conseil d'administration de la Banque Européenne d'Investissement - Membre du Conseil d'Orientation et du bureau de l'Institut de l'Entreprise - Président du festival d'automne à Paris <b>Mandats expirés</b> - Président du Conseil d'administration de Dexia SA - Président du Conseil d'administration de Dexia Credit Local - Administrateur délégué de Dexia SA - Administrateur et vice-président de Dexia Banque Belgium - Administrateur et vice-président du conseil d'administration de Dexia BIL - Administrateur du Crédit du Nord - Vice-président de l'Association Française des Banques et membre du comité exécutif de la Fédération Bancaire Française - Membre du conseil d'administration et administrateur du Groupe « Le Monde », de Société Editrice du Monde et le Monde Investisseurs - Administrateur d'Air France-KLM</p>
<p><b>EDEV</b> Administrateur représenté par Olivier Petros 55 ans  38 784 194 actions au 31/12/2010 (EDEV) Aucune action en propre</p>	<p>11 octobre 2000 30 mai 2007 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2012</p>	<p><b>Mandats et fonctions en cours</b> • <b>France</b> - Fonction : Directeur des Energies Renouvelables du groupe EDF - Administrateur de Electricité de Strasbourg SA - Administrateur de Hypios SAS</p>

<p>Nom Fonction Age Nombre d'actions</p>	<p>Date de première nomination Date de début du mandat actuel Echéance du mandat (Assemblée générale)</p>	<p>Autres mandats ou fonctions exercés mandats exercés au cours des cinq dernières années et expirés (par l'administrateur, ou le cas échéant, par son représentant permanent)</p>
<p><b>Jean Thomazeau</b> Administrateur 71 ans  10 010 actions au 31/12/2010</p>	<p>29 novembre 2005 27 mai 2009 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2014</p>	<p><b>Mandats et fonctions en cours</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>France</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Administrateur de PRODEF, France</li> </ul> </li> <li>• <b>Etranger</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Vice-Président et Administrateur de la Banque SAFDIE, (Suisse)</li> <li>- Président du Conseil d'administration BNP PARIBAS (EGYPT) SAE, (Egypte)</li> </ul> </li> </ul> <p><b>Mandats expirés</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Administrateur de BANK OF THE WEST, (États-Unis)</li> <li>- Administrateur de la BANCWEST Corp, (États-Unis)</li> </ul>
<p><b>Thomas Piquemal</b> Administrateur 46 ans  1 action en propre</p>	<p>11 octobre 2000 15 avril 2010 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2012</p>	<p><b>Mandats et fonctions en cours</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>France</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Fonction : Directeur Exécutif Groupe en charge des Finances d'EDF</li> <li>- Administrateur de Fimalac</li> <li>- Membre du Conseil de Surveillance de RTE EDF Transport depuis le 31 août 2010</li> </ul> </li> <li>• <b>Etranger</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Membre de LAZ-MD Holdings LLC</li> <li>- Membre de LFCM Holdings LLC</li> <li>- Director de EDF Energy Holding Ltd depuis le 1er avril 2010</li> <li>- Director de EDF Energy UK Ltd depuis le 1er avril 2010</li> <li>- Vice Président du Conseil de Surveillance de ERDF depuis le 6 mai 2010</li> <li>- Membre du Conseil de Surveillance de EnBW AG depuis le 7 juin 2010</li> <li>- Administrateur de EDISON SpA depuis le 29 juin 2010</li> <li>- Administrateur de Transalpina di Energia depuis le 29 juin 2010</li> </ul> </li> </ul> <p><b>Mandats expirés</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Associé-Gérant de Compagnie Financière Lazard Frères SAS</li> <li>- Associé-Gérant de Lazard Frères SAS,</li> <li>- Managing Director et Member de Lazard LLC.</li> <li>- Président du conseil d'administration de VEES - Président du conseil d'administration de VE Service-Ré</li> <li>- Administrateur de Veolia Propreté</li> <li>- Administrateur de Veolia Transport</li> <li>- Membre des conseils de surveillance A&amp;B de Dalkia</li> <li>- Membre du conseil de surveillance de Dalkia France</li> <li>- Membre du conseil de surveillance de EOLFI</li> <li>- Membre du conseil de surveillance de Compagnie Générale des Eaux <ul style="list-style-type: none"> <li>- Veolia Eau</li> </ul> </li> <li>- Administrateur de Veetra</li> <li>- Administrateur de Veolia PPP Finance</li> <li>- Président de Veolia Environnement Informations et Technologies</li> <li>- Director de Veolia Environnement North America Operations</li> <li>- Director de Veolia Environmental Services UK</li> <li>- Director de Veolia Environnement UK</li> <li>- Director de Veolia Environmental Services holdings</li> </ul>

Nom Fonction Age Nombre d'actions	Date de première nomination Date de début du mandat actuel Echéance du mandat (Assemblée générale)	Autres mandats ou fonctions exercés mandats exercés au cours des cinq dernières années et expirés (par l'administrateur, ou le cas échéant, par son représentant permanent)
<p><b>Jean-Louis Mathias</b> Administrateur 63 ans  Aucune action au 31/12/2010</p>	<p>26 janvier 2007 14 janvier 2011 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2015</p>	<p><b>Mandats et fonctions en cours (France)</b> - Fonction : Directeur Exécutif Groupe EDF en charge de la coordination des activités France ainsi que des activités IT, gaz et énergies renouvelables - Membre du conseil de surveillance « B » de Dalkia - Président du conseil d'administration d'Electricité de Strasbourg</p> <p><b>Autres et étrangers</b> - Administrateur d'Edison SpA</p> <p><b>Mandats expirés</b> - Directeur général délégué d'EDF - Président du conseil d'administration d'EDEV - Président du conseil d'administration d'EDF Trading</p>

### Direction Générale

Nom Fonction Age 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 EDF EN) Mandats exercés au cours des cinq dernières années et expirés
<p><b>David Corchia</b> Directeur Général 41 ans  326 385 actions au 31/12/2010</p>	<p>18 juillet 2006 1<sup>er</sup> janvier 2010 31 décembre 2012</p>	<p><b>Mandats en cours</b> - Gérant des sociétés civiles familiales NA, PAR, SA</p>
<p><b>Yvon André</b> Directeur Général délégué (France) 60 ans  99 900 actions au 31/12/2010</p>	<p>23 avril 2002 1<sup>er</sup> janvier 2010 31 décembre 2012</p>	<p><b>Mandats en cours</b> - Administrateur d'AlcoGroup (Belgique) - Administrateur C-Power (Belgique) - Administrateur de Finance Consult - Membre du comité de direction de Nexcis</p> <p><b>Mandats expirés</b> - Administrateur de Sallèle Limousis - Membre du Comité de développement de Total Energie</p>
<p><b>Christophe Geffray</b> Directeur Général délégué (Industrie) 53 ans  2913 actions au 31/12/2010</p>	<p>31 août 2006 1<sup>er</sup> janvier 2010 31 décembre 2012</p>	<p><b>Mandats en cours</b> - Membre du Comité technique de géothermie Bouillante SA</p> <p><b>Mandats expirés</b> - Administrateur de géothermie Bouillante SA (Guadeloupe) - Membre du Comité de Surveillance d'ECK (Pologne)</p>

<p>Nom Fonction Age Nombre d'actions</p>	<p>Date de première nomination Date de début du mandat actuel Date d'échéance du mandat</p>	<p>Autres mandats ou fonctions exercées (hors groupe EDF EN) Mandats exercés au cours des cinq dernières années et expirés</p>
<p><b>Olivier Paquier</b> Directeur Général délégué (Energies réparties) 46 ans  Aucune action</p>	<p>1<sup>er</sup> octobre 2009 1<sup>er</sup> janvier 2010 31 décembre 2012</p>	<p><b>Mandats en cours</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Administrateur de la société PV Alliance</li> <li>- Administrateur de NEXCIS SAS</li> <li>- Membre du Comité de Direction d'Apollon Solar SAS</li> <li>- Administrateur de SOLEPI</li> <li>- Président et administrateur de Tenesol</li> </ul> <p><b>Mandats expirés</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Administrateur de SAPAR FINANCE SA</li> <li>- Président du conseil d'administration et directeur général de la Société C13</li> <li>- Directeur général et chef de file de la Société C3 SA</li> <li>- Administrateur de la Société C14 SA</li> <li>- Administrateur de la Société C15 SA</li> <li>- Président du conseil d'administration et directeur général de la Société C9</li> <li>- Président du conseil d'administration et directeur général de la Société C2</li> <li>- Membre du Comité d'orientation d'EDF PEI</li> <li>- Membre du Comité Exécutif de DUNKERQUE LNG</li> <li>- PDG d'ERDF international</li> </ul>

## 6.4 Rémunération des mandataires sociaux non dirigeants de la Société

Les tableaux suivants détaillent le montant de la rémunération versée aux administrateurs de la société par la Société et ses filiales ainsi que par le groupe EDF à la connaissance de la société.

Nom	Mandat	Jetons de présence 2009	Jetons de présence 2010
Société Internationale d'Investissements Financiers, représentée par Catherine Mouratoglou	Administrateur	Néant	Néant
Pâris Mouratoglou	Président du Conseil d'administration	Néant	Néant
Thomas Piquemal	Administrateur	Néant	Néant
EDEV représentée par Olivier Petros	Administrateur	Néant	Néant
Pierre Richard	Administrateur	15 000 € + 25 000 € versés en janvier 2010 <sup>(1)</sup>	15 000 € + 25 000 € versés en janvier 2011 <sup>(1)</sup>
Elie Cohen	Administrateur	15 000 € + 25 000 € versés en janvier 2010 <sup>(1)</sup>	15 000 € + 25 000 € versés en janvier 2011 <sup>(1)</sup>
Stéphane Tortajada	Administrateur	Néant	Néant
Jean Thomazeau	Administrateur	Néant	Néant
Jean-Louis Mathias	Administrateur	Néant	Néant

(1) Montant versé au titre des jetons de présence 2009 et 2010 liés à la participation aux réunions du Conseil d'administration et de ses comités.

La Société n'a pas versé d'autres rémunérations aux administrateurs susvisés.

Le Conseil d'administration a arrêté les principes suivants pour la répartition annuelle des jetons de présence aux seuls administrateurs indépendants pour l'année 2010. Les règles sont dans la limite du montant accordé par l'assemblée :

- 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.

Les rémunérations sont plafonnées à un montant de 40 000 euros pour le montant total de la rémunération à percevoir au titre de chaque exercice pour chacun des administrateurs indépendants.

## 6.5 Rémunération des dirigeants mandataires sociaux de la Société

Les tableaux suivants détaillent le montant de la rémunération versée et les avantages en nature octroyés par la Société et ses filiales au Président du Conseil d'administration, au Directeur Général et aux Directeurs Généraux délégués au cours des exercices clos les 31 décembre 2009 et 2010.

Nom	Type de rémunération	Rémunération brute et avantages en nature 2009	Rémunération brute et avantages en nature 2010
<b>Pâris Mouratoglou</b> Président du Conseil d'administration	Rémunération fixe	200 004 €	200 004 €
	Rémunération variable	0	0
	Avantages en nature	0	0
	<b>TOTAL</b>	<b>200 004 €</b>	<b>200 004 €</b>
<b>David Corchia</b> Directeur Général	Rémunération fixe	399 000 €	438 900 €
	Rémunération variable	225 000 €	260 000 €
	Avantages en nature	16 324 €	16 396 €
	<b>TOTAL</b>	<b>640 324 €</b>	<b>715 296 €</b>
<b>Yvon André</b> Directeur Général délégué	Rémunération fixe	279 000 €	290 000 €
	Rémunération variable	100 000 €	112 000 €
	Avantages en nature	28 151 €	26 290 €
	<b>TOTAL</b>	<b>407 151 €</b>	<b>428 290 €</b>
<b>Christophe Geffray</b> <sup>1</sup> Directeur Général délégué	Rémunération fixe	189 646 €	196 870 €
	Rémunération variable	80 000 €	90 000 €
	Avantages en nature	13 251 €	13 093 €
	<b>TOTAL</b>	<b>282 897 €</b>	<b>299 963 €</b>
<b>Olivier Paquier</b> <sup>2</sup> Directeur Général délégué nommé le 1er octobre 2009	Rémunération fixe	50 000 €	190 025 €
	Rémunération variable	0	23 000
	Avantages en nature	0	3 010
	<b>TOTAL</b>	<b>50 000 €</b>	<b>216 035 €</b>

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,
- la constitution d'un capital d'assurance vie au profit de Christophe Geffray et d'Yvon André.

Pour l'exercice 2010 à verser en 2011, 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 EDF Energies Nouvelles au 31 décembre 2010. Ces critères ont été partiellement atteints pour certains et dépassés pour d'autres. En conséquence, au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2010, il sera versé en mars 2011 aux Directeurs Généraux Délégués les montants suivants : 115 000 euros à Yvon André, 86 000 euros à Christophe Geffray et 80 000 euros à Olivier Paquier. La part de rémunération variable peut varier jusqu'à 120 % du bonus cible qui s'exprime en pourcentage de la rémunération fixe. Concernant le Directeur Général David Corchia, le Conseil fixera le montant de la rémunération variable dans le courant du mois de mars.

Il est rappelé que le Président du Conseil d'administration ne perçoit aucune rémunération variable.

<sup>1</sup> Christophe Geffray est rémunéré au titre de son contrat de travail par la société EDF EN France

<sup>2</sup> Olivier Paquier est rémunéré au titre de son contrat de travail par la société EDF EN depuis le 1er octobre 2009

Pour la rémunération variable concernant l'exercice 2011 à verser en 2012, le Conseil d'administration a défini de nouveaux critères en début d'année 2011.

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. Concernant 2010, les critères ont été atteints et un montant de 160.000 € à verser en 2013 lui est d'ores et déjà acquis.

Il est également rappelé qu'il n'existe aucun régime supplémentaire de retraite pour les dirigeants.

Pour mémoire, Monsieur Christophe Geffray est 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 et rémunéré à ce titre.

## 6.6 Actions gratuites

Le Conseil d'administration agissant dans le cadre de l'autorisation conférée par la 25<sup>ème</sup> résolution de l'Assemblée générale des actionnaires du 26 mai 2010 a adopté le 10 novembre 2010 un plan d'attribution d'actions gratuites aux collaborateurs clés en France incluant les dirigeants mandataires sociaux. Le tableau ci-après indique les attributions dont ont bénéficié les dirigeants mandataires sociaux.

<i>Mandataire</i>	<i>N° et date du plan</i>	<i>Nombre d'actions</i>	<i>Valorisation (norme IFRS 2)</i>	<i>Date d'acquisition</i>	<i>Date de disponibilité</i>	<i>Conditions de performance</i>
<b>David Corchia</b>	Plan N°6 10/11/2010	4 500	130 941 €	12/11/2012	13/11/2014	Oui pour 100%
<b>Yvon André</b>	Plan N°6 10/11/2010	2 500	72 745 €	12/11/2012	13/11/2014	Oui pour 100%
<b>Christophe Geffray</b>	Plan N°6 10/11/2010	2 500	72 745 €	12/11/2012	13/11/2014	Oui pour 100%
<b>Olivier Paquier</b>	Plan N°6 10/11/2010	2 500	72 745 €	12/11/2012	13/11/2014	Oui pour 100%

Ces actions 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 2011 et 2012 d'objectifs opérationnels quantitatifs.

Par ailleurs, dans le cadre du plan d'attribution d'actions à l'ensemble des salariés, ils ont bénéficié chacun de l'attribution de 75 actions supplémentaires sous les mêmes conditions de présence et de performance que les autres salariés.

L'ensemble des actions définitivement acquises au titre des plans 2010 susvisés devront être conservées au minimum pendant 2 ans et 25 % des actions acquises devront être conservées par les Directeurs Généraux délégués jusqu'à la cessation de leurs fonctions et 30 % pour le Directeur Général.

Il a été attribué en 2010 aux 10 salariés EDF Energies Nouvelles non mandataires sociaux et dont le nombre d'actions attribuées gratuitement est le plus élevé un total de 15 200 actions gratuites, soit une valeur de 442 289,60 euros (juste valeur utilisée pour les comptes consolidés du groupe EDF Energies Nouvelles).

#### Plan AGA 2008 - Actions acquises mais indisponibles

En octobre 2008 au titre du plan N°2 d'attribution gratuite d'actions, Monsieur David Corchia s'est vu attribué 3 000 actions gratuites, Monsieur Yvon André et Christophe Geffray 2 000 actions gratuites et Monsieur Christophe Geffray 1 500 actions gratuites. Les conditions de performance posées par le conseil ayant été atteintes et la condition de présence remplie, les actions ont été acquises définitivement en octobre 2010.

Elles resteront cependant indisponibles jusqu'en 2012 et pour 20 % devront être conservées jusqu'à la cessation des fonctions du mandataire.

Par ailleurs, les conditions de performance du premier plan destiné à tous les salariés de filiales françaises détenues à plus de 51 % (plan n°3), décidé en octobre 2008, ayant été atteintes, les actions ont été définitivement acquises pour les salariés remplissant la condition de présence. Il a été proposé aux salariés qui le souhaitent de verser ces actions dans le plan épargne groupe.

Aucune action gratuite n'a été attribuée par une autre société du groupe EDF EN et aucune action n'est devenue disponible.

### **6.7 Engagement de toute nature pris au bénéfice des mandataires sociaux visés à l'article L. 225-102-1 al 3 du Code de Commerce**

#### **Engagement pris au bénéfice de 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 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 vingt-quatre mois de rémunération globale.

Cette convention a été approuvée par l'assemblée générale des actionnaires du 26 mai 2010.

## Engagement pris au bénéfice d'Yvon André Directeur Général délégué (France),

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 bénéficie 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 a été approuvée par l'assemblée générale des actionnaires du 26 mai 2010.

## Indemnité de départ versée à Michel Trousseau

Le Conseil d'administration a demandé en avril 2010 à Monsieur Michel Trousseau, ancien Directeur Général Délégué d'EDF Energies Nouvelles de quitter ses fonctions. Conformément à la décision du Conseil d'administration approuvée par l'assemblée générale des actionnaires de 2010, il a perçu une indemnité d'un montant de 222.500 € correspondant à 9 mois de rémunération globale.

Conformément à la réglementation, ces engagements font l'objet d'une publication sur le site internet de la Société dans la rubrique informations réglementées.

## 6.8 Opérations des dirigeants sur les titres EDF EN

Enfin, sur l'exercice 2010, les opérations suivantes ont été effectuées et ont fait l'objet d'une déclaration par les personnes intéressées conformément aux dispositions de l'article L. 621-18-2 du Code monétaire et financier.

Déclarant	Nature de l'opération	Montant en euros	Prix unitaire (en euros)	Date de l'opération
Yvon André (Directeur Général Délégué)	Cession	96 000	32	21/09/2010
Yvon André (Directeur Général Délégué)	Cession	63 280	31,64	21/12/2010

## 7. Actionnariat et éléments pouvant avoir une incidence en cas d'offre publique

### 7.1 Historique du capital

Date	Nature de l'opération	Capital avant opération (en euros)	Prime d'émission / d'apports	Actions créées ou annulées	Valeur nominale (en €)	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	NA	NA	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
01/12/2006	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	NA	1	1,6	77 568 416	124 109 465,60

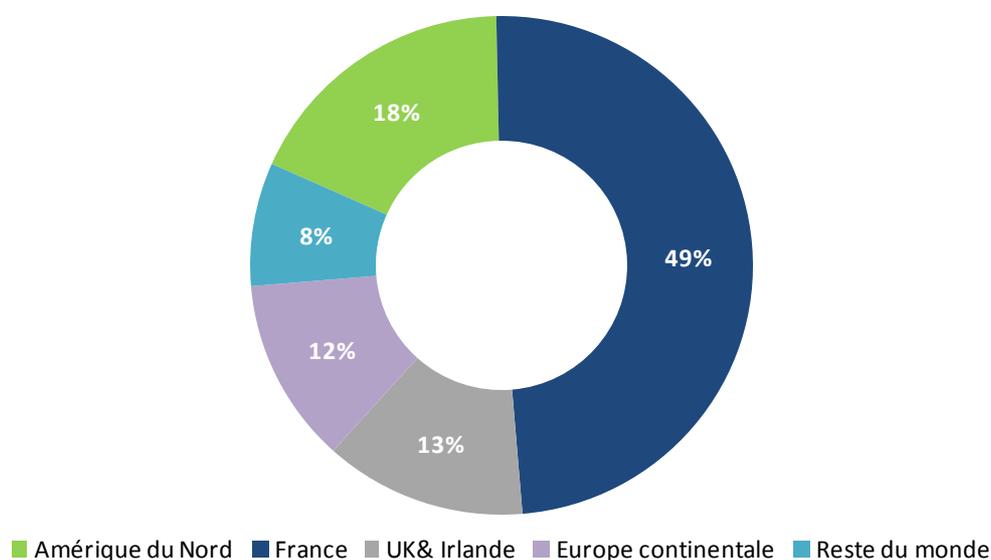
## 7.2 Structure du capital

Au 31 décembre 2010, la répartition du capital de la société est la suivante :

	Actions et droits de vote	% capital et droits de vote
EDF Développement Environnement	38 784 194	50
EDF	12	ns
Administrateurs représentant le groupe EDF <sup>1</sup>	2	ns
<b>Sous total groupe EDF</b>	<b>38 784 208</b>	<b>50</b>
Société Internationale d'Investissements Financiers	18 463 284	23,80
M. Pâris Mouratoglou	1 000 025	1,29
Administrateurs représentant le groupe Mouratoglou <sup>2</sup>	10 810	0,01
<b>Sous total groupe Mouratoglou</b>	<b>19 474 119</b>	<b>25,11</b>
<b>Public (y compris salariés)</b>	<b>19 310 089</b>	<b>24,89</b>
<b>Total</b>	<b>77 568 416</b>	<b>100</b>

Au 31 décembre 2010, le groupe EDF et le groupe Mouratoglou détiennent ensemble 75,11 % du capital et des droits de vote de la Société.

EDF Energies Nouvelles a procédé à l'identification de ses actionnaires en décembre 2010. Sur la base du TPI (titres au porteur identifiables) et des titres au nominatif, les actionnaires institutionnels détiennent 74 % du flottant. La répartition des investisseurs institutionnels par zone géographique est la suivante :



<sup>1</sup> M. Daniel Camus et M. Thomas Piquemal.

<sup>2</sup> Mme Catherine Mouratoglou et M. Jean Thomazeau.

### 7.3 Evolution du cours de Bourse

L'action EDF Energies Nouvelles a reculé de 12,1 % au cours de l'année 2010. Durant la même période, l'indice CAC 40 s'est replié, quant à lui, de 3,3 %.

Le cours de bourse a évolué entre 26,8 euros et 38,5 euros au cours de l'année pour clôturer, le 31 décembre 2010, à 31,66 euros, correspondant à une capitalisation boursière de 2,46 milliards d'euros.

Evolution du cours de l'action en 2010 comparé au CAC 40.



### 7.4 Franchissements de seuil

La Société n'a pas été notifiée de participations prévues par l'article L.233-12 du Code de commerce. A la connaissance de la Société, aucun autre actionnaire que ceux mentionnés au paragraphe « Structure du capital » ne détient plus de 5 % du capital.

### 7.5 Impact en cas d'offre publique (L. 225-100-3)

Conformément aux dispositions de l'article L. 225-100-3 du Code de commerce, les éléments susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique visant les titres de la Société sont décrits ci-après.

Il est rappelé que la structure du capital de la Société est de 50 % pour le groupe EDF, 25,11 % pour le groupe Mouratoglou et 24,89 % pour le public (y compris les salariés). Le groupe EDF et le groupe Mouratoglou ont déclaré agir de concert vis-à-vis de la Société et ont pris l'engagement de s'interdire de procéder, directement ou indirectement, à des acquisitions d'actions ayant pour effet de réduire la part du public dans le capital de la Société à moins de 23,66 %. Cependant, l'engagement de liquidité souscrit par le groupe EDF expirerait dans l'hypothèse où le groupe Mouratoglou viendrait à détenir moins de 10 % du capital de la Société.

### **7.5.1 Restrictions statutaires à l'exercice des droits de vote et aux transferts d'actions**

Les statuts de la Société ne contiennent au 31 décembre 2010 aucune stipulation limitant les transferts d'actions. Sous réserve des stipulations de l'article 13 relatives à la privation des droits de vote en cas de non-respect des obligations relatives aux déclarations de franchissement de seuil (franchissement du seuil de 1 % du capital ou des droits de vote), les statuts ne contiennent pas de restriction à l'exercice des droits de vote.

### **7.5.2 Clauses de convention portées à la connaissance de la Société dont elle a connaissance en application de l'article L. 233-11 du Code de commerce – droits de contrôle spéciaux**

Dans le cadre de l'admission des titres de la Société sur le marché Eurolist d'Euronext, l'Autorité des marchés financiers a été destinataire d'un pacte d'actionnaires et d'une convention concernant la Société, conclus le 17 juillet 2006, entre d'une part, la société EDF et la société EDF Développement Environnement - EDEV (ci-après désignés ensemble le « Groupe EDF ») et d'autre part, M. Pâris Mouratoglou et la société à responsabilité limitée de droit luxembourgeois SIIF - Société Internationale d'Investissements Financiers (ci-après désignés ensemble le « Groupe Mouratoglou »). L'Autorité des marchés financiers a également été destinataire d'un avenant à la convention précitée, conclu le 10 novembre 2006 entre le groupe EDF et le groupe Mouratoglou. Le 11 octobre 2010, les mêmes parties ont signé un nouveau pacte se substituant au pacte susvisé. La décision de l'AMF n° 210C01118, consultable sur son site, décrit les principales stipulations de ces accords et notamment le droit de préférence en cas de transfert de titres consentis au groupe EDF par le groupe Mouratoglou et les options de vente et d'achat consenties en cas de participation du groupe Mouratoglou devenue inférieure à 10 % du capital.

### **7.5.3 Règles applicables à la nomination et au remplacement des membres du Conseil d'administration**

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 sont 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 demeurant 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 étant porté à trois.

Les fonctions de Président du Conseil d'administration et de Directeur Général sont dissociées. M. Pâris Mouratoglou occupe les fonctions de Président du Conseil d'administration et s'engage à renoncer à cette fonction si la participation du groupe Mouratoglou devenait inférieure à 10 % du capital de la Société. Jusqu'à l'expiration du mandat de Président de M. Pâris Mouratoglou, les fonctions de Président du Conseil d'administration demeureront dissociées de celles de Directeur Général. Le Directeur Général est désigné parmi les candidats proposés par le groupe EDF.

#### 7.5.4 Accords prévoyant des indemnités pour les membres du Conseil d'administration ou les salariés, s'ils démissionnent ou sont licenciés sans cause réelle et sérieuse ou si leur emploi prend fin en raison d'une offre publique

Voir le paragraphe 6.7 ci-dessus décrivant les engagements pris au bénéfice de David Corchia et Yvon André.

#### 7.5.5 Pouvoirs du Conseil d'administration, en particulier relatifs à l'émission ou au rachat d'actions

Les délégations de pouvoirs et autorisations d'émettre des actions et autres valeurs mobilières dont bénéficie le Conseil d'administration figurent en annexe 2 du rapport.

L'Assemblée générale du 26 mai 2010 a autorisé, le Conseil d'administration, pour une durée de dix-huit mois, à procéder au rachat de ses propres actions. Les conditions de ces rachats sont décrites dans le descriptif du programme de rachat figurant sur le site internet de la société.

#### 7.5.6 Accords conclus par la société qui sont modifiés ou prennent fin en cas de changement de contrôle de la Société si cette divulgation, hors les cas d'obligation légale de divulgation, portait gravement atteinte à ses intérêts

##### **Contrat de licence de marque**

Dans l'hypothèse où la participation, directe ou indirecte, d'EDF deviendrait inférieure à 35 % du capital ou des droits de vote de la Société, le contrat de licence de marque conclu entre la Société et EDF en date du 30 août 2006 au terme duquel la Société bénéficie du droit d'usage de la marque « EDF Energies Nouvelles » en tant que dénomination sociale serait résilié de plein droit.

##### **Contrats de financement**

Certains financements de la Société prévoient un remboursement anticipé dans l'hypothèse où EDF viendrait à détenir une part de capital et de droits de vote de la Société inférieure à un certain seuil ou en cas de changement de dénomination sociale de la Société.

##### **Contrat de recherche et développement**

La société a conclu le 31 janvier 2008 un contrat cadre visant à organiser la collaboration avec EDF pour les programmes de recherche et développement en matière d'énergies renouvelables. Cette collaboration est organisée autour de programmes de recherche annuels à convenir entre les deux parties. Ce contrat a été conclu pour une durée de trois ans et est actuellement en cours de renégociation.

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.

## Evolution de l'actionariat

La Société bénéficie de l'expérience de M. Mouratoglou, acteur historique des énergies nouvelles, ainsi que de la renommée du groupe EDF et de la force de son implantation nationale et internationale. Dans ce cadre, tout changement de contrôle de la Société par ses principaux actionnaires actuels pourrait avoir un impact défavorable significatif sur la situation financière, les résultats du Groupe ou sur sa capacité à atteindre ses objectifs.

## 8. Salariés et actionariat salariés

### 8.1 Salariés

#### 8.1.2 Effectifs du Groupe

Le tableau ci-dessous présente l'évolution des effectifs du Groupe<sup>1</sup> répartis par zone géographique :

Groupe EDF Energies Nouvelles		
	31/12/2009	31/12/2010
Allemagne	3	176
Bulgarie	76	90
Portugal	29	30
France	329	429
Grèce	38	43
Espagne	35	53
Italie	15	45
Belgique	19	31
Royaume-Uni	17	18
Turquie	31	27
USA	604	668
Canada	20	45
Mexique	-	10
<b>EDF ENERGIES NOUVELLES (hors EDF Energies Nouvelles Réparties)</b>	<b>1 215</b>	<b>1 665</b>
EDF ENR	10	21
EDF ENR Solaire	314	408
Tenesol (50%)	495	537
Supra	373	388
Ribo	32	25
<b>EDF Energies Nouvelles Réparties</b>	<b>1 224</b>	<b>1 379</b>
<b>Total Groupe EDF Energies Nouvelles</b>	<b>2 439</b>	<b>3 043</b>

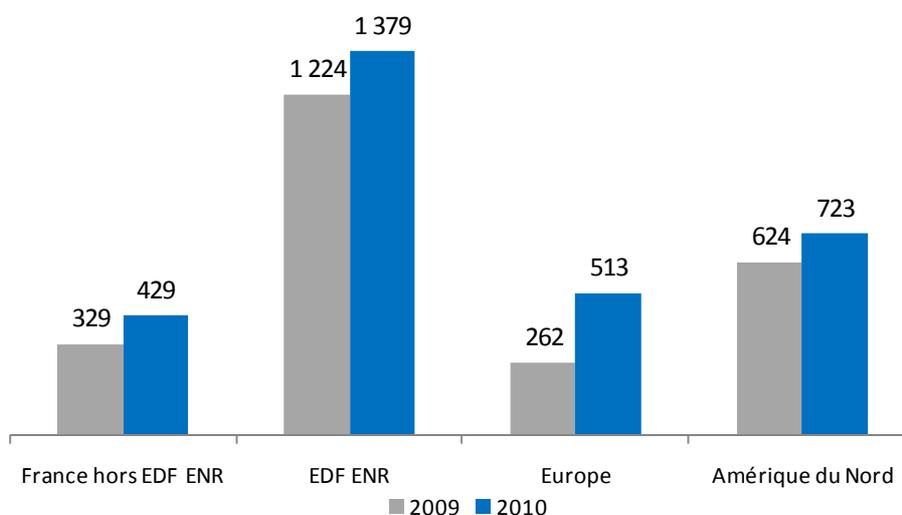
Au 31 décembre 2010, le Groupe compte 3 043 salariés contre 2 439 salariés au 31 décembre 2009, soit une progression de 25 %.

<sup>1</sup> Les effectifs du Groupe comprennent les salariés des sociétés entrant dans le périmètre de consolidation et sont comptabilisés selon les mêmes critères.

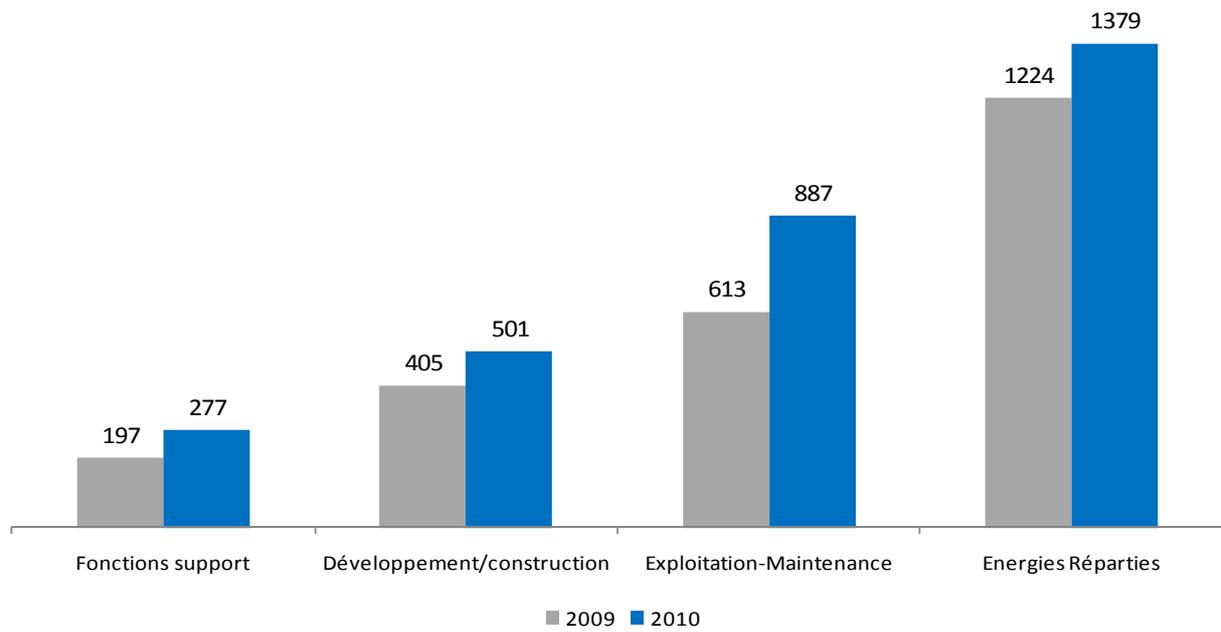
La croissance des effectifs se poursuit en 2010 en France et à l'international ; le Groupe poursuit ainsi sa structuration et renforce ses compétences pour développer, réaliser, assurer l'exploitation et la maintenance des actifs, ainsi que pour commercialiser des offres permettant aux particuliers de devenir producteurs d'électricité, notamment grâce à l'installation de panneaux solaires sur les toitures.

En Allemagne, la croissance importante des effectifs est liée à la consolidation en intégration globale du groupe Allemand Reetec, EDF Energies Nouvelles ayant porté à 72 % sa participation dans cette société au cours du premier semestre 2010. En 2009, Reetec était consolidé en mise en équivalence. Au 31 décembre 2010, le groupe Reetec compte 173 salariés.

### Répartition géographique des effectifs



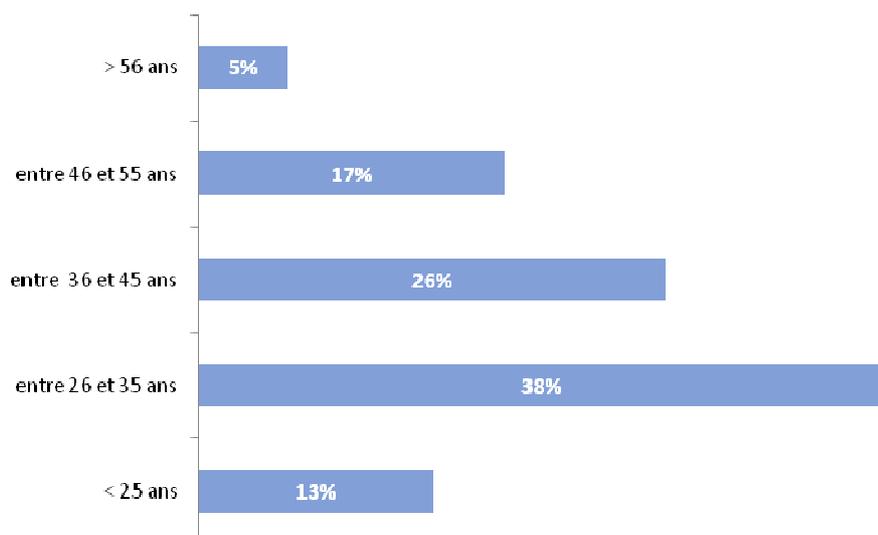
## Réparation des effectifs par métiers



Les principaux indicateurs de données sociales sont présentés ci-après :

	France Hors EDF ENR	EDF ENR	EUROPE	Amérique du Nord	TOTAL
<b>Effectifs</b>					
Effectif fin de période	429	1 379	513	723	<b>3 043</b>
Nombre de cadres	323	320	144	109	<b>896</b>
<i>% de cadres</i>	75%	23%	28%	15%	29%
Nombre de non cadres	105	1 059	369	614	<b>2 147</b>
<i>% de non-cadres</i>	25%	77%	72%	85%	71%
Nombre de CDI	402	1 209	425	723	<b>2 758</b>
<i>% CDI</i>	94%	88%	83%	100%	91%
Nombre de CDD	27	170	88	0	<b>285</b>
<i>%CDD</i>	6%	12%	17%	0%	9%
Nombre d'intérimaires	9	104	0	0	<b>113</b>
<i>% de salariés à temps partiel</i>	4,6%	2%	2%	1%	2%
<b>Santé et sécurité</b>					
Nombre Accidents du travail avec 1 jrs ou plus d'arrêt	4	46	22	16	<b>88</b>
Nombre d'accidents du travail mortel	0	1	0	0	<b>1</b>
Nombre d'hommes	268	1 025	419	577	<b>2 288</b>
<i>% d'hommes / effectif global</i>	62%	74%	82%	80%	75%
Nombre de femmes	161	354	94	146	<b>755</b>
<i>% de femmes / effectif global</i>	38%	26%	18%	20%	25%
Nombre d'hommes cadres	205	246	112	87	<b>650</b>
<i>% d'hommes cadres / total hommes</i>	77%	24%	27%	15%	28%
<i>% d'hommes cadres / total cadres</i>	63%	77%	78%	80%	73%
Nombre de femmes cadres	119	74	31	22	<b>246</b>
<i>% de femmes cadres / total femmes</i>	74%	21%	33%	15%	33%
<i>% de femmes cadres / total cadres</i>	37%	23%	22%	20%	27%
Nombre de salariés handicapés	0	16	0	0	16
<i>% de salariés handicapés</i>	0%	1%	0%	0%	0,5%
<b>FORMATION</b>					
<i>Ratio dépenses de formation sur masse salariale</i>	1,00%	1,25%	1,75%	5,0%	<b>2,3%</b>
Nombre d'heures de formation	4 003	14 661	6 002	17 410	<b>42 076</b>
Nombre de salariés formés	225	998	234	531	<b>1 988</b>
<i>% de salariés formés</i>	52%	72%	46%	73%	65%
<b>Insertion et formation des jeunes</b>					
Nombre d'apprentis et contrat d'apprentissage	5,5	22	NA	NA	<b>28</b>
Nombre de stagiaires	53	37	7	0	<b>97</b>
<b>EMPLOI</b>					
Recrutements	140	524	131	217	1 012
Autres Arrivées	15	13	185	0	213
<b>TOTAL ARRIVEES</b>	<b>155</b>	<b>537</b>	<b>316</b>	<b>217</b>	<b>1 225</b>
Départs en retraite	0	3	0	0	3
Démissions	19	80	38	104	240
Licenciements	0	67	11	14	92
Autres départs	31	233	22	0	286
<b>TOTAL DEPARTS</b>	<b>50</b>	<b>383</b>	<b>71</b>	<b>118</b>	<b>621</b>

## Pyramide des âges Au 31 décembre 2010



Les charges de personnel du Groupe ont représenté au cours de l'exercice 2010 un montant total de plus de 183 millions d'euros.

### 8.1.2 Le Groupe en France (hors EDF Energies Nouvelles Réparties)

#### **Effectifs**

En France, le Groupe (hors EDF Energies Nouvelles Réparties) compte 429 collaborateurs au 31 décembre 2010, soit une progression de 30 % par rapport au 31 décembre 2009.

La croissance est portée par des équipes jeunes (65 % 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. 77 % des salariés ont le statut de cadre.

#### **Métiers - recrutements**

En France, les recrutements se sont principalement déroulés au cours du premier semestre. Les équipes ont poursuivi leur organisation afin de pouvoir répondre aux enjeux du Groupe, notamment dans la filière photovoltaïque.

EDF Energies Nouvelles a ainsi embauché en France plus de 120 personnes dans les métiers suivants :

- **Développement/Construction de projets** : les équipes se sont étoffées (+ 34 %) pour poursuivre la croissance de l'activité du Groupe dans l'éolien ainsi que dans le solaire photovoltaïque au sol et intégré au bâti. Elles ont développé un réel savoir-faire au niveau des études techniques et financières, de l'analyse des aspects environnementaux, du potentiel éolien/solaire, de la négociation des contrats de vente d'électricité, du montage des projets de construction et de suivi de chantier éoliens et solaires (au sol et intégré au bâti).
- **Les fonctions Support** : elles se sont renforcées (+ 27 %) pour accompagner les opérationnels et la croissance du Groupe en France et à l'international.
- **Exploitation et Maintenance des actifs** : les équipes se sont renforcées (+ 25 %). Les recrutements concernent :
  - des techniciens dont les compétences sont axées sur des activités opérationnelles de terrain. La maintenance et l'entretien des centrales offrent, au sein du Groupe, d'importantes perspectives de recrutement d'une main d'œuvre locale ; en 2010, trois nouveaux centres régionaux de maintenance ont été ouverts.

- 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.

Les équipes Exploitation et Maintenance ont créé un réseau avec l'ensemble des entités Exploitation et Maintenance du Groupe (enXco, Reetec, EDF ENR Solaire, ...) visant à partager les savoir-faire, les retours d'expérience et à renforcer les liens entre les sociétés du Groupe. Des programmes d'échanges ont ainsi eu lieu entre techniciens français et américains.

Enfin, 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 de toitures photovoltaïques, a également renforcé ses équipes en recrutant des techniciens et des conducteurs de travaux.

Au 31 décembre 2010, la Société comptait 35 salariés (*les effectifs sont comptabilisés à 50 % selon les critères consolidation du Groupe*).

### **Sécurité**

La démarche Hygiène Sécurité Environnement (HSE) au sein des sociétés françaises se poursuit, centrée sur 2 préoccupations :

- la garantie de la sécurité des salariés exposés au risque électrique, au travail en hauteur (éoliennes, toitures), et intervenant sur des chantiers ou des installations de production (espace confiné, consignation, produits chimiques, ...). Tous les salariés concernés reçoivent une formation sur les sujets de sécurité (sauveteur-secouriste du travail, habilitation électrique, travail en hauteur...)
- le respect de l'environnement, en veillant à limiter l'impact des activités sur l'environnement.

Les équipes Exploitation et Maintenance assurent des études d'impact sécurité et environnementales sur les actifs en exploitation, un contrôle permanent des écarts HSE par rapport aux standards établis, un contrôle des plans de prévention des intervenants et un suivi des risques majeurs.

### **Formation**

La formation au sein des sociétés françaises du Groupe se développe autour de trois objectifs :

- La 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 d'évacuation d'une victime travaillant sur une éolienne ainsi que des formations donnant les autorisations de conduite des nacelles et des chariots élévateurs pour travailler sur les toitures. En 2010, toutes les équipes techniques ont été formées de manière à assurer leur sécurité sur les sites.
- La sensibilisation environnementale (bruit, aspects visuels, gestion de chantier...) avec des actions qui s'inscrivent dans le système de management environnemental,
- Le perfectionnement et l'acquisition de nouvelles connaissances dans des métiers innovants et sur des problématiques nouvelles (l'off-shore, les solutions techniques de systèmes photovoltaïques intégrées au bâti,..)

Outre les actions de formations réalisées en externe, le Groupe a développé des programmes de formations internes : une trentaine de journées ont été organisées permettant un échange sur les bonnes pratiques, un partage des savoir-faire et des connaissances autour des experts du Groupe.

Par ailleurs, le centre d'Exploitation et Maintenance de Colombiers a ouvert, en mai 2010, son centre de formation dédié aux métiers de l'Exploitation et Maintenance et a lancé un programme de formation élaboré en partenariat avec enXco et Reetec pour les personnels européens d'Exploitation et de Maintenance. Cette formation doit permettre au Groupe de déployer, en Europe, l'activité Exploitation et Maintenance en donnant à tous les acteurs du groupe EDF Energies Nouvelles une culture commune et une maîtrise des risques liées à l'intervention sur les sites.

### 8.1.3 EDF Energies Nouvelles Réparties

En 2010, le Groupe a continué de renforcer sa présence dans le domaine des énergies renouvelables réparties. Cette activité a contribué au cours des deux dernières années à la création de plusieurs centaines d'emplois.

L'effectif de la Société EDF Energies Nouvelles Réparties SA est de 21 salariés.

Les sociétés EDF ENR Solaire, Tenesol, Supra, Ribo portent l'essentiel des effectifs de cette branche d'activité.

La croissance des effectifs d'EDF Energies Nouvelles Réparties a été importante dans l'activité d'installations de systèmes photovoltaïques pour les particuliers et les petites toitures industrielles (EDF ENR solaire) ainsi que dans la vente de modules et systèmes solaires par le groupe Tenesol en Europe. En revanche, les activités de ventes de pompes à chaleur (Ribo) et d'appareils à chauffage à bois (Supra), qui ne constituent pas un axe de développement pour EDF Energies Nouvelles, ont souffert de la conjoncture économique et des réductions/suppressions de crédit d'impôts.

- Les effectifs de la Société **EDF ENR Solaire** ont progressé de 30 % en 2010, soit un total de 408 salariés, au 31 décembre 2010, répartis dans les différentes régions françaises. EDF ENR Solaire a recruté 181 nouveaux salariés (dont 75 VRP).

En 2010, l'accent a été porté sur la sécurité (la moitié du plan de formation a été dédiée à cet axe). Plusieurs actions ont été entreprises dans le but d'une part de sensibiliser les techniciens aux risques électriques et au travail en hauteur, et d'autre part de mieux maîtriser le risque amiante sur les chantiers ainsi que le risque routier pour les équipes commerciales.

- **Tenesol**, consolidée à 50 % par le Groupe, est investi dans plusieurs métiers intégrant l'ensemble de la chaîne de valeurs de la filière photovoltaïque. La Société compte 1 073 salariés au 31 décembre 2010 (comprenant les filiales de Tenesol entrant dans le périmètre de sa propre consolidation).

En 2010, Tenesol SA a poursuivi une politique de recrutement, principalement dans les métiers suivants :

- Commerce, projets et travaux, afin d'accompagner la croissance de l'activité
- Management intermédiaire et fonctions support (RH, Finance, Achats, etc.), afin de structurer la société.

Ces recrutements ont concerné la France, afin de consolider sa forte croissance des dernières années, ainsi que les filiales Export et Europe.

Les formations sur la sécurité tiennent une place prépondérante au sein du Groupe Tenesol. Des documents de référence au niveau du Groupe ont été créés pour identifier les risques métiers spécifiques. Des sessions de sensibilisation du personnel aux risques métiers sont organisées avec un focus sur le risque routier. Tenesol a maintenu la certification OHSAS 18001 de son usine de production Tenesol Technologies et a mis en place cette certification pour Tenesol Manufacturing.

- La Société **Supra** compte 388 salariés au 31 décembre 2010. Le périmètre a été étendu en raison de l'intégration du personnel des sociétés Feu Style et Biomee. Les principaux recrutements ont porté sur les métiers de la R&D et de la commercialisation des produits.

Supra poursuit ses actions de formation en matière de sécurité des salariés, complétées par des actions de communication sur la sécurité à destination de l'ensemble des salariés et de sensibilisation aux risques liés au bruit.

- Au 31 décembre 2010, l'effectif de la Société **RIBO** est de 25 salariés. L'arrêt de l'activité de ventes B2C a entraîné plusieurs départs.

#### 8.1.4 Le Groupe à l'international

##### **Europe**

L'effectif des filiales européennes, à périmètre constant, croît de 30 %. Au décembre 2010, il s'élève à 513 collaborateurs. Le Groupe est présent en Angleterre, en Allemagne, en Belgique, en Bulgarie, en Espagne, en Grèce, en Italie, au Portugal et en Turquie.

La croissance a été particulièrement forte en Italie, en raison principalement du développement de la filière photovoltaïque. Les nouvelles embauches sont venues renforcer, tant la structure Corporate, que la structure Ingénierie et Technique (avec, notamment, le développement de la fonction Asset Management). Des embauches ont également été réalisées pour assurer le gardiennage et les activités de maintenance des parcs éoliens. Les principales filiales européennes ont recours à des ressources de main d'œuvre locales proches des installations.

La société belge, Verdesis, est également en croissance rapide. En 2010, le nombre de salariés a augmenté de 63 % passant de 19 à 31 personnes.

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 lourde...) compte 173 salariés, répartis entre l'Allemagne (100 personnes), la France (25 personnes) et le Portugal (95 personnes)<sup>1</sup>.

Les équipes françaises d'Exploitation et Maintenance se sont appuyées depuis 2 ans sur le personnel de Reetec, pour assurer des activités de maintenance et développer le savoir-faire en Exploitation-Maintenance. Une équipe Reetec s'installera à la fin du premier trimestre 2011 à Colombiers, à côté du Centre d'Exploitation Corporate des équipes Exploitation et Maintenance d'EDF Energies Nouvelles.

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 et mis en place des dispositifs visant à être conformes aux exigences de la réglementation locale.

Les filiales turques et REETEC GmbH sont certifiées ISO 18001 OHSAS.

##### **Amérique du Nord**

En Amérique du Nord, le Groupe est présent aux Etats-Unis, au Canada et au Mexique.

Aux Etats-Unis, les effectifs d'enXco s'élèvent à 668 personnes.

Les équipes Exploitation et Maintenance représentent 62 % des effectifs, les équipes en charge du développement et la construction des projets 25 %.

enXco poursuit ses actions destinées à renforcer la sécurité de ses collaborateurs et dispose ainsi d'un taux d'accidents du travail particulièrement bas.

Le Canada a enregistré une croissance importante de ses effectifs, portée par le développement des activités éoliennes et solaires photovoltaïques. Les équipes sont constituées, d'une part, de développeurs de projets éoliens au sein de la société québécoise 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.

Au Mexique, la filiale est dotée d'un personnel dédié à l'exploitation et la maintenance du parc éolien de La Ventosa. La filiale mexicaine compte 10 salariés.

EDF EN Canada et EDF EN Servicios Mexico bénéficient du support des équipes américaines d'enXco (transfert temporaire de personnel, des bonnes pratiques, notamment en matière de sécurité...)

---

<sup>1</sup> Reetec Portugal est consolidée à 50 %. Les effectifs des sociétés du groupe Reetec sont consolidés sous Reetec Allemagne.

### 8.1.5 La Mobilité

Le Groupe encourage la mobilité et connaît des exemples réussis d'expatriation, notamment en Angleterre, en Italie, en Grèce et aux Etats-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 favorise également la 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 en Turquie et en Italie).

### 8.1.6 Fidélisation

Pour soutenir sa croissance et atteindre ses objectifs, EDF Energies Nouvelles s'attache à motiver et à fidéliser ses collaborateurs ainsi qu'à attirer de nouveaux talents.

Dans cet objectif, le Groupe a mis en place fin 2010, pour la quatrième année consécutive un plan d'attribution d'actions gratuites pour ses collaborateurs clés en France et dans ses filiales. Il a également décidé de mettre en place un second plan d'attribution d'actions gratuites à l'ensemble des salariés France des filiales détenues à plus de 51 %.

#### **Plan d'attribution d'actions gratuites EDF Energies Nouvelles en 2010**

Le Conseil d'Administration du 10 novembre 2010 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 2012 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 conditions) 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 (Etats-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 2012 et novembre 2013, est également soumis à des conditions de présence et de performances collectives.

#### **Participation et intéressement - France**

En France, dans le cadre de l'Unité Economique et Sociale (UES) mise en place entre EDF Energies Nouvelles, EDF EN France, EDF EN Services, EDF EN Développement et EDF EN Outre Mer en 2009, un accord de participation a été signé fin 2009. En 2010, un accord d'intéressement a été conclu pour 3 ans à compter de 2011.

## **8.2 Actionnariat salarié**

A la connaissance de la Société, le montant de la participation des salariés au capital social de la Société au 31 décembre 2010 au sens de l'article L. 225-102 du Code de Commerce était de 0.158 % (122.700 actions provenant du plan d'épargne groupe et des actions gratuites indisponibles).

## 9. Informations relatives à EDF Energies Nouvelles S.A

### 9.1 Comptes sociaux

#### 9.1.1 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires d'EDF Energies Nouvelles S.A, société holding du groupe EDF Energies Nouvelles, s'élève à 30,9 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 31,9 millions d'euros au 31 décembre 2009.

Le chiffre d'affaires est composé principalement de prestations fournies ou refacturées aux filiales du Groupe (ex : garanties données par la société à des établissements financiers pour le compte des filiales, honoraires CAC, honoraires R&D refacturés, sous-location de baux) et de managements fees. La diminution du chiffre d'affaires par rapport à l'année précédente est liée notamment à la réduction des garanties données.

#### 9.1.2 Résultats

- Le résultat d'exploitation 2010 est négatif de (9) millions d'euros contre (4,9) millions d'euros l'an passé. Cette évolution provient notamment de l'élargissement du périmètre d'activité de la société, de l'absence de reprise de provisions ainsi que de la réduction des garanties données.
- Agissant comme holding de tête du Groupe, le 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 S.A. est un produit de 47,9 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 28,9 millions d'euros au 31 décembre 2009, soit une augmentation de 19 millions d'euros. En effet, la société ayant opté pour le régime de la comptabilité dite « de couverture » (comparable aux normes comptables internationales) enregistre dorénavant l'ensemble des résultats de change qu'ils soient positifs ou négatifs.
- Le résultat exceptionnel s'élève à (0,4) million d'euros au 31 décembre 2010 contre 4,6 millions d'euros au 31 décembre 2009. En 2009, il correspondait notamment à la cession partielle (2,5 %) des titres de participation détenus dans la société C-Power (éolien off-shore). En 2010, EDF EN n'a procédé à aucune opération exceptionnelle.
- Le résultat net de l'exercice est donc un bénéfice de 38,1 millions d'euros contre un bénéfice 30,8 millions d'euros sur l'exercice précédent.

#### 9.1.3 Fonds propres et endettement net

Les fonds propres d'EDF Energies Nouvelles SA s'élèvent à 1 235 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 1 226 millions d'euros au 31 décembre 2009. Au 31 décembre 2010, le report à nouveau s'élève à 50,2 millions d'euros et le résultat net à 38,1 millions d'euros.

EDF EN 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.

Pour ces opérations, la maison mère dispose de lignes corporate et de découverts bancaires d'un montant de 2 628 millions d'euros partiellement utilisées, ainsi que d'une trésorerie disponible de 200 millions d'euros.

## 9.2 Evolution des participations

Les principales opérations réalisées en 2010 concernent l'acquisition en Allemagne de 44 % complémentaires de la société REETEC. Cette société était détenue jusqu'au 31 décembre 2009 à hauteur de 28 % et était mise en équivalence. Elle est désormais intégrée globalement à 72 %.

## 9.3 Acquisition par la société de ses propres actions

### 9.3.1 Actions détenues par la Société ou pour son propre compte

Au 31 décembre 2010, la société et ses filiales détiennent 194 035 actions d'autocontrôle soit 0,25 % du capital de la société.

L'Assemblée Générale des actionnaires du 26 mai 2010 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	115 564
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	78 471
Annulation des titres acquis	Néant
<b>Total</b>	<b>194 035</b>

Aucune réallocation des actions à d'autres finalités ou objectifs n'a été réalisée.

### 9.3.2 Contrat de liquidité et autres rachats d'actions propres

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 Entreprises d'Investissement telle qu'approuvée par l'Autorité des marchés financiers par décision du 22 mars 2005. 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.

Au 31 décembre 2010, le compte de liquidité comportait 115 564 titres EDF Energies Nouvelles et un montant disponible de 3 084 807,19 euros.

Sur la totalité de l'exercice 2010, la Société, dans le cadre du contrat de liquidité, a procédé au rachat de 1 117 710 actions à un cours moyen de 32,25 euros de même qu'à la vente de 1 086 801 actions à un cours moyen de 32,30 euros.

Le montant des frais de négociation pour l'année 2010 est de 35.000 euros.

### 9.4 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 31/12/2010 par date d'échéance :

Echéance	Montant des dettes fournisseurs en K€ au 31/12/2010
Paiement à 30 jours	3 936
Paiement entre 30 et 45 jours	7

## 10. Bilan environnemental

De par son activité de producteur d'électricité à partir d'énergies renouvelables (éolien principalement mais également solaire, hydraulique et biomasse), EDF Energies Nouvelles participe activement aux enjeux mondiaux du développement durable tels que le combat contre l'effet de serre ou la sécurisation de l'approvisionnement énergétique.

### 10.1 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 EDF Energies Nouvelles 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 ;
- 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.

## **10.2 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 R&D d'EDF dont les dépenses pour l'année 2010 ont été proches de 3,244 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), 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 (intégration paysagère, mesures compensatoires) 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 2010 une dépense de 5 millions d'euros.

## **10.3 Informations environnementales**

### **10.3.1 Système de Management Environnemental**

Le Système de Management Environnemental mis en place en 2005 pour le métier Eolien 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 juin 2010 lors d'un audit du système de management par l'AFNOR<sup>1</sup> sur les projets en développement, en construction et en exploitation.

Dans un contexte de croissance de ses activités, EDF Energies Nouvelles alloue de plus en plus de ressources à la gestion des enjeux environnementaux. Afin de garantir le respect de ses engagements, deux nouveaux postes dédiés ont été créés en 2010 : un Correspondant Environnemental et un Ingénieur Environnement & Risques Industriels.

### **10.3.2 Répartition des filières et consommation de ressources**

Plus de 98 % de l'électricité produite par EDF Energies Nouvelles est d'origine renouvelable. La production restante (2 %) provient des centrales thermiques alimentées au gaz naturel ou au fioul. EDF Energies Nouvelles limite ainsi l'emploi de combustibles fossiles épuisables.

### **10.3.3 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 2011 avec le développement de la filière éolienne, dont la capacité en construction s'élève à 918 MW bruts au 31/12/2010 (pour 2 922,9 MW installés), mais aussi de la filière photovoltaïque dont la capacité en construction s'élève à 162,4 MWc bruts (pour 267,1 MWc installés).

La conception des nouveaux projets (biomasse et biogaz) se fonde sur la recherche d'un rendement élevé combiné à la protection de l'environnement. En phase de design, une attention particulière est portée au traitement des effluents et fumées ainsi qu'à la réduction des consommations de combustible.

---

<sup>1</sup> 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

## 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;
- 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 2010 et cinq autres mesures sont programmées en 2011.

## 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 (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 ha de milieux naturels sur 15 ans afin de préserver les espèces biologiques de la région.

De nombreuses études environnementales sont actuellement en cours sur des parcs en exploitations ou en développement. Elles concernent par exemple des expérimentations en matière de couverture végétale, ou encore l'implantation et la conservation de l'élevage ovin sur des centrales photovoltaïques.

Les filiales d'EDF Energies Nouvelles en Europe et aux Etats-Unis poursuivent les mêmes objectifs.

**Le Conseil d'administration**

**Paris, le 8 février 2011**

## 11. Annexes

### Annexe 1 – Tableau des résultats des cinq derniers exercices

Résultat des 5 derniers exercices	2 006	2 007	2 008	2 009	2 010
<b>Capital en fin d'exercice</b>					
Capital social	99 287 574	99 287 574	124 109 466	124 109 466	124 109 466
Nombre des actions ordinaires existantes	62 054 734	62 054 734	77 568 416	77 568 416	77 568 416
Nombre des 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</b>					
Chiffre d'affaires hors taxes	14 160 095	14 086 520	20 799 432	31 909 910	30 871 417
Résultat avant impôt, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	9 105 169	80 974 314	65 586 727	48 432 963	18 162 294
Impôt sur les bénéfices	310 553	(74 250)	621 250	2 203 573	(485 157)
Participation des salariés due au titre de l'exercice	-	-	-	-	-
Résultat après impôt, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	(322 237)	57 651 549	34 337 860	30 825 805	38 050 727
Résultat distribué	6 826 020	16 134 231	20 943 472	29 475 998	32 578 735
<b>Résultat par action</b>					
Résultat après impôt, participation des salariés, mais avant dotations aux amortissements et prov.	0,15	1,3	0,85	0,65	0,23
Résultat après impôt, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	(0,01)	0,93	0,44	0,397	0,49
Dividendes attribués à chaque action	0,11	0,26	0,27	0,38	0,42*
<b>Personnel</b>					
Effectif moyen des salariés empl. pendant l'exercice	66	72	76	82	107
Montant de la masse salariale de l'exercice	5 001 966	4 725 543	6 329 226	6 566 193	9 886 731
Montant des sommes versées au titre des avantages sociaux de l'exercice (séc. sociale, oeuvres sociales)	2 683 484	2 280 303	3 229 879	5 656 888	6 954 532

\* Montant du dividende qui sera proposé à l'assemblée générale du 27 mai 2011

## Annexe 2 – Tableau des délégations de pouvoir dans le domaine des augmentations de capital

L'Assemblée générale des actionnaires du 26 mai 2010 a consenti au Conseil d'administration les délégations de compétence et autorisations suivantes :

Délégation de Compétence/Autorisations	Durée de validité	Plafond autorisé en valeur nominale
Réduction de capital par annulation des actions détenues en propre	26 mois (à compter du 26 mai 2010)	10 % du capital de la Société à la date d'annulation
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	26 mois (à compter du 26 mai 2010)	62 500 000 euros <sup>(1)</sup>  (800 000 000 euros pour les titres de créances)
Augmentation de capital avec suppression du droit préférentiel de souscription mais avec délai de priorité 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.	26 mois (à compter du 26 mai 2010)	40 000 000 euros <sup>(1)</sup>  (800 000 000 euros pour les titres de créances)
Autorisation au conseil en cas d'émission avec suppression du droit préférentiel de souscription de fixer le prix d'émission dans les conditions fixées par l'assemblée générale	26 mois (à compter du 26 mai 2010)	Dans la limite de 10 % du capital social par période de 12 mois.
Augmentation du montant des émissions avec maintien ou suppression du droit préférentiel de souscription en cas de demandes excédentaires	26 mois (à compter du 26 mai 2010)	Dans la limite de 15 % de l'émission initiale
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	26 mois (à compter du 26 mai 2010)	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. 3332-18 et suivants du Code du travail	26 mois (à compter du 26 mai 2010)	3 750 000 euros <sup>(1)</sup>
Autorisation d'utiliser les délégations d'augmentation et de réduction du capital social en période d'offre publique visant les titres de la Société	n.a.	n.a.
Augmentation de capital réservée aux salariés dans le cadre d'attribution gratuite d'actions	38 mois (à compter du 26 mai 2010)	1 % du capital social au moment de l'attribution  71.550 actions gratuites attribuées le 10/11/10 (plan n°6)  27.977 actions gratuites attribuées le 10/11/10 (plan n°7)

(1) Ce montant nominal maximal s'impute sur le plafond global des 100 000 000 euros

L'Assemblée générale des actionnaires du 26 mai 2010 a fixé le plafond des augmentations de capital susvisées à 100 000 000 euros. Aucune augmentation de capital n'est intervenue depuis.

Concernant l'autorisation d'augmentation de capital réservée aux salariés dans le cadre d'attribution gratuites d'actions du 30 mai 2007 qui a expiré l'an dernier, il reste en cours d'acquisition - au titre du plan n°4 du 12/11/09 - 64 300 actions gratuites et - au titre du plan n°5 du 12/11/09 - 16 822 actions gratuites.

**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**

**Paris Mouratoglou – Président du Conseil d'administration EDF Energies Nouvelles**

<b>SOCIETES GROUPE France</b>	<b>Mandats ou fonctions</b>	
S.A.R.L. ELECTRIQUE DE L'ATLANTIQUE	Gérant	
S.A.R.L. E R E	Gérant	
S.A. EDF EN OUTRE MER	Président du Conseil d'Administration	
S.A. T E N E S A	Président Directeur général	
S.A.R.L. TREE	Gérant	
SA EDF Energies Nouvelles Réparties	administrateur	
<b>SOCIETES GROUPE ETRANGER</b>	<b>Mandats ou fonctions</b>	<b>Pays</b>
S.A. Recursos Energeticos	Secrétaire du Conseil	Espagne
enXco inc	Administrateur (Président )	USA

**David Corchia – Directeur Général EDF Energies Nouvelles**

<b>SOCIETES GROUPE France</b>	<b>Mandats et fonctions</b>	
S.A. EDF EN France	R.P. EDF Energies Nouvelles S.A., Administrateur	
S.N.C. ELECTRIQUE DE BELLIGNAT	R.P. SIIFELEC S.A.S., Gérant	
S.N.C. ELECTRIQUE DE MULHOUSE	R.P. EDF Energies Nouvelles S.A., Gérant	
S.N.C. EOLIENNE PETIT CANAL N° 2	R.P. EDF Energies Nouvelles S.A., Gérant	
S.N.C. EOLIENNE PETIT CANAL N° 3	R.P. EDF Energies Nouvelles S.A., Gérant	
S.N.C. EOLIENNE PETIT FRANCOIS	R.P. EDF Energies Nouvelles S.A., Gérant	
S.N.C. EOLIENNE SAINTE ROSE	R.P. EDF Energies Nouvelles S.A., Gérant	
S.N.C. HYDROELECTRIQUE DE COUZON	R.P. EDF Energies Nouvelles S.A., Gérant	
S.N.C. HYDROELECTRIQUE DU CANAL ST-LOUIS	R.P. EDF Energies Nouvelles S.A., Gérant	
S.N.C. HYDROELECTRIQUE DU CARBET AMONT	R.P. EDF Energies Nouvelles S.A., Gérant	
S.A.S. SIIFELEC	R.P. EDF Energies Nouvelles S.A., Président	
S.A. VIA NOVA	R.P. SIIFELEC S.A.S., Administrateur	
S.A. ENERGIES ASCO	R.P. SIIFELEC S.A.S., Administrateur	
S.A.S. TAC MARTINIQUE	R.P. EDF Energies Nouvelles S.A., Président	
S.A. TENESA	R.P. EDF Energies Nouvelles, Administrateur	
S.A.S. EDF EN Développement	R.P. EDF Energies Nouvelles, Président	
S.A.S. SIIF Energies Bulgarie	R.P. EDF EN, Présidente de SIIFELEC, Président	
SA EDF Energies Nouvelles Reparties	Administrateur	
<b>SOCIETES GROUPE ETRANGER</b>	<b>Mandats ou fonctions</b>	<b>Pays</b>
enXco Inc	Administrateur	USA
enXco Service Corporation (Canada)	Administrateur	Canada

## Yvon André – Directeur Général Délégué EDF Energies Nouvelles

SOCIETES GROUPE FRANCE	Mandats ou fonctions	
Sa EDF EN Outre Mer	Administrateur	
Sa EDF EN France	Président Directeur Général	
Sasu Du Parc Eolien du Chemin d'Ablis	R.P. EDF EN France S.A., Présidente	
Sasu Parc Eolien des Barthes	R.P. EDF EN France S.A., Présidente	
Sasu Surya Solaire	R.P. EDF EN France S.A., Présidente	
Sasu Parc Eolien de la Fosse Crière	R.P. EDF EN France S.A., Présidente	
Sas Parc Eolien de Bassure de Baas	Président	
Sasu Parc Eolien de la Banche	R.P. EDF EN France S.A., Présidente	
Sasu Parc Eolien de Pont d'Yeu	R.P. EDF EN France S.A., Présidente	
Sas Parc Eolien de Villesèque	R.P. EDF EN France S.A., Présidente	
Sas Parc Eolien de Fiennes	R.P. EDF EN France S.A., Gérante	
Sas Parc Eolien de Luc sur Orbieu	R.P. EDF EN France S.A., Présidente	
Snc Parc Eolien de la Conque	R.P. EDF EN France S.A., Gérante	
Sas Parc Eolien de Castanet le Haut	R.P. EDF EN France S.A., Présidente	
Snc Parc Eolien Des Polders Du Dain	R.P. EDF EN France S.A., Gérante	
Snc Parc Eolien d'Oupia	R.P. EDF EN France S.A., Gérante	
Snc Parc Eolien du Pays de la Côte de Jade	R.P. EDF EN France S.A., Gérante	
Sa Energies Asco	Administrateur & Directeur Général Délégué	
Sa T E N E S A	R.P. EDF EN France S.A., Administrateur	
Sa Via Nova	Administrateur & Directeur Général Délégué	
Sas Lou Paou	R.P. EDF EN France S.A., Présidente	
Sa EDF EN Services	Administrateur	
Sas Ardèche Energies Nouvelles	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Solaire Participations	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu EDF EN Développement	R.P. EDF Energies Nouvelles, Présidente	
Sasu SIIF Energies Bulgarie	R.P. EDF EN, Présidente de SIIFELEC, Présidente	
Sasu Aquisun	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Solaire de Linguizetta	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Narbonne	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sacu Centrale Solaire de Peretto	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Solaire de la Désirade	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Solaire d'Acqua Di l'Asino	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Solaire de Romenay (ex Vix Sottano)	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parcs Eoliens de Neuvy et Villars	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Noréole	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Ecosolaire (ex Biomasse Energie Artenay)	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque du Breuil sous Argeton (ex Agrisol)	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien de la vallée de l'Hérault (ex Agrisol)	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrales Photovoltaïques Toitures n°1 (ex Blavozy)	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien d'Allanche	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien de Blandy	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sas Parc Eolien de Cabreirens	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien de Cambouisset	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien de Fontfroide	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sas Parc Eolien de Grendelbruch	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien de Marcelcave	R.P. EDF EN France, Présidente	

Sasu Parc Eolien de Patrimonio	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque des Trois Domaines (ex Parc Eolien de Planchevilliers)	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sas Parc Eolien de Puech Nègre	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien de Rochessauve Alissas	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sas Parc Eolien de Salles Curan	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque Pierrefitte 1 (ex Parc Eolien de Vesly)	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sas Parc Eolien de Veulettes	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien Mas de Naï	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Cazalis (ex du Nord Perpignanais)	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Themis	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrales Photovoltaïques de Lugat (ex du Sisteronnais)	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrales Photovoltaïques de Marsillargues	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrales Photovoltaïques du Gabardan	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de la Fito	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque SFP EDF de Sainte-Tulle	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Blauvac	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Solaire de Curtina	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Solaire de Pantanaja	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Distriport Fos	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Solaire de Niellone	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Bouloc	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Saint-Maximin	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Boissières	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Daumazin sur Arize	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Signes	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Valensole	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque des Salins	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien des Portes de Champagne	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Solen	Gérant	
Sasu Centrale Photovoltaïque d'Aramon	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque d'Auzainvilliers 1	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque d'Auzainvilliers 2	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque d'Avon les Roches	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Beguey	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Berroule	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Calissanne	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Conches sur Ouche	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Conques sur Orbiel	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Aslonnes 2 (ex Courlans)	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Cournonsec	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Decize	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Estounac Bielh	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Fresnay l'Evêque	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Garons	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Goulien	R.P. EDF EN France, Présidente	

Sasu Centrale Photovoltaïque de Pierrefitte 2 ( ex Gros-Jacques)	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Bure (ex la Llagonne)	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de la Lucate	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Labouheyre	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Lagofun	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Lassicourt 1	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Lassicourt 2	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Lesperon	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Lieusaint	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Matheysin	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Vendéopôle 2 (ex Melve)	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Meze	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Montendre-Chardes	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Montierchaume	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Mourede	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Nabias 1	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Nabias 2	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Nabias 3	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Parentis en Born	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Romilly sur Seine	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Saint-Chamas	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Saint-Come et Maruejols	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Saint-Marcel sur Aude	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Saint-Martin de Crau	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Saint-Pargoire	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Saint-Pierre Dels Forcats	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Saint-Julien	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Sées	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Seysses	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Sillars	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Sore	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Sorgues	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Vergeze	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Villeveyrac	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Ychoux	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque des Carretheyres	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque Carretheyres (ex Gras de Perret)	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque des Salins 1	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque des Salins 2	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque des Salins 3	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque des Serres	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque d'Eyguières	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque du Braou	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque du Cambrésis	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque du Cet de Béziers	R.P. EDF EN France, Présidente	

Sasu Centrale Photovoltaïque du Communal de l'Est	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque du Gabardan 1	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque du Gabardan 4	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque du Gabardan 5	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque du Gabardan 6	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque du Gabardan 7	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque du Gabardan 8	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque du Soler	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque du Tube	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque La Cabane de Fabre	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque Lagune de Toret	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque Le Bouluc de Fabre	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Solaire de Montendre	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc d'Energies Renouvelables Catalan	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien de Chalautre La Grande	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien de Conilhac Corbières	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien de la Plaine de l'Orbieu	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien du Bois de Belfays	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien du Bois de Belfays 2	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien du Bois de Belfays 3	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien du Puylobier	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien de la Petite Moure	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien de la Pierre	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien des 3 Frères	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien du Nipleau	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Solar System Marseille	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque d'Artigues	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque d'Aslonnes	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Baraize	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Belis 1	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Belis 2	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Belis 3	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Bousses 1	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Bousses 2	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Calissanne 2	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Cere 1	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Cere 2	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Cere 3	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Cere 4	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Cere 5	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Cestas	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Chaillac	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Crucey 1	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Crucey 2	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Crucey 3	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Ferrières	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Fontgaillarde	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Givet	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de La Lande de Prat	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de la Montane Nord	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de la Montane Sud	R.P. EDF EN France, Présidente	

Sasu Centrale Photovoltaïque de Lanleff	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Lannilis	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Laon-Couvron 1	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Laon-Couvron 2	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Laon-Couvron 3	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Laon-Couvron 4	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Lardier	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Le Boulou	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Le Folgoët	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Lesperon 2	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Lorquin	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Lue 1	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Lue 2	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Lue 3	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Lussan	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Massangis 1	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Massangis 2	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Massangis 3	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Mer	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Mezos 1	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Mezos 2	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Mezos 3	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Mezos 4	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Milhars et Marnaves	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Mirande	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Mison	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Montech	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Mont-Roc	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Moulon de Blé	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Noaillan	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Parentis Aérodrome	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Parentis en Born 2	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Pepere	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Picarreau	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Pompejac	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Rayssac	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Renhars	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Rochefort-sur-Nenon 1	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Rochefort-sur-Nenon 2	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Saint André	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Saint Aubin sur Loire	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Crau et Istres Sulauze	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Saint Paul de Tartas	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Saint Ange	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Sanvignes Les Mines	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Souprosse 1	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Souprosse 2	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Taller 1	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Taller 2	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Toul-Rosières 1	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Toul-Rosières 2	R.P. EDF EN France, Présidente	

Sasu Centrale Photovoltaïque de Toul-Rosières 3	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Toul-Rosières 4	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Vailhauques	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Varen	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Vendéopôle	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque d'Éguzon La Lande	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque des Melettes	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque d'Escource Nord	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque d'Escource Sud	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque d'Oradour Fanais	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque du Parc de la Tronquières	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque du Pays Chaumontais 1	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque du Pays Chaumontais 2	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Ecotoitures Solaires	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Hangars Photovoltaïques 2010	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Hangars Photovoltaïques 2011	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien de Chatillon-en-Dunois	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien du Plat des Graniers	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Photovoltaïque du Morcenais 1	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Photovoltaïque du Morcenais 2	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Photovoltaïque du Morcenais 3	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Photovoltaïque du Morcenais 4	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Photovoltaïque du Morcenais 5	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Photovoltaïque en Terre d'Argence 1	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Photovoltaïque en Terre d'Argence 2	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Photovoltaïque en Terre d'Argence 3	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Photovoltaïque en Terre d'Argence 4	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parking Photovoltaïque du Parc des Expositions de Bordeaux	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sarl Solaire de la Belle de Mai	Gérant	
Sarl Solaire de Toulouse-Garonne	Gérant	
Sasu Solar System Dordogne	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Solar System Gironde	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Solar System Laro	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Solar System Paca	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Solar System Sanouest	R.P. EDF EN France, Présidente	
<b>SOCIETES GROUPE ETRANGER</b>	<b>Mandats et fonctions</b>	<b>Pays</b>
RETD SA	Administrateur	Grèce
Eoliki Eliokastrou	Administrateur	Grèce
S.A. SIIF Energies Ibérica	Président du Conseil	Espagne
S.A. Bioenergia Santamaria	Administrateur	Espagne
S.A. Bioenergia del Poniente	Administrateur	Espagne
Verdesis	Administrateur	Belgique
Eolica da Arada	Administrateur	Portugal
Batliboi enXco pvt Ltd	Director	Inde

### Christophe Geffray – Directeur Général Délégué EDF Energies Nouvelles

<b>SOCIETES GROUPE FRANCE</b>	<b>Mandats ou fonctions</b>
S.A. EDF EN Services	Président Directeur Général
S.A.S. EDF EN Développement	R.P. EDF Energies Nouvelles, Président
S.A.S. SIIF Energies Bulgarie	R.P. EDF EN, Présidente de SIIFELEC, Président
S.N.C Colsun	Co-gérant

### Olivier Paquier – Directeur Général Délégué EDF Energies Nouvelles

<b>SOCIETES GROUPE FRANCE / ETRANGER</b>	<b>Mandats ou fonctions</b>
S.A. EDF ENR	Président Directeur Général
S.A.S. EDF ENR 1	Président
S.A.S. EDF ENR 2	Président
S.A.S. EDF ENR 3	Président Directeur Général
S.A.S. EDF ENR 4	Président Directeur Général
SAS Photon Power Technologies	Président
S.A. SUPRA	Président du Conseil et administrateur
EDF ENR SOLAIRE	Administrateur
PHOTON POWER INDUSTRIES	Président
EDF ENR SOLARE SRL	Administrateur (Italie)
S.A. RIBO	Président du Conseil et administrateur



# ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2010

ÉTABLIS CONFORMEMENT AUX NORMES INTERNATIONALES

En application du règlement européen 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 2010 ont été établis conformément au référentiel IFRS tel qu'adopté par l'Union Européenne à cette date. Les textes sont consultables sur le site suivant : [http://ec.europa.eu/internal\\_market/accounting/ias/index\\_fr.htm](http://ec.europa.eu/internal_market/accounting/ias/index_fr.htm).

Conformément à l'article 28-1 du Règlement (CE) n° 809/2004 de la Commission européenne du 29 avril 2004, les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice 2009 et l'exercice 2008 sont incorporés par référence.

## Compte de résultat consolidé

<i>(en milliers d'euros)</i>	NOTE	31/12/2010	31/12/2009
Chiffre d'affaires		1 573 293	1 173 077
Achats consommés et autres achats		(403 121)	(415 569)
Charges de personnel	6.1	(183 485)	(128 072)
Charges externes		(516 013)	(322 072)
Impôts et taxes		(25 379)	(20 188)
Autres charges opérationnelles	5	(125 859)	(42 215)
Autres produits opérationnels	5	172 334	104 104
Dotations nettes aux amortissements et provisions		(183 630)	(118 240)
Pertes de valeur	10	(20 708)	(697)
<b>Résultat opérationnel</b>		<b>287 432</b>	<b>230 128</b>
Coût de l'endettement financier net	7.1	(121 574)	(80 877)
Autres charges et produits financiers	7.2	(19 346)	(23 141)
<b>Résultat financier</b>		<b>(140 920)</b>	<b>(104 018)</b>
<b>RESULTAT AVANT IMPOT DES SOCIETES INTEGREES</b>		<b>146 512</b>	<b>126 110</b>
Impôts sur les résultats	8.1	(61 373)	(21 390)
Quote part de résultat net des sociétés mises en équivalence	13	460	(194)
<b>RESULTAT NET CONSOLIDE</b>		<b>85 599</b>	<b>104 526</b>
Dont part du groupe		106 075	97 946
Dont part des minoritaires		(20 476)	6 580
Résultat net consolidé par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires (RNPG) en €			
- de base	9	1,37	1,27
- dilué	9	1,37	1,27

## Résultat Global Consolidé

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.

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2010	31/12/2009
<b>Résultat net consolidé</b>	<b>85 599</b>	<b>104 526</b>
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente	(4 028)	1 713
Variation de juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(31 594)	(15 525)
Différences de conversion	25 748	(5 403)
Autres	2 460	503
<b>Autres éléments du résultat global (passés en capitaux propres et nets d'impôts) (1)</b>	<b>(7 414)</b>	<b>(18 712)</b>
<b>Résultat global consolidé</b>	<b>78 185</b>	<b>85 814</b>
dont résultat global part du groupe	100 166	78 354
dont résultat global part des minoritaires	(21 981)	7 460

(1) Les effets d'impôts liés à ces « autres éléments de résultat global » sont présentés dans la note 8.2 - *Charge d'impôts*

## Bilan consolidé

<b>ACTIF</b> <i>(en milliers d'euros)</i>	<b>NOTE</b>	<b>31/12/2010</b>	<b>31/12/2009</b>
Goodwill	10	116 796	116 272
Autres immobilisations incorporelles	11	27 941	19 191
Immobilisations corporelles	12	4 743 479	3 593 666
Titres mis en équivalence	13	56 000	34 867
Actifs financiers non courants	14.1	120 813	104 849
Autres débiteurs	17.3	185 825	200 315
Impôts différés	24.1	54 128	49 884
<b>Actifs non courants</b>		<b>5 304 982</b>	<b>4 119 044</b>
Stocks et en cours	17.2	313 734	584 210
Créances clients	17.1	622 087	374 014
Actifs financiers courants	14.1	273 279	267 187
Autres débiteurs	17.3	301 618	314 377
Trésorerie et équivalents trésorerie	18	370 727	466 285
<b>Actifs courants</b>		<b>1 881 445</b>	<b>2 006 073</b>
<b>Total de l'actif</b>		<b>7 186 427</b>	<b>6 125 117</b>

<b>PASSIF</b> <i>(en milliers d'euros)</i>	<b>NOTE</b>	<b>31/12/2010</b>	<b>31/12/2009</b>
Capital	20	124 109	124 109
Réserves et résultats consolidés		1 251 339	1 185 712
<b>Capitaux propres - Part du groupe</b>		<b>1 375 448</b>	<b>1 309 821</b>
Intérêts minoritaires		230 953	262 647
<b>Capitaux propres</b>		<b>1 606 401</b>	<b>1 572 468</b>
Provisions pour avantages du personnel	25	2 672	2 207
Autres provisions	25	33 269	17 758
<b>Provisions non courantes</b>		<b>35 941</b>	<b>19 965</b>
Passifs financiers non courants (1)	21.1	3 733 987	2 765 292
Autres créditeurs	17.4	429 617	401 825
Impôts différés	24.1	149 565	111 310
<b>Passifs non courants</b>		<b>4 313 169</b>	<b>3 278 427</b>
Provisions	25	6 880	6 256
Fournisseurs et comptes rattachés	17.1	229 798	230 242
Passifs financiers courants (1)	21.1	576 600	711 109
Dettes d'impôt courant	17.4	10 927	13 509
Autres créditeurs	17.4	406 711	293 141
<b>Passifs courants</b>		<b>1 230 916</b>	<b>1 254 257</b>
<b>Total du passif</b>		<b>7 186 427</b>	<b>6 125 117</b>

(1) Le Groupe a revu le classement de ses passifs afin de tenir compte de l'échéance contractuelle des lignes de crédit à la place de l'échéance des tirages ainsi que la nature des Emprunts auprès d'établissement de crédit. Ces changements de présentation se sont traduits au bilan du 31 décembre 2009 par un reclassement de 605 millions d'euros des « Passifs financiers courants » vers les « Passifs financiers non courants » et par un reclassement des dettes vis-à-vis des succursales financières d'EDF de 640 millions d'euros des « Autres dettes financières » vers les « Emprunts auprès d'établissements de crédit ».

## Tableau consolidé des flux de trésorerie

<i>(en milliers d'euros)</i>	NOTE	31/12/2010	31/12/2009
Résultat net consolidé des sociétés intégrées		85 599	104 526
- Elimination de la quote-part dans les résultats des sociétés mises en équivalence		(460)	194
- Elimination des amortissements et provisions	27.1	211 004	140 987
- Elimination des gains et pertes latents liés aux variations de juste valeur		(1 146)	(22 795)
- Elimination des résultats de cessions et des pertes ou profits de dilution	27.2	(14 177)	(2 361)
- Elimination des produits de dividendes		(102)	(113)
- charges et produits calculés liés aux paiements en actions		(248)	(4)
- Autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie	27.3	(33 811)	(16 629)
- Elimination de la charge d'impôt	8.1	9 968	17 582
- Elimination de la variation des impôts différés		51 405	4 395
- Incidence de la variation du besoin en fonds de roulement lié à l'activité	17.1	179 204	(192 840)
- Coût de l'endettement financier	7.1	121 574	80 877
<b>Flux de trésorerie générés par l'activité avant impôt et intérêts</b>		<b>608 810</b>	<b>113 819</b>
- Impôts payés		(13 916)	(6 490)
<b>Flux nets de trésorerie générés par l'activité</b>		<b>594 894</b>	<b>107 329</b>
Acquisitions d'immobilisations	27.4	(1 171 397)	(1 277 788)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	27.4	113 261	27 736
Acquisitions d'actifs financiers		(29 357)	(12 363)
Produits de cession d'actifs financiers	27.4	539	3 459
Variations des prêts et avances consentis		(138)	(1 772)
Dividendes reçus		675	468
Incidence des variations de périmètre	27.5	(1 548)	(29 573)
Autres flux liés aux opérations d'investissement		1 272	(1 291)
<b>Flux nets de trésorerie liés aux opérations d'investissement</b>		<b>(1 086 693)</b>	<b>(1 291 124)</b>
Dividendes versés par la société mère		(29 403)	(20 908)
Dividendes versés aux minoritaires		(3 277)	(2 487)
Augmentation (réduction) de capital		-	2 059
Cession (acquisition) nette d'actions propres		943	1 378
Emissions d'emprunts	21.3	2 802 504	1 378 373
Remboursements d'emprunts	21.3	(2 180 655)	(694 125)
Intérêts financiers nets versés		(101 750)	(76 516)
Autres flux liés aux opérations de financement		(101 085)	578 658
<b>Flux nets de trésorerie liés aux opérations de financement</b>		<b>387 277</b>	<b>1 166 432</b>
Incidence des variations de change		9 025	2 967
<b>Variation de trésorerie par les flux</b>		<b>(95 497)</b>	<b>(14 396)</b>
Trésorerie d'ouverture et équivalents de trésorerie	18	431 360	445 756
Trésorerie de clôture et équivalents de trésorerie	18	335 863	431 360
<b>Variation de trésorerie par les soldes</b>		<b>(95 497)</b>	<b>(14 396)</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 1er 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 (1) (3)	-	503	(14 378)	(5 717)	(19 592)	880	(18 712)
<b>Résultat de la période</b>		<b>97 946</b>			<b>97 946</b>	<b>6 580</b>	<b>104 526</b>
<b>Résultat global consolidé (2)</b>	<b>-</b>	<b>98 449</b>	<b>(14 378)</b>	<b>(5 717)</b>	<b>78 354</b>	<b>7 460</b>	<b>85 814</b>
Dividendes		(20 908)			(20 908)	(2 487)	(23 395)
Elimination des titres d'autocontrôle		635			635		635
Plan d'actions gratuites		739			739		739
Variation de taux d'intérêt dans les filiales		(105)	105			34 617	34 617
Augmentation de capital		-			-		-
<b>Total des transactions avec les actionnaires</b>	<b>-</b>	<b>(19 839)</b>	<b>105</b>	<b>-</b>	<b>(19 534)</b>	<b>32 130</b>	<b>12 596</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>

(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 1er janvier 2010</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>
Autres éléments du résultat global passés en capitaux propres (1) (3)	-	1 607	(32 376)	24 831	(5 938)	(1 505)	(7 443)
<b>Résultat de la période</b>		<b>106 075</b>			<b>106 075</b>	<b>(20 476)</b>	<b>85 599</b>
<b>Résultat global consolidé (2)</b>	<b>-</b>	<b>107 682</b>	<b>(32 376)</b>	<b>24 831</b>	<b>100 137</b>	<b>(21 981)</b>	<b>78 156</b>
Dividendes		(29 403)			(29 403)	(3 286)	(32 689)
Elimination des titres d'autocontrôle		(774)			(774)		(774)
Plan d'actions gratuites		1 238			1 238		1 238
Variation de taux d'intérêt dans les filiales		(5 540)	(31)		(5 571)	(6 427)	(11 998)
Augmentation de capital		-			-		-
<b>Total des transactions avec les actionnaires</b>	<b>-</b>	<b>(34 479)</b>	<b>(31)</b>	<b>-</b>	<b>(34 510)</b>	<b>(9 713)</b>	<b>(44 223)</b>
<b>Au 31 décembre 2010</b>	<b>124 109</b>	<b>1 307 966</b>	<b>(58 659)</b>	<b>2 032</b>	<b>1 375 448</b>	<b>230 953</b>	<b>1 606 401</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

1	Informations générales.....	79
2	Evolution du périmètre .....	80
3	Déclaration de conformité et principes comptables.....	80
4	Information sectorielle .....	95
5	Autres produits et charges opérationnels.....	99
6	Personnel .....	100
7	Résultat financier.....	101
8	Impôts sur le résultat global .....	102
9	Résultats par action.....	102
10	Goodwill.....	103
11	Immobilisations incorporelles .....	104
12	Immobilisations corporelles .....	105
13	Participations dans les entreprises associées.....	107
14	Actifs financiers .....	108
15	Actifs financiers disponibles à la vente.....	110
16	Instruments financiers dérivés.....	110
17	Besoin en Fonds de Roulement.....	113
18	Trésorerie, équivalents de trésorerie et découverts bancaires.....	116
19	Actifs et passifs détenus en vue de la vente .....	116
20	Capitaux propres .....	116
21	Passifs financiers .....	117
22	Gestion des risques financiers .....	120
23	Information sur la juste valeur des instruments financiers.....	127
24	Impôts différés .....	128
25	Provisions.....	131
26	Provisions pour avantages au personnel .....	132
27	Notes sur le tableau consolidé des flux de trésorerie.....	132
28	Engagements hors bilan.....	135
29	Regroupements d'entreprises .....	137
30	Transactions avec les parties liées.....	138
31	Evénements postérieurs à la date de clôture .....	139
32	Périmètre.....	139

## 1. Informations générales

### Informations générales

EDF Energies Nouvelles S.A. est une société anonyme enregistrée et domiciliée en France. Son siège social est situé au 100, Esplanade du Général de Gaulle – 92932 Paris La Défense cedex.

Les actions de la société EDF Energies Nouvelles SA, société mère du Groupe, sont négociables sur le marché Eurolist d'Euronext, depuis le 29 novembre 2006.

EDF Energies Nouvelles S.A. (« la Société ») et ses filiales (« le Groupe ») interviennent dans le secteur des énergies nouvelles ou renouvelables, et notamment dans le domaine des énergies éoliennes et solaires, principalement en Europe et aux Etats-Unis.

Ces états financiers consolidés ont été arrêtés par le Conseil d'Administration du 8 février 2011.

Les états financiers sont présentés en milliers d'euros, sauf indication contraire.

### Faits marquants

#### EDF Energies Nouvelles Réparties

EDF Energies Nouvelles Réparties est spécialisée dans la commercialisation d'offres complètes d'énergies réparties aux particuliers et aux professionnels. Ces offres concernent d'une part le solaire photovoltaïque distribué, axe central de croissance porté principalement par EDF ENR Solaire<sup>1</sup>, et prolongement naturel des activités d'EDF Energies Nouvelles dans le solaire photovoltaïque centralisé ; et d'autre part des activités dans les pompes à chaleur et les appareils de chauffage à bois portées respectivement par les sociétés Ribo et Supra, qui ne constituent pas un axe de développement pour EDF Energies Nouvelles.

L'activité d'installations de systèmes photovoltaïques a connu une très bonne année 2010. EDF ENR Solaire a ainsi réalisé 3 759 installations auprès des particuliers en 2010 à comparer à 3 460 fin 2009, et installé près de 13,6 MWc (dont 10,7 MWc clé en main) chez les professionnels à comparer à 6.5 MWc en 2009.

Les activités de pompes à chaleur et d'appareils de chauffage à bois ont en revanche connu une année difficile. Supra et Ribo ont subi de plein fouet la crise économique et ont été pénalisées par la réduction du crédit d'impôt, et la conjoncture économique qui par essence a un impact plus fort sur l'investissement que sur la consommation des ménages. Supra et Ribo ont ainsi enregistré des pertes au cours de l'année qui ont amené EDF Energies Nouvelles à enregistrer des dépréciations d'actifs et de goodwill ainsi qu'à prendre un certain nombre de mesures afin de circonscrire les risques sous-jacents.

Les effets sur les comptes s'élèvent à (31,7) millions d'euros sur le résultat opérationnel (cf. note 10 - *Goodwill*, note 11 - *Immobilisations incorporelles*, note 12 - *Immobilisations Corporelles* et note 25 - *Provisions*), (13,1) millions d'euros sur le résultat financier (cf. note 7 - *Résultat financier*), soit un impact global après impôt de (43) millions d'euros sur le résultat net consolidé et de (19,6) millions d'euros sur le résultat net part du Groupe.

### Moratoire

Suite au décret du 10 décembre 2010 portant sur les tarifs solaires, EDF Energies Nouvelles dispose, dans les « files d'attente » ERDF et RTE, de respectivement 223 MWc bruts et 572 MWc bruts de projets pour lesquels l'accès au tarif n'est pas « suspendu ». Ces projets sont en cours de développement et certains pourront être réalisés après avoir obtenu leurs permis et autorisations.

Une analyse individuelle des projets sera nécessaire à l'issue du moratoire pour définir la faisabilité des projets au regard de la Réglementation.

---

<sup>1</sup> Au 1er juillet 2010 Photon technologies a changé de nom et est devenu EDF ENR Solaire.

## 2. Evolution du périmètre

Les mouvements les plus importants sont les suivants :

### Entrées

- Aux Etats-Unis, avec l'acquisition des sociétés Beacon Landfill Gas Holdings LLC, portant des projets biogaz, et Corona Wind Power LLC, société de développement éolien. Ces sociétés sont intégrées globalement à 100 % ;
- En Italie, avec la première consolidation de six nouvelles sociétés portant des parcs photovoltaïques au sol : Solareolica Quinta, Solar Green Energy et Energy 2 Sicilia, Fotosolare Sesta, Fotosolare Sicilia et Solaren ;
- Au Mexique, avec la consolidation de deux nouvelles sociétés, dont une chargée de la maintenance des parcs ;
- Au Canada, avec l'intégration de trois sociétés consolidées globalement et exploitant des parcs solaires : Saint Isidore A, Elmsley East, Emlsey West ;
- En Allemagne, avec la prise de contrôle de la société Reetec (Construction et Exploitation-maintenance de parcs éoliens). Cette société était détenue jusqu'au 31 décembre 2009 à hauteur de 28 % et était mise en équivalence. Elle est désormais intégrée globalement à 72 % ;
- En Bulgarie, avec la consolidation d'une nouvelle entité hydraulique, Germanea, intégrée globalement à 51 % ;
- En France, avec l'entrée en intégration globale de sept centrales photovoltaïques : Bouloc, Beguey, Blauvac, Gabardan 7, Montendre, Pierrefonds et Puyloubier ; la consolidation de sociétés Cambouisset et Plat des Graniers portant le parc éolien Corbières Méditerranée et la mise en équivalence de PV Alliance, société de recherche dans le domaine photovoltaïque.

### Sorties

- En France, avec la cession des centrales thermiques de Jarry et de Saint Martin et la liquidation de Siif Ghana.

## 3. Déclaration de conformité et principes comptables

### 3.1 Déclaration de conformité

En application du règlement européen n°1606/2002 du 19 juillet 2002, les états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2010 ont été établis selon les normes comptables internationales IAS/IFRS applicables au 31 décembre 2010 telles qu'approuvées par l'Union Européenne à cette date.

Les textes sont consultables sur le site suivant : [http://ec.europa.eu/internal\\_market/accounting/ias/index\\_fr.htm](http://ec.europa.eu/internal_market/accounting/ias/index_fr.htm).

### 3.2 Principes comptables et méthodes d'évaluation

#### 3.2.1 Principes généraux

Les principes comptables retenus sont identiques à ceux utilisés pour la préparation des comptes consolidés annuels de l'exercice clos au 31 décembre 2009, à l'exception des normes suivantes qui sont applicables pour le Groupe à compter du 1er janvier 2010 :

- IFRS 3 révisée « Regroupements d'entreprises » (janvier 2008).
- Amendements à IAS 27 « Etats financiers consolidés et individuels » (décembre 2008).

### 3.2.2 Normes et interprétations adoptées par l'Union Européenne et applicables à compter du 1er janvier 2010

L'exercice 2010 est marqué par l'entrée en vigueur d'IFRS 3 révisée « Regroupements d'entreprises » et des amendements à IAS 27 « Etats financiers consolidés et individuels », qui modifient substantiellement les modalités de comptabilisation des acquisitions de sociétés et les règles de consolidation.

Les principales évolutions sont les suivantes :

- le goodwill peut être évalué en incluant la part des intérêts minoritaires (option pour le « full goodwill ») ;
- les coûts liés aux regroupements d'entreprises doivent être comptabilisés en charges, tandis qu'ils étaient auparavant incorporés au coût d'acquisition ;
- ce coût d'acquisition inclut obligatoirement la juste valeur des paiements conditionnels, tels que des compléments de prix, alors qu'auparavant le prix d'acquisition pouvait être ajusté ultérieurement ;
- en cas de prise de contrôle sur une société dont le groupe détenait préalablement des titres, ces derniers doivent être réévalués à leur juste valeur. Tout écart entre leur valeur comptable et leur juste valeur est comptabilisé au compte de résultat. Et réciproquement en cas de perte de contrôle par étape ;
- toute variation d'intérêts minoritaires, sans perte de contrôle, constitue une transaction entre actionnaires et n'affecte que la répartition des capitaux propres entre la part Groupe et celle des intérêts minoritaires.

Les principes comptables désormais appliqués en matière de regroupements d'entreprises et de consolidation sont détaillés plus précisément ci-après.

#### Comptabilisation des regroupements d'entreprises

Le Groupe applique les dispositions de la norme IFRS 3 *Regroupements d'entreprises (2008) révisée* aux acquisitions survenues depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2010. Cette norme est d'application prospective et est donc sans incidence sur les regroupements d'entreprises réalisés avant le 1<sup>er</sup> janvier 2010.

Les regroupements d'entreprises sont comptabilisés selon la méthode de l'acquisition, en date d'acquisition, qui est la date à laquelle le contrôle est transféré au Groupe. Le contrôle est le pouvoir de diriger les politiques financières et opérationnelles d'une entité afin d'obtenir les avantages de son activité.

Les principales modifications apportées à la comptabilisation des regroupements d'entreprises postérieurs au 1<sup>er</sup> janvier 2010 sont les suivantes :

##### a) Détermination du coût d'acquisition

Les ajustements de prix éventuels du regroupement d'entreprises sont valorisés à la juste valeur à la date d'acquisition. Dans certains cas, conformément aux dispositions d'IFRS 3 révisée, lorsque la contrepartie versée rémunère une transaction distincte du regroupement d'entreprises, telle que, par exemple, des services futurs, celle-ci est exclue du coût du regroupement d'entreprises.

Enfin, désormais, les coûts liés à l'acquisition, autres que ceux liés à l'émission d'une dette ou de titres de capital, sont constatés en charges de la période et sont essentiellement présentés sur la ligne « Charges externes » du compte de résultat consolidé.

#### b) Evaluation des intérêts minoritaires

La norme IFRS 3 révisée permet de comptabiliser les intérêts minoritaires soit à leur juste valeur, soit en retenant leur quote-part dans l'actif net de l'entité acquise. Cette option est exerçable, au cas par cas, pour chaque opération de regroupement d'entreprises.

#### c) Détermination du goodwill

Le Groupe évalue le goodwill à la date d'acquisition comme la différence entre :

- la juste valeur de la contrepartie transférée, augmentée le cas échéant, du montant des intérêts minoritaires et de la juste valeur de la participation précédemment détenue. La participation antérieurement détenue est ainsi réévaluée à la juste valeur par le compte de résultat ;
- et, le solde net des actifs identifiables acquis et passifs repris à la date d'acquisition.

Si cette différence est négative, le gain (badwill) résultant de l'acquisition à des conditions avantageuses est comptabilisé immédiatement au compte de résultat.

#### d) Période d'évaluation et ajustements ultérieurs

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 en finaliser la comptabilisation.

Au-delà de cette période, tout ajustement est constaté au compte de résultat.

### **IAS 27 amendée « Etats financiers consolidés et individuels »**

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2010, le Groupe applique IAS 27 *Etats financiers consolidés et individuels* (2008) pour comptabiliser les acquisitions et cessions de participations ne donnant pas le contrôle (dénommés « intérêts minoritaires »). Cette norme a été appliquée prospectivement et n'a pas eu d'impact sur le résultat par action.

#### a) Modification du pourcentage d'intérêt sans modification du contrôle

Toute acquisition ou cession d'intérêts minoritaires qui n'engendre pas de modifications du contrôle, est désormais comptabilisée comme une transaction entre actionnaires, en capitaux propres. Elle n'affecte donc pas le résultat de la période. La valeur consolidée des actifs et passifs de la filiale y compris le goodwill reste donc inchangée.

#### b) Perte de contrôle

Lors d'une perte de contrôle, dans un premier temps, le Groupe n'intègre plus les actifs et passifs de la filiale, ni les autres éléments de capitaux propres relatifs à cette filiale. Le profit ou la perte éventuelle résultant de la perte de contrôle est comptabilisé au compte de résultat.

Dans un second temps, si le Groupe conserve une participation dans l'entité concernée, celle-ci est comptabilisée pour un montant égal à sa juste valeur à la date de perte de contrôle. Elle est classée en tant que titre mis en équivalence ou actif financier disponible à la vente, en fonction du niveau d'influence conservé.

#### c) Pertes attribuables aux intérêts minoritaires

Le résultat global, qu'il soit positif ou négatif, est réparti entre la part Groupe et la part attribuable aux actionnaires minoritaires, même si cela a pour effet de présenter un solde d'intérêts minoritaires négatif.

Dans la mesure où cet amendement est d'application prospective, les intérêts minoritaires négatifs imputés sur les capitaux propres du Groupe avant le 1<sup>er</sup> janvier 2010 ne sont pas reclassés. Le montant des pertes attribuables aux intérêts minoritaires, mais inclus dans les capitaux propres – part Groupe s'élève, au 31 décembre 2009, à 3,6 millions d'euros.

#### d) Engagements de rachat d'intérêts minoritaires

En l'absence de dispositions spécifiques dans les normes IFRS et en conformité avec la recommandation de l'AMF du 4 novembre 2009, le Groupe a retenu le traitement comptable suivant pour les engagements de rachat d'intérêts minoritaires. Lors de leur comptabilisation initiale, ces engagements sont comptabilisés en dettes financières pour la valeur actualisée du montant de rachat, en contrepartie de la diminution des intérêts minoritaires. La différence entre la valeur comptable des intérêts minoritaires dont le rachat est anticipé et le montant de la dette estimée est comptabilisée :

- en capitaux propres, pour les transactions postérieures au 1<sup>er</sup> janvier 2010 ;
- en goodwill, pour les transactions antérieures au 1<sup>er</sup> janvier 2010.

### **Autres évolutions des normes applicables à l'exercice ouvert à compter du 01/01/2010, sans incidence sur les comptes du Groupe**

Normes, amendements ou interprétations
Amendements à IFRS 2 "Transactions intra-groupe dont le paiement est fondé sur des actions et qui sont réglées en trésorerie"
Améliorations aux IFRS 2007-2009
Amendements à l'IAS 39 "Eléments éligibles à la couverture"
IFRIC 12 "Accords de concession de services"
IFRIC 15 "Contrats de construction de biens immobiliers"
IFRIC 16 "Couvertures d'un investissement net dans une activité à l'étranger"
IFRIC 17 Distribution d'actifs non monétaires aux propriétaires
IFRIC 18 Transfert d'actifs provenant de clients

Le Groupe n'a pas choisi d'appliquer de manière anticipée les normes et interprétations adoptées par l'Union Européenne et dont l'application n'est pas obligatoire au 1<sup>er</sup> janvier 2010, notamment les amendements d'IAS 32 « Classement des émissions de droits\* » et qui entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> février 2010.

*(\*Amendement précisant le classement comptable des instruments émis : en capitaux propres ou en instruments de dettes)*

### **3.3 Changement de présentation**

#### 3.3.1 Présentation des lignes de crédit

Le Groupe classe désormais les lignes de crédit selon leurs échéances contractuelles et non plus leurs échéances de tirages.

Ce changement de présentation s'est traduit au bilan du 31 décembre 2009 par un reclassement de 605 millions d'euros des « Passifs financiers courants » vers les « Passifs financiers non courants ».

#### 3.3.2 Reclassement des dettes EDF en « Emprunts auprès d'établissements de crédit »

Le Groupe a décidé de reclasser les dettes vis-à-vis des succursales financières d'EDF en « Emprunt auprès d'Etablissements de crédit », pour un montant de 640 millions d'euros au 31 décembre 2009.

### 3.4 Estimations et hypothèses comptables déterminantes

La préparation des états financiers conformément aux IFRS nécessite de la part de la direction d'exercer un jugement, d'effectuer des estimations et 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 passifs éventuels.

Les estimations réalisées et les hypothèses sous-jacentes retenues sont estimées à partir de l'expérience passée et d'un certain nombre de facteurs considérés comme raisonnables au vu des circonstances actuelles et des prévisions. Les estimations comptables qui en découlent, par définition, pourraient différer des résultats effectifs ultérieurs.

L'utilisation d'estimations et d'hypothèses est particulièrement importante sur les éléments suivants :

#### 3.4.1 Méthode à l'avancement

La méthode à l'avancement est retenue pour constater le chiffre d'affaires et la marge relatifs à des projets destinés à la vente. L'appréciation du degré d'avancement des projets et de la marge à terminaison, attendus à la clôture, reposent sur des estimations et fait appel au jugement. L'expérience montre que les écarts entre les résultats attendus et ceux réalisés sont peu significatifs.

#### 3.4.2 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 3.8 – *Pertes de valeur des actifs non financiers*. 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 flux de trésorerie d'exploitation futurs.

#### 3.4.3 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 actifs est appréhendée à partir de la modélisation des résultats futurs.

### 3.5 Règles de consolidation

La liste des sociétés incluses dans le périmètre de consolidation est donnée en note 32 - *Périmètre*.

Les sociétés contrôlées par le Groupe sont consolidées par intégration globale. Ce contrôle est présumé lorsque le Groupe détient directement ou indirectement plus de la moitié des droits de vote. Il existe également lorsque le Groupe a le pouvoir de diriger les politiques financières et opérationnelles de l'entité afin d'obtenir des avantages de ses activités, y compris sans détention d'une majorité de droits de vote.

Les coentreprises sont les entités sur les activités desquelles le Groupe exerce un contrôle conjoint en vertu d'un accord contractuel, qui requiert un accord unanime des actionnaires pour les décisions financières et opérationnelles stratégiques. Elles sont comptabilisées selon la méthode de l'intégration proportionnelle.

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 et sont comptabilisées initialement au coût.

Tous les soldes bilanciaux, les transactions significatives réalisées entre les sociétés consolidées ainsi que les profits internes sont éliminés.

### **3.6 Conversion des opérations en devises**

#### **3.6.1 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 du 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.

#### **3.6.2 Transactions en monnaies étrangères**

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.

#### **3.6.3 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 du remboursement ou de la cession de l'activité à l'étranger.

### **3.7 Immobilisations**

#### **3.7.1 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 des promesses de bail ;
- les conditions de vent ou d'ensoleillement 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 sont capitalisés jusqu'à la date de mise en service des ouvrages et sont amortis sur la durée d'utilité de ces installations.

### 3.7.2 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
Installations de production biogaz	Selon la durée des contrats
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.

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.

### 3.7.3 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.

### 3.7.4 Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles qui ont été acquises par le Groupe et qui ont une durée d'utilité finie sont comptabilisées à leur coût diminué du cumul des amortissements et des pertes de valeur. Elles sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité estimée.

## **3.8 Pertes de valeur des actifs non financiers**

Conformément à la norme IAS 36 « Dépréciation d'actifs », les actifs incorporels ayant une durée d'utilité indéfinie ainsi que les goodwill font l'objet d'un test annuel de dépréciation ainsi qu'à chaque fois qu'il survient un indicateur 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.

### 3.8.1 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 (Earnings Before Interests Tax Depreciation and Amortisation : résultat avant intérêts, impôts et amortissements).

### 3.8.2 UGT et regroupement d'UGT

Pour la réalisation des tests, les actifs sont regroupés en Unités Génératrices de Trésorerie (UGT), qui représentent, sur la base d'un découpage opérationnel, le niveau le moins élevé générant des flux de trésorerie indépendants. La majorité des actifs corporels du Groupe est constituée d'actifs de production énergétique et essentiellement des parcs éoliens et solaires. 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.

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.

### 3.8.3 Méthodologie de réalisation des tests de perte de valeur

Les tests de perte de valeur réalisés reposent généralement sur la détermination de la valeur d'utilité (méthode des flux de trésorerie futurs actualisés) des actifs ou de l'UGT. Dans le cas de certains actifs de production énergétique et dans certains pays, des valeurs de référence issues de marché actifs 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 concernées ainsi qu'à la 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 sur les calculs sont essentiellement les trois suivantes :

- variations durables du niveau de production d'électricité ;
- 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 sécurisé 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.

### 3.8.4 Sensibilité à des changements d'hypothèses

Le taux d'actualisation est l'une des hypothèses clés pour lesquelles il pourrait y avoir une variation qui rende la valeur comptable supérieure à la valeur recouvrable. Les analyses montrent que les taux de rupture avant impôt sont au minimum de 8.5 % pour les UGT testées.

### 3.8.5 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, puis aux actifs de l'UGT correspondante. Les pertes de valeur comptabilisées sur les goodwill sont irréversibles.

## **3.9 Actifs et passifs financiers non dérivés**

Les actifs et passifs financiers non dérivés 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.

### 3.9.1 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. 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 des dépréciations.

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.

### 3.9.2 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.

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'actif financier. Le montant de la dépréciation ou de sa reprise est inclus dans le poste « Dépréciation nette des actifs financiers » du résultat financier.

### 3.9.3 Dettes financières

Les dettes financières sont comptabilisées selon la méthode du coût amorti. Les intérêts calculés au taux d'intérêt effectif, sont comptabilisés au poste « Coût de l'endettement financier » sur la durée de la dette financière. Lorsqu'ils sont rattachables à la construction d'un actif éligible, ils sont incorporés dans le coût de construction ou d'acquisition de cet actif.

Lorsqu'une restructuration de dette a lieu avec un prêteur, et que les termes sont substantiellement différents, le Groupe décomptabilise la dette existante et enregistre un nouveau passif.

## 3.10 Instruments financiers dérivés

### 3.10.1 Champ d'application

Le champ d'application des instruments financiers dérivés a été défini par le Groupe conformément aux dispositions et 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.

### 3.10.2 Evaluation 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.

### 3.10.3 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, c'est-à-dire :

- 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 doit être comprise entre 80 % et 125 %,
- dans le cas d'une couverture de flux de trésorerie, la transaction future, objet de la couverture doit être hautement probable et
- une documentation appropriée est établie.

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.

- 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.

### **3.11 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 approvisionnements 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.

### **3.12 Créances clients**

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.

### **3.13 Trésorerie et équivalents de trésorerie et découverts**

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. Les découverts bancaires figurent au passif du bilan, dans les « Passifs financiers courants ».

### **3.14 Capitaux propres**

Les actions ordinaires sont classées en tant qu'instruments 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), 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.

## **3.15 Impôts et taxes**

### **3.15.1 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.

### **3.15.2 Autres impôts et taxes**

En France, la création de la Contribution Economique 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 2010. Comme la Taxe Professionnelle, cette contribution est comptabilisée dans la rubrique "Impôts et Taxes" du groupe.

## **3.16 Avantages du personnel**

### **3.16.1 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.

### 3.16.2 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). Les écarts actuariels constatés sur la période sont peu significatifs et sont comptabilisés directement en résultat de la période, en charges de personnel.

### 3.16.3 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.

## **3.17 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.

### 3.17.1 Provisions pour démantèlement

Pour les installations éoliennes et solaires, des provisions pour démantèlement / déconstruction sont constituées, en fonction des conditions liées à l'occupation des terrains ou des toitures : 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 leur restitution et en fonction du coût probable lorsque l'opération de démantèlement / déconstruction incombe au Groupe.

Un composant « actif de démantèlement » est comptabilisé en contrepartie, puis amorti linéairement sur la durée d'utilité du bien subséquent.

### 3.17.2 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.

### 3.17.3 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.

## 3.18 Reconnaissance des produits et des charges

### 3.18.1 Vente de biens et prestations de service

Les produits des activités ordinaires incluent les ventes d'électricité et produits associés, les ventes de prestations d'exploitation-maintenance et certains contrats de développement et de construction de projets. Ils figurent nets des rabais et des remises, et déduction faite des ventes intragroupes.

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. Pour les contrats de prestations continues, le degré d'avancement est mesuré aux vues des dates contractuelles.

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.

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 biens en cas de droit d'annulation de l'achat, et lorsque le Groupe reste impliqué dans la gestion des biens.

### 3.18.2 Contrats de construction

Dans la quasi-totalité des cas, 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.

### 3.18.3 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 et de panneaux solaires 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 bien sont supérieures à des seuils contractuels, le Groupe s'engage à reverser une indemnité aux fournisseurs de turbines ou de panneaux. 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.

### 3.18.4 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 (« Subventions d'Investissement ») 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.

- **Crédits d'impôts sur investissements**

Les subventions d'investissement reçues sous forme de crédit d'impôt, notamment les « Investment Tax Credit » en vigueur aux Etats-Unis pour les projets solaires et éoliens, sont comptabilisées en tant que subventions liées à des actifs.

- **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.

#### 3.18.5 Produits d'intérêts

Les produits d'intérêts sont comptabilisés en résultat financier, selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

#### 3.18.6 Dividendes

Les dividendes sont comptabilisés en résultat financier lorsque le droit de recevoir le dividende est établi.

#### 3.18.7 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.

#### 3.18.8 Paiements au titre de contrats de location-financement

Les paiements minimaux au titre d'un contrat de location-financement sont ventilés entre charges financières et amortissements 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.

#### 3.18.9 Résultat financier net

Le résultat financier net comprend les intérêts à payer sur les dettes financières, 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.

### **3.19 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.

### **3.20 Actifs et passifs détenus en vue de la vente**

Sont classés comme « détenus en vue de la vente », les actifs non courants ou groupes d'actifs et de passifs destinés à être cédés, dont la valeur comptable sera recouvrée principalement par le biais d'une vente plutôt que par leur utilisation continue. Immédiatement avant leur classement dans cette rubrique, ils sont évalués selon les principes comptables et normes qui leur sont applicables. Ensuite, lors de cette classification, ils sont évalués pour le montant le plus faible entre leur valeur comptable et leur juste valeur diminuée des coûts de vente. Les pertes de valeur éventuelles en résultant sont comptabilisées en résultat ainsi que les profits et pertes ultérieurs.

Une activité abandonnée est une composante de l'activité du Groupe qui représente une ligne d'activité, une région géographique principale et distincte ou 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.

Aucun actif, groupe d'actif ou opération du Groupe ne répond à cette définition au 31 décembre 2010.

## 4. Information sectorielle

### 4.1 Information par zone géographique

Un secteur est une composante distincte du Groupe qui est engagée dans la fourniture de biens et de services qui sont, soit liés entre eux (secteur d'activité), soit dans un environnement économique particulier (secteur géographique) et qui est exposée à une rentabilité et à des risques 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 2010

<i>(en milliers d'euros)</i>	EUROPE	AMERIQUES	ELIMINATIONS	TOTAL
<b>Produits des activités ordinaires</b>				
Chiffre d'affaires externe	1 034 635	538 658		1 573 293
Autres produits opérationnels	141 742	30 592		172 334
<b>Total Produits</b>	<b>1 176 377</b>	<b>569 250</b>	-	<b>1 745 627</b>
Charges opérationnelles	(908 944)	(365 620)		(1 274 564)
Provisions opérationnelles	(33 844)	(2 820)		(36 664)
Dotations aux amortissements	(93 479)	(53 488)		(146 967)
<b>Résultat opérationnel par secteur</b>	<b>140 110</b>	<b>147 322</b>	-	<b>287 432</b>
Coût de l'endettement financier net	(60 028)	(61 545)		(121 574)
Autres charges et produits financiers	(18 202)	(1 146)		(19 346)
Quote-part dans le résultat des sociétés mises en équivalence	460	-		460
Impôt sur le résultat	(29 982)	(31 390)		(61 373)
<b>Résultat net consolidé</b>	<b>32 358</b>	<b>53 241</b>	-	<b>85 599</b>
<b>Autres informations</b>				
Actifs sectoriels	5 915 363	1 783 722	(512 658)	7 186 427
Passifs sectoriels	5 399 465	2 299 620	(512 658)	7 186 427
Entreprises associées	56 000	-		56 000
Acquisition d'im mobilisations corporelles et incorporelles	865 100	450 841		1 315 941

#### 4.1.2 Exercice clos le 31 décembre 2009

<i>(en milliers d'euros)</i>	EUROPE	AMERIQUES	ELIMINATIONS	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>-</b>	<b>1 277 181</b>
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>-</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

## 4.2 Information par activité

#### 4.2.1 Exercice clos le 31 décembre 2010

<i>(en milliers d'euros)</i>	Production	Exploitation / Maintenance	Développement - vente d'actifs structurés	Energies Réparties	Eliminations	Total
Produits provenant des clients externes	461 037	54 832	714 331	343 093		1 573 293
Valeur comptable des actifs	4 800 846	130 874	3 827 904	520 338	(2 093 535)	7 186 427
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	930 726	717	445 445	54 862	(115 809)	1 315 941

#### 4.2.2 Exercice clos le 31 décembre 2009

<i>(en milliers d'euros)</i>	Production	Exploitation / Maintenance	Développement - vente d'actifs structurés	Energies Réparties	Eliminations	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

## 4.3 Evolution du chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires du Groupe augmente de 34,1 %, s'établissant à 1 573,3 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 1 173,1 millions d'euros au 31 décembre 2009. A taux de change constant, la progression est de 31,6 %. Tous les métiers du Groupe participent à cette progression :

- L'activité de Production d'électricité enregistre une augmentation de 27,3 % de son chiffre d'affaires. La production proprement dite atteint 6,1 TWh en progression de 25 % par rapport à l'année antérieure. Cette bonne performance est obtenue malgré un effet année pleine limité du fait de mises en service significatives de centrales électriques intervenues plutôt en début d'année 2009 en Europe, et plutôt au deuxième semestre en 2010. A noter également un effet de périmètre négatif avec la cession à mi-année des centrales thermiques de Jarry et Saint-Martin dans les DOM-TOM, ainsi que l'arrêt de l'unité de cogénération de Mulhouse au terme de son contrat de douze années d'exploitation. Ajusté de ces sorties de périmètre, le chiffre d'affaires de l'activité Production progresse de 32,2 % et la production en TWh de 28,2 %.
- L'activité Exploitation-Maintenance connaît une croissance importante essentiellement du fait de la consolidation en intégration globale du groupe Allemand Reetec, EDF Energies Nouvelles ayant porté à 72 % sa participation dans cette société au cours du premier semestre 2010. En 2009, le groupe Reetec était consolidé en mise en équivalence.
- L'activité DVAS a enregistré une année 2010 exceptionnelle. Les grandes réalisations sont en France dans le solaire photovoltaïque avec la vente de 44,2 MWc de centrales au sol et de 15,7 MWc de grandes toitures (industrielles, commerciales et hangars), et aux Etats-Unis dans l'éolien avec l'achèvement du projet Linden (50 MW), ainsi que la vente du projet Nobles (201 MW). A noter également dans l'éolien, la vente du projet Canton du Quesnoy (10 MW) en France.
- Enfin, l'activité d'EDF Energies Nouvelles Réparties a été portée par la bonne performance de son cœur de métier, à savoir l'activité d'installations de systèmes photovoltaïques pour les particuliers et les professionnels portée par EDF ENR Solaire<sup>1</sup>, ainsi que par la vente de modules et systèmes solaires par le groupe Tenesol en Europe, notamment en Allemagne et en Italie. En revanche, les activités de ventes de pompes à chaleur (Ribo) et d'appareils à chauffage à bois (Supra), qui ne constituent pas un axe de développement pour EDF Energies Nouvelles, ont souffert de la conjoncture économique et des réductions de crédit d'impôts, dont les effets combinés amènent les particuliers à différer leurs dépenses d'investissement, ou à rechercher des produits d'entrée de gamme où les marges sont plus faibles.

#### 4.3.1 Europe

Le chiffre d'affaires des activités du Groupe en Europe progresse de 39,9 % passant de 739,5 millions d'euros au 31 décembre 2009 à 1 034,6 millions d'euros au 31 décembre 2010. Cette augmentation s'explique comme suit :

- Le chiffre d'affaires de l'activité Production d'électricité progresse de 19,8 %, passant de 271,2 millions d'euros au 31 décembre 2009 à 324,7 millions d'euros au 31 décembre 2010, soit une hausse de 53,6 millions d'euros. Cette variation s'explique principalement par :
  - l'effet année pleine de la mise en service en 2009 des 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 Portugal (20 MW nets), au Royaume-Uni (19 MW nets) et en Belgique (5,5 MW nets off-shore) ; des centrales photovoltaïques en France (18,5 MWc nets), et en Italie (9 MWc nets) ; et enfin d'une centrale de biogaz en France (1,4 MW nets) ;
  - la mise en service en 2010 des nouveaux parcs éoliens en Grèce (63 MW nets), en Italie (36,8 MW nets), au Royaume-Uni (25 MW nets), en France (20,7 MW nets), en Turquie (17,1 MW nets) et en Allemagne (4,6 MW nets). Dans le solaire photovoltaïque, l'année 2010 a été marquée par la très forte croissance des mises en service (+ 127,8 MW nets), qui ont eu lieu en Italie (58,1 MW nets), en France (42,2 MW nets), en Espagne (21,5 MW nets) et en Grèce (6 MWc).

Par ailleurs, les centrales thermiques de Jarry et Saint-Martin sont sorties du périmètre en 2010. A périmètre constant, la progression du chiffre d'affaires Production en Europe est de 25,6 %.

---

<sup>1</sup> Au 1er juillet Photon technologies a changé de nom et est devenu EDF ENR Solaire.

La production annuelle 2010 en données consolidées en Europe s'est élevée à 3,31 TWh (soit 19,6 % de plus qu'en 2009 et 25,3 % de plus, hors Jarry, Saint-Martin). Pour les centrales de production qui étaient déjà en fonctionnement au 1<sup>er</sup> janvier 2009 (la comparaison étant plus difficile pour celles qui ont été mises en service depuis), les productions constatées sont globalement meilleures en 2010 qu'en 2009, notamment dans l'éolien au Portugal et dans l'hydraulique en Bulgarie. En termes d'évolution tarifaire, le Royaume-Uni a bénéficié d'un effet prix favorable, les prix de gros de l'électricité ayant commencé à remonter au deuxième semestre, après un point bas en 2009.

- Le chiffre d'affaires de l'activité Développement-Vente d'Actifs Structurés passe de 182,7 millions d'euros au 31 décembre 2009 à 341 millions d'euros au 31 décembre 2010. Cette forte croissance s'explique par l'importance des cessions de projets photovoltaïques :
  - en 2009, le Groupe avait cédé 11,6 MWc de projets en toitures (toitures industrielles, commerciales et hangars agricoles) ainsi que le projet Mangassaye (5,1 MWc) ;
  - en 2010, le Groupe a vendu 15,7 MWc de projets en toitures ainsi que 46,2 MWc de centrales au sol (3 tranches du projet de Gabardan et une tranche du projet de Saint-Symphorien) pour des raisons réglementaires.
- Le chiffre d'affaires de l'activité Exploitation-Maintenance est de 25,8 millions d'euros au 31 décembre 2010. Il s'élevait à 6,4 millions d'euros au 31 décembre 2009. Cette augmentation s'explique par l'entrée en périmètre de la société Reetec en Allemagne, consolidée désormais en intégration globale alors qu'elle était mise en équivalence en 2009.
- Le chiffre d'affaires réalisé par l'ensemble EDF Energies Nouvelles Réparties et ses filiales au 31 décembre 2010 s'élève à 343,1 millions d'euros, contre 279,2 millions d'euros au 31 décembre 2009, soit une progression de 22,9 %. Cette augmentation de 63,9 millions d'euros s'explique principalement par :
  - la bonne performance des activités dans le solaire photovoltaïque, portées par EDF Energies Nouvelles Réparties SA, EDF ENR Solaire et Tenesol. La croissance de l'activité de ventes de systèmes solaires pour l'intégré-bâti (EDF ENR SA et EDF ENR Solaire) provient du développement des installations clé en main auprès des particuliers (BtoC), et de la progression des ventes aux professionnels (BtoB). A titre d'illustration, EDF ENR Solaire a réalisé 3 759 installations auprès des particuliers en 2010 à comparer à 3 460 fin 2009, et installé 13,6 MWc (dont 10,7 MWc clé en main) chez les professionnels à comparer à 6.5 MWc en 2009. Par ailleurs, le groupe Tenesol connaît également une bonne année avec la progression des ventes de modules en Europe, notamment en Allemagne et Italie ;
  - en revanche, l'activité d'appareils de chauffage à bois (Supra) et de pompes à chaleur (Ribo) est en retrait. Ces deux activités ont en effet connu une année difficile. Supra et Ribo ont souffert de la conjoncture économique ayant par essence eu un impact plus fort sur l'investissement que sur la consommation des ménages, et ont par ailleurs été pénalisées par la réduction du crédit d'impôt.

#### 4.3.2 Amériques

Le chiffre d'affaires pour la zone Amériques s'élève à 538,7 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 433,6 millions d'euros au 31 décembre 2009, soit une progression de 24,2 %. A taux de change constant, il augmente de 17,7 %.

- Le chiffre d'affaires de l'activité Production passe de 90,9 millions d'euros en 2009 à 136,3 millions d'euros en 2010, soit une hausse de quasiment 50 % liée principalement à :
  - L'effet année pleine de la mise en service en 2009 du parc éolien d'Hoosier (106 MW nets) aux Etats-Unis et d'une partie du parc de la Ventosa (37,5 MW nets) au Mexique ;
  - Les mises en services en 2010 des parcs solaires d'Elmsley East&West et de Saint Isidore A au Canada (35,3 MWc), celle du projet biogaz Beacon (50 MW nets) aux Etats-Unis ainsi que la seconde partie du parc éolien de la Ventosa (30 MW nets) ;

- Un effet de change favorable. À taux de change constant, la hausse est de 40,9 %.

La production 2010 de la zone Amériques s'élève à 2,82 TWh, en progression de 31,8 % par rapport à 2009.

- Le chiffre d'affaires de l'activité Développement-Vente d'Actifs Structurés passe de 314,9 millions d'euros en 2009 à 373,4 millions d'euros en 2010, soit une hausse de 18,6 %. En effet :
  - En 2009, il concernait principalement la vente des projets éoliens de Crane Creek (99 MW), de Spearville 2 (48 MW) et la vente à l'avancement de Linden (50 MW) ;
  - En 2010, il comprend principalement la vente du projet éolien de Nobles (201 MW).
- Le chiffre d'affaires de l'activité Exploitation-Maintenance, après deux années de forte croissance, se stabilise à un haut niveau. Il passe de 27,8 millions d'euros au 31 décembre 2009 à 29 millions d'euros au 31 décembre 2010 soit une augmentation de 4,3 %. A taux de change constant, il est quasiment stable. A fin décembre 2010, 4 800 MW et 5 300 turbines sont sous contrat d'exploitation-maintenance pour compte propre et pour compte de tiers.

#### 4.4 Résultat opérationnel

Le résultat opérationnel du Groupe est de 287,4 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 230,1 millions d'euros au 31 décembre 2009, soit une progression de 24,9 % en intégrant les dépréciations d'actifs et les provisions effectuées sur les activités ENR (31,7 millions d'euros) (cf. note - 1 *Informations générales*).

##### 4.4.1 Europe

Le résultat opérationnel du Groupe pour ses activités en Europe passe de 146,7 millions d'euros au 31 décembre 2009 à 140,1 millions d'euros au 31 décembre 2010 soit une diminution de 4,5 %, parce qu'il porte les mesures de provision et dépréciations des activités ENR. Hors éléments non récurrents (badwill de Monte Grighine en 2009 et provisions pour risques et charges ainsi que dépréciations d'actifs Supra et Ribo en 2010), la progression est de 35,9 %.

##### 4.4.2 Amériques

Le résultat opérationnel du Groupe dans la zone Amériques passe de 83,4 millions d'euros au 31 décembre 2009 à 147,3 millions d'euros au 31 décembre 2010, soit une augmentation de 76,6 %. A taux de change constant, la hausse est de 64,2 %.

### 5. Autres produits et charges opérationnels

(en milliers d'euros)		31/12/2010	31/12/2009
Résultat de déconsolidation	(1)	11 657	351
Résultat de cession des immobilisations	(2)	2 568	(892)
Subventions d'exploitation	(3)	28 406	26 293
Autres charges	(4)	(15 031)	(13 623)
Autres produits	(4)	18 875	49 760
<b>Total des autres produits et charges opérationnels</b>		<b>46 475</b>	<b>61 889</b>
Dont autres charges opérationnelles		(125 859)	(42 215)
Dont autres produits opérationnels		172 334	104 104

- (1) Les résultats de déconsolidation en 2010 s'expliquent essentiellement par les cessions des centrales thermiques de Jarry et Saint Martin

- (2) Le résultat de cession correspond essentiellement à la cession d'actifs en France. Soit des valeurs comptables d'immobilisations cédées pour 109 millions d'euros et des produits de cessions pour 110,9 millions d'euros (ces deux postes sont principalement liés aux opérations de cessions-bail).
- (3) Les subventions d'exploitation proviennent principalement de l'exploitation des parcs éoliens américains générateurs de PTC (Production Tax Credit : crédits fiscaux américains calculés sur la production d'énergie éolienne)
- (4) Les autres produits et charges opérationnels s'expliquent essentiellement par des indemnités de perte d'exploitation, des pénalités en notre faveur, des indemnités d'assurance, des créances irrécouvrables et des royalties. Pour rappel, au 31 décembre 2009, les autres produits incluaient un badwill de 20,3 millions d'euros relatif à l'acquisition du parc éolien de Monte Grighine

## 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>	31/12/2010	31/12/2009
Rémunérations et avantages au personnel	(144 582)	(97 762)
Charges sociales et fiscales	(35 267)	(27 393)
<b>Total</b>	<b>(179 849)</b>	<b>(125 155)</b>
Actions gratuites et assimilées	(3 636)	(2 917)
<b>Charges liées au paiement sur base d'actions</b>	<b>(3 636)</b>	<b>(2 917)</b>
<b>Charges de personnel</b>	<b>(183 485)</b>	<b>(128 072)</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 des salariés en France :

- le 12 novembre 2009, deux plans attribuaient un total de 81 122 actions ;
- le 10 novembre 2010, deux plans attribuent un total de 99 527 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 attribuant les actions gratuites et calculée prorata temporis sur la durée des plans (deux ans). La charge est de 2,2 millions d'euros dont 1,9 million d'euros, ont été comptabilisés en contrepartie des 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 2010 et n'intègre pas de dividendes attendus. La contrepartie de la charge pour 1,4 million d'euros 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

<i>Effectifs moyens</i>	31/12/2010	31/12/2009
Employés	2 028	1 664
Cadres et ingénieurs	811	602
<b>Total</b>	<b>2 839</b>	<b>2 266</b>

Par convention, l'effectif des sociétés en intégration proportionnelle est pris en compte à due concurrence du pourcentage d'intégration.

## 7. Résultat financier

### 7.1 Coût de l'endettement financier

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2010	31/12/2009
Produits d'intérêt sur opérations de financement	11 613	13 974
Charges d'intérêt sur opérations de financement	(135 177)	(93 426)
Inefficacité nette des couvertures de juste valeur s/ endettement	163	-
Inefficacité nette des couvertures de flux de trésorerie s/ endettement	1 827	(1 425)
<b>Coût de l'endettement financier net</b>	<b>(121 574)</b>	<b>(80 877)</b>

Les **produits d'intérêts** comprennent essentiellement des intérêts sur des actifs financiers et des produits de cession de valeurs mobilières de placement.

Les **charges d'intérêts** sur opérations de financement correspondent principalement à des intérêts sur financements de projets et des commissions bancaires.

### 7.2 Autres produits et charges financiers

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2010	31/12/2009
Variation de juste valeur des dérivés de transactions	474	769
Inefficacité nette des couvertures de flux de trésorerie s/exploitation	938	1 012
Résultat net de change	2 112	(8 796)
Résultat de cession d'actifs disponibles à la vente	121	3 237
Dépréciation nette des actifs financiers (1)	(15 234)	(19 501)
Résultat d'actualisation	1 680	363
Autres produits et charges financiers	(9 437)	(225)
<b>Autres produits et charges financiers</b>	<b>(19 346)</b>	<b>(23 141)</b>

(1) En 2010, (13,1) millions d'euros de provisions financières ont été constatées sur l'activité ENR (cf. note - 1 *Informations générales*). En 2009, la créance détenue sur la société Silpro, placée en liquidation judiciaire, avait été intégralement provisionnée.

EDF Energies Nouvelles emprunte en euros et convertit la somme au cours du jour dans la devise souhaitée, ce qui génère des pertes ou gains de change lors de la valorisation du compte courant à chaque clôture comptable. Pour les neutraliser, le Groupe souscrit des instruments dérivés dont la variation de juste valeur, soit (30,8) millions d'euros, annule les pertes ou gains de change constatés.

## 8. Impôts sur le résultat global

### 8.1 Charge d'impôts sur le résultat

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2010	31/12/2009
Impôts exigibles	(9 968)	(17 582)
Impôts différés	(51 405)	(3 808)
<b>Total</b>	<b>(61 373)</b>	<b>(21 390)</b>

La preuve d'impôt est présentée en note 24.4.

### 8.2 Impôts sur les autres éléments du résultat global

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2010	31/12/2009
Impôts sur la variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	15 325	3 106
Impôts sur les différences de conversion	254	134
<b>Impôts sur les autres éléments du résultat global</b>	<b>15 579</b>	<b>3 240</b>

## 9. Résultats par action

<i>(en euros)</i>	31/12/2010	31/12/2009
Résultat net consolidé	85 598 588	104 524 885
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires (RNPG)	106 074 730	97 944 597
Nombre d'actions ordinaires émises	77 568 416	77 568 416
Actions propres détenues par le Groupe	(194 035)	(220 289)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation utilisé pour le calcul du résultat par action - de base	77 374 381	77 348 127
Actions ordinaires potentielles ayant un effet dilutif	41 058	41 442
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation utilisé pour le calcul du résultat dilué par action	77 415 439	77 389 569
Résultat net consolidé de base par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires (RNPG) en euro	1,37	1,27
Résultat net consolidé dilué par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires (RNPG) en euro	1,37	1,27

Aucune variation de capital n'a été constatée depuis l'augmentation de capital réalisée par EDF EN SA, le 18 septembre 2008. Le capital social est dès lors composé de 77 568 416 actions.

Au 31 décembre 2010, le nombre d'actions retenu au dénominateur pour le calcul du résultat par action est de 77 374 381. 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 194 035 actions. Par ailleurs, le nombre d'actions ordinaires potentielles non prises en compte pour le calcul du résultat dilué par action (car ayant un effet relutif) est de 58 595 au 31 décembre 2010 et de 44 780 au 31 décembre 2009.

## 10. Goodwill

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2010	31/12/2009
Valeur brute	131 238	119 297
Cumul des pertes de valeur	(14 442)	(3 025)
<b>Valeur nette comptable</b>	<b>116 796</b>	<b>116 272</b>

L'évolution de la valeur comptable des goodwill est la suivante :

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2010	31/12/2009
<b>Valeur nette comptable à l'ouverture</b>	<b>116 272</b>	<b>105 839</b>
Augmentations	8 386	27 782
Pertes de valeur	(11 081)	(697)
Ecart de conversion	2 997	335
Autres mouvements	222	(16 987)
<b>Variation totale</b>	<b>524</b>	<b>10 433</b>
<b>Valeur nette comptable à la clôture</b>	<b>116 796</b>	<b>116 272</b>

Les **goodwill nets** de 116,8 millions d'euros sont essentiellement constitués des éléments suivants :

- aux Etats-Unis, des goodwill nets pour 36,9 millions d'euros correspondant à l'acquisition d'EnXco, de la société d'exploitation de biogaz Beacon et de la société de projets éoliens Corona ;
- en France, du goodwill sur la société EDF ENR Solaire pour 24,1 millions d'euros ;
- 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 Enerjy pour 11,9 millions d'euros ;
- au Royaume-Uni, du goodwill net sur Cumbria pour 7,7 millions d'euros ;
- en Bulgarie, des goodwill nets de 4,3 millions d'euros ;
- en Espagne, du goodwill sur Fotosolar pour 3,7 millions d'euros ;
- et en Belgique, 3,5 millions d'euros liés à l'acquisition de Verdesis.

Les principales **variations sur les goodwill** concernent les acquisitions de Beacon et Corona aux Etats-Unis pour 7,3 millions d'euros, la prise de contrôle de Reetec pour 0,7 million d'euros, les dépréciations de goodwill comptabilisées essentiellement sur l'activité ENR pour (10,3) millions d'euros (cf. note 1 - *Informations générales*) et les écarts de conversion pour 3 millions d'euros.

## 11. Immobilisations incorporelles

L'évolution de la valeur comptable des immobilisations incorporelles est la suivante :

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2010	31/12/2009
Valeur brute	45 680	26 982
Amortissements et provisions	(17 739)	(7 791)
<b>Valeur nette comptable</b>	<b>27 941</b>	<b>19 191</b>

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2010	31/12/2009
<b>Valeur nette comptable à l'ouverture</b>	<b>19 191</b>	<b>11 742</b>
Acquisitions	3 486	10 262
Cessions	(69)	(51)
Amortissements de la période et pertes de valeur	(10 055)	(2 936)
Variation de périmètre	13 707	74
Ecart de conversion	1 445	(20)
Autres mouvements	236	120
<b>Variation nette</b>	<b>8 750</b>	<b>7 449</b>
<b>Valeur nette comptable à la clôture</b>	<b>27 941</b>	<b>19 191</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'Etat du 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 3,5 millions d'euros sur l'année 2010 représentent principalement des acquisitions de logiciels notamment aux Etats-Unis.

Les 13,7 millions d'euros de variation de périmètre correspondent essentiellement à des droits incorporels (concessions et contrats) reconnus au titre du regroupement d'entreprise de Beacon pour 14,7 millions d'euros et à la sortie de la centrale thermique Jarry pour 1,2 million d'euros.

Les **amortissements et pertes de valeur** de l'exercice de (10,1) millions d'euros se composent de (5,3) millions d'euros de dotations aux amortissements et de (4,8) millions d'euros de dépréciations principalement sur des immobilisations incorporelles dans certaines sociétés de l'activité ENR pour (4,7) millions d'euros (cf. note 1 - *Informations générales*).

## 12. Immobilisations corporelles

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2010	31/12/2009
Terrains	20 184	11 089
Installations techniques, matériel, outillage	3 525 713	2 557 927
Autres immobilisations	32 548	22 580
Immobilisations en cours et avances sur immobilisations	1 165 034	1 002 070
<b>Immobilisations corporelles nettes</b>	<b>4 743 479</b>	<b>3 593 666</b>

<i>(en milliers d'euros)</i>	01/01/2010	Augmentation	Diminution	Ecart de conversion	Autres Mouvements	31/12/2010
Terrains	11 089	9 150	(319)	349	168	20 437
Installations techniques, matériel, outillage	2 854 860	126 327	(110 815)	84 150	1 002 042	3 956 564
Autres immobilisations	51 218	12 567	(3 973)	1 560	10 853	72 225
Immobilisations en cours et avances sur immobilisations	1 002 124	1 164 411	(3 805)	31 458	(1 029 102)	1 165 086
<b>Valeurs brutes</b>	<b>3 919 291</b>	<b>1 312 455</b>	<b>(118 912)</b>	<b>117 517</b>	<b>(16 039)</b>	<b>5 214 312</b>
Amortissements	(325 206)	(152 337)	9 587	(8 113)	10 521	(465 548)
Pertes de valeur	(419)	(5 157)	288	2	1	(5 285)
<b>Valeurs nettes</b>	<b>3 593 666</b>	<b>1 154 961</b>	<b>(109 037)</b>	<b>109 406</b>	<b>(5 517)</b>	<b>4 743 479</b>

<i>(en milliers d'euros)</i>	01/01/2009	Augmentation	Diminution	Ecart de conversion	Autres Mouvements	31/12/2009
Terrains	8 227	2 829	-	(37)	70	11 089
Installations techniques, matériel, outillage	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	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	(228 169)	(107 527)	4 483	(856)	6 863	(325 206)
Pertes de valeur	(917)	-	-	-	498	(419)
<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>

### Installations techniques, matériel et outillage

Les augmentations correspondent principalement aux opérations suivantes :

- Cessions bail et immobilisations acquises en crédit-bail pour 97,5 millions d'euros concernant les projets solaires en France de Sainte Tulle et Manosque, en Italie avec plusieurs projets dont les plus importants sont Marrubiu et Terralba ainsi que les installations de biogaz en Belgique chez Verdesis.
- Investissements solaires pour 21,6 millions d'euros concernant principalement des parcs français et italiens ainsi que de nouvelles installations photovoltaïques dans le cadre du développement de l'activité solaire de Tenesol.

Les diminutions correspondent principalement aux opérations suivantes :

- Cessions bail pour (97,4) millions d'euros dont le détail est donné dans l'explication des « augmentations ».
- Cessions d'actifs en France.

Les autres mouvements correspondent principalement aux opérations suivantes :

- Les mises en service d'actifs de production d'énergies renouvelables qui se détaillent pour l'essentiel de la manière suivante :
  - en Italie sur le parc éolien Monte Grighine et sur les parcs solaires Priolo, Loreo, Marrubiu 1&2, Uras 1&2, Terralba ainsi que plusieurs parcs de moins de 5MWc chacun ;
  - en France sur les parcs solaires de Gabardan 1 & 4 & Trackers, Puylobier, Montendre, Pierrefonds et sur le parc éolien de Corbières Méditerranée ;
  - au Canada sur les parcs solaires Saint Isidore A, Elmsley East & West ;
  - au Mexique sur le parc éolien la Ventosa ;

- en Grèce sur le parc solaire Xirokambi et sur les parcs éoliens Fokida 2&3 et Skopies ;
- en Espagne sur les parcs solaires Casatejada et Valdecaballeros ;
- en Angleterre sur les parcs éoliens Burnfoot et Rusholme ;
- en Turquie sur le parc éolien de Soma 1 ;
- en Allemagne sur le projet Habscheid ;
- en Bulgarie sur le projet Germanea.
- L'acquisition de la société Beacon, spécialisée dans le biogaz aux Etats-Unis.
- La cession des centrales thermiques Jarry et Saint Martin, entraînant une sortie du périmètre de consolidation et ayant un impact sur les autres mouvements.

### **Immobilisations en cours et avances sur immobilisations**

Les augmentations correspondent principalement aux opérations décrites ci-dessous. Il faut noter que certains parcs mentionnés ont été mis en service avant la fin de l'année et à ce titre reclassés en installations techniques en « autres mouvements ».

- Le développement et la construction des parcs éoliens et solaires ainsi que des projets hydrauliques représentent plus de 90 % de l'augmentation de ce poste et se détaillent de la manière suivante :
  - aux Etats-Unis avec la construction en cours du parc éolien de Lakefield, du parc solaire de LIPA et le développement des projets éoliens Pacific Wind et Shiloh III ;
  - en Italie avec le développement et la construction de nombreux parcs dont Priolo, Loreo et Augusta pour le solaire et Bonorva, Vallata et Monte Grighine pour l'éolien ;
  - en France avec le parc éolien Corbières Méditerranée et des parcs solaires dont Beguey, Boulloc, Puylobrier, Pierrefonds, Montendre, Romilly sur Seine, Blauvac et Gabardan 1&4&7 ;
  - en Grèce avec le développement et la construction de nombreux parcs éoliens dont Skopies, Fokida 2&3, Trikorfo, Melissi et le parc solaire de Xirokambi ;
  - au Canada avec les projets solaires de Saint Isidore A, Elmsley East & West ;
  - en Angleterre avec le développement et la construction des parcs éoliens de Fairfield, Teesside, Burnfoot et Rusholme ;
  - en Espagne avec les projets solaires Valdecaballeros et Casatejada ;
  - au Mexique avec le parc éolien de La Ventosa ;
  - en Turquie sur le projet éolien Soma 1 ;
  - en Allemagne sur le projet Habscheid ;
  - en Bulgarie avec l'investissement sur le projet hydraulique de Germanea ;
  - sur le sous-groupe ENR notamment chez Tenesol et EDF ENR SA.
- La hausse des avances versées sur immobilisations de 73,8 millions d'euros est relative aux acquisitions de turbines en Grèce sur les parcs éoliens de Lefkes et Belecheri ainsi qu'en France pour des projets éoliens en développement et aux avances versées par EDF ENR SA pour des projets solaires.
- Le solde de l'augmentation du poste « Immobilisations en cours et avances sur immobilisations » concerne l'activation en immobilisations des frais financiers intercalaires pour 17,5 millions d'euros.

Les autres mouvements correspondent aux opérations suivantes :

- Les mises en service, pour plus d'un milliard d'euros, correspondent à des installations éoliennes, solaires et hydrauliques qui sont détaillées dans le poste « installations techniques, matériel et outillage » et à d'autres immobilisations corporelles.
- L'entrée dans le périmètre de la société Corona aux Etats-Unis.
- La sortie de la centrale thermique Jarry.

## Pertes de valeur

Les dépréciations des immobilisations corporelles de (5,3) millions d'euros au 31 décembre 2010, ont augmenté de (5,2) millions d'euros principalement sur des immobilisations de sociétés du sous-groupe ENR pour (3,5) millions d'euros (cf. note 1 - *Informations générales*).

## Nantissement

Lors de l'obtention d'un financement de projet, des sûretés réelles ou des nantissements sur les actifs financés sont exigés par les tiers.

La méthode d'évaluation des nantissements a été révisée en 2010. Désormais, lorsque les titres d'une société consolidée sont nantis, le Groupe indique la valeur nette comptable de l'actif sous-jacent. En effet, les titres étant éliminés du bilan consolidé, les immobilisations détenues par l'entité dont les titres sont nantis s'y substituent.

La valeur nette comptable des immobilisations corporelles nanties s'élève en 2010 à 3 335 millions d'euros.

## 13. Participations dans les entreprises associées

### 13.1 Détail des participations dans les entreprises associées

Sociétés	Quote-part d'intérêt dans le capital	Valeur nette des titres mis en équivalence 31/12/2010	Quote part de résultat des titres mis en équivalence 31/12/2010	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
Alco group	25%	26 132	2 006	25%	23 377	(1 460)
C-Power	18%	25 402	(732)	18%	5 770	(670)
Jacques Giordano Industries	13%	1 701	(9)	13%	1 710	(36)
Eolica Do Centro	30%	2 001	719	30%	1 989	871
Battiboi	50%	526	68	50%	422	28
Silicium de Provence	NI	-	-	NI	-	(139)
Reetec	IG	-	-	28%	1 183	403
Autres	-	238	(1 592)	-	416	809
<b>Total</b>		<b>56 000</b>	<b>460</b>		<b>34 867</b>	<b>(194)</b>

La valeur nette des titres mis en équivalence faisant l'objet de nantissement s'élève à 25,4 millions d'euros.

L'augmentation des titres mis en équivalence est principalement constituée de l'augmentation de capital de 20 millions d'euros dans C-Power.

### 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 2010.

(en milliers d'euros)	ACTIF	PASSIF (Hors Capitaux Propres)	CHIFFRE D'AFFAIRES	RESULTAT NET
<b>Total</b>	<b>762 559</b>	<b>506 345</b>	<b>529 380</b>	<b>927</b>

Le principal contributeur des entreprises associées est représenté par le groupe Alco (bioéthanol) dont l'acquisition de 25 % des titres avait été effectuée en fin d'année 2007.

## 14. Actifs financiers

### 14.1 Détail des actifs financiers par catégorie d'actifs

(en milliers d'euros)	31/12/2010			31/12/2009		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers disponibles à la vente (Note 15)	-	49 659	49 659	-	49 690	49 690
Juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie	454	3 053	3 507	6 646	5 118	11 764
Juste valeur des dérivés de couverture de juste valeur	1 675	6 252	7 927	27 842	-	27 842
Juste valeur des dérivés de transaction	-	223	223	-	680	680
Créances financières à court terme	270 616	-	270 616	232 234	-	232 234
Autres prêts et créances financières	534	61 626	62 160	465	49 361	49 826
<b>Actifs financiers nets</b>	<b>273 279</b>	<b>120 813</b>	<b>394 092</b>	<b>267 187</b>	<b>104 849</b>	<b>372 036</b>

Les créances financières à court terme et les autres prêts et créances financières nets sont composés des dépôts et garanties donnés (5,8 millions d'euros), des créances financières (187,1 millions d'euros) sur des sociétés en intégration proportionnelle, mises en équivalence ou hors groupe, des comptes de trésorerie bloquée (59,6 millions d'euros) et des comptes de réserve de Debt Service Reserve Account (DSRA) (80,3 millions d'euros). Ces DSRA correspondent à des disponibilités gardées en réserve au cas où le projet ne générerait pas suffisamment de trésorerie pour rembourser les échéances à court terme de la dette. Ils sont égaux en général à 6 mois de trésorerie dégagée par l'exploitation. Parfois, ces sommes créditrices sont remplacées par des garanties données par un établissement de crédit.

### 14.2 Variation des actifs financiers

(en milliers d'euros)	01/01/2010	Augmentations (1)	Diminutions	Variations de juste valeur	Autres	31/12/2010
Actifs financiers disponibles à la vente (2)	49 690	3 958	93	(4 031)	(51)	49 659
Juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie	11 764	-	(1 272)	(7 327)	342	3 507
Juste valeur des dérivés de couverture de juste valeur	27 842	-	-	(19 915)	-	7 927
Juste valeur des dérivés de transaction	680	-	-	(457)	-	223
Créances financières à court terme (3)	232 234	168 884	(122 244)	-	(8 258)	270 616
Autres prêts et créances financières (3)	49 826	62 427	(35 813)	-	(14 280)	62 160
<b>Actifs financiers nets</b>	<b>372 036</b>	<b>235 269</b>	<b>(159 236)</b>	<b>(31 730)</b>	<b>(22 247)</b>	<b>394 092</b>

(en milliers d'euros)	01/01/2009	Augmentations (1)	Diminutions	Variations de juste valeur	Autres	31/12/2009
Actifs financiers disponibles à la vente	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	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>

(1) Les colonnes « Augmentations » et « Diminutions » sont présentées nettes des dotations nettes aux provisions dont (13,1) millions d'euros au 31 décembre 2010 de dotations aux provisions sur créances financières et titres non consolidés de l'activité ENR

(2) Voir la note 15 - *Actifs financiers disponibles à la vente*

(3) La variation globale des prêts et créances financières au 31 décembre 2010, pour 50,7 millions d'euros, est notamment composée :

- de l'augmentation des comptes de trésorerie bloquée pour 39 millions (notamment sur les Etats-Unis pour 22,8 millions d'euros et le Canada pour 14 millions d'euros) ;
- de l'augmentation des créances financières vis-à-vis de sociétés consolidées en mise en équivalence pour 22,2 millions d'euros (notamment le nouveau prêt de 19 millions d'euros de la société C-Power) ;

- de la diminution des prêts et créances financières vis-à-vis de sociétés italiennes, anglaises et portugaises intégrées proportionnellement pour (31,3) millions d'euros dont (21,5) millions d'euros d'incorporation de comptes courants en capital ;
- de l'augmentation des prêts et créances financières vis-à-vis de tiers en Espagne, France, Angleterre pour 32,1 millions d'euros ;
- de l'augmentation des dépréciations de créances financières pour (12,4) millions d'euros (notamment dû à l'activité du sous-groupe ENR pour (11,5) millions d'euros) (cf. note 1 - *Informations générales*).

### 14.3 Actifs financiers par échéance

#### Au 31 décembre 2010

<i>(en milliers d'euros)</i>	A moins d'un an	Entre un et cinq ans	A plus de cinq ans	Total
Actifs financiers disponibles à la vente	-	-	49 659	49 659
Juste valeur positive des dérivés de couverture de flux de trésorerie	454	3 053	-	3 507
Juste valeur des dérivés de couverture de juste valeur	1 675	-	6 252	7 927
Juste valeur positive des dérivés de transaction	-	223	-	223
Créances financières à court terme	270 616	-	-	270 616
Prêts et créances financières	534	60 205	1 421	62 160
<b>Total au 31/12/2010</b>	<b>273 279</b>	<b>63 481</b>	<b>57 332</b>	<b>394 092</b>

#### Au 31 décembre 2009

<i>(en milliers d'euros)</i>	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>

## 15. Actifs financiers disponibles à la vente

Les actifs financiers disponibles à la vente comprennent les titres de participation non consolidés.

(en milliers d'euros)	01/01/2010	Mouvement de périmètre	Augmentation	Diminution	Variations des justes valeurs	Autres	31/12/2010
Valeur brute	53 270	(82)	7 640	(447)	(4 031)	(380)	55 970
Pertes de valeur	(3 580)	(30)	(3 682)	540	-	441	(6 311)
<b>Titres de participation des sociétés non consolidées</b>	<b>49 690</b>	<b>(112)</b>	<b>3 958</b>	<b>93</b>	<b>(4 031)</b>	<b>61</b>	<b>49 659</b>

(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>

Au cours de l'exercice 2010, le Groupe a fait l'acquisition de titres de participation dans diverses sociétés pour 7,6 millions d'euros (notamment des sociétés françaises pour 1,7 million d'euros, des sociétés espagnoles pour 1,3 million d'euros, des sociétés grecques pour 1,4 million d'euros et des sociétés américaines pour 1,5 million d'euros).

L'augmentation des dépréciations enregistrées en résultat financier pour (3,7) millions d'euros concerne le sous-groupe ENR pour (1,6) millions d'euros (cf. note 1- *Informations générales*) et la Grèce pour (1,6) million d'euros.

Sur l'exercice 2009, le Groupe avait acquis des titres de participation dans diverses sociétés pour 3,9 millions d'euros (notamment des sociétés françaises pour 3,5 millions d'euros) et avait également procédé à des cessions de titres pour 0,4 million d'euros.

## 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 (Etats-Unis, Royaume-Uni, Mexique et Canada). Il est de ce fait exposé aux risques de taux et de change.

Pour limiter et maîtriser les conséquences de ces risques, le Groupe a mis en place une politique de couverture par le biais d'instruments dérivés de couverture.

## 16.1 Ventilation de la juste valeur des instruments dérivés

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2010	31/12/2009
<b>Instruments dérivés actifs</b>		
Dérivés de couverture de flux de trésorerie	3 507	11 764
Dérivés de couverture de juste valeur	7 927	27 842
Dérivés de transaction	223	680
<b>Total instruments dérivés actifs</b>	<b>11 657</b>	<b>40 286</b>
<b>Instruments dérivés passifs</b>		
Dérivés de couverture de flux de trésorerie	106 342	54 881
Dérivés de couverture de juste valeur	5 169	5 508
Dérivés de transaction	64	987
<b>Total instruments dérivés passifs</b>	<b>111 575</b>	<b>61 376</b>
<b>Total instruments dérivés nets actif / (passif)</b>	<b>(99 918)</b>	<b>(21 090)</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 aux financements à taux variable, le Groupe a contracté divers instruments financiers de type swap de taux (payeur fixe / receveur variable), options et Cross Currency Swap (payeur fixe devise 2 / receveur variable devise 1 et payeur fixe devise 2 / receveur fixe devise 1).

Les Cross Currency Swap (CCS) sont des instruments dérivés constitués d'une composante « Taux » et d'une composante « Change ». La Juste Valeur (JV) de chaque composante a été indiquée dans chacun des tableaux correspondants.

Exceptionnellement, le Groupe a conclu un swap payeur taux variable / receveur taux fixe qui permet de convertir une dette à taux fixe en une dette à taux variable.

Les dérivés de couverture de taux d'intérêts s'analysent comme suit :

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2010		31/12/2009	
	Juste valeur	Nominal	Juste valeur	Nominal
<b>Instruments de taux actif</b>	<b>9 305</b>	<b>607 730</b>	<b>5 118</b>	<b>277 996</b>
Swap receveur taux variable / payeur taux fixe	2 615	159 850	4 435	187 996
Swap payeur taux variable / receveur taux fixe	6 252	350 000		
Options	438	97 880	683	90 000
<b>Instruments de taux passif</b>	<b>(96 348)</b>	<b>2 123 653</b>	<b>(54 830)</b>	<b>1 413 578</b>
Swap receveur taux variable / payeur taux fixe	(88 257)	1 595 752	(53 695)	1 238 209
Options	(1 452)	170 000	(1 135)	175 369
Cross Currency Swap	(6 639)	357 901		
<b>Instruments de couverture de taux actif / (passif)</b>	<b>(87 043)</b>		<b>(49 712)</b>	

### Dérivés de couverture de change

#### Dérivés de couverture de juste valeur

Le risque de change issu des comptes courants en devise entre la holding du Groupe et ses filiales est couvert par des instruments financiers dérivés de change.

En 2010, la variation de juste valeur de ces dérivés est comptabilisée en résultat pour un montant de (30,8) 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)	31/12/2010				31/12/2009		
	EUR	USD	GBP	Autres	EUR	USD	GBP
<b>Instruments de change actif</b>	<b>384</b>	<b>1 661</b>	<b>31</b>	<b>53</b>	<b>5 004</b>	<b>1 642</b>	-
Options					1 813		
Achats à terme	384	88		1	3 191	1 642	
Ventes à terme		1 573	31	52			
<b>Instruments de change passif</b>	<b>(3)</b>	<b>(9 971)</b>	<b>(893)</b>	<b>(4 360)</b>	<b>(51)</b>	-	-
Achats à terme	(3)	(16)			(51)		
Ventes à terme		103	(893)	(4 359)			
Cross Currency Swap		(10 058)		(1)			
<b>Instruments de couverture de change actif / (passif)</b>	<b>381</b>	<b>(8 310)</b>	<b>(862)</b>	<b>(4 307)</b>	<b>4 953</b>	<b>1 642</b>	-

Afin de se couvrir contre une exposition au risque de change associée principalement aux achats de turbines effectués par les filiales américaines et britanniques, le Groupe a souscrit des instruments dérivés.

### Impacts des dérivés de couverture en capitaux propres

En 2010, les impacts de dérivés de couverture enregistrés en capitaux propres s'élèvent à (31,6) millions d'euros après impôt.

Le montant de l'inefficacité enregistré en résultat financier en 2010 représente un produit de 2,8 millions d'euros sur les couvertures de flux de trésorerie et de 0,2 million d'euros sur les couvertures de juste valeur.

En 2009, les impacts de dérivés de couverture enregistrés en capitaux propres s'élevaient à (15,5) millions d'euros après impôt.

Le montant de l'inefficacité des couvertures de flux de trésorerie enregistré en résultat financier en 2009 représentaient une charge 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, de taux ou d'actions, mais qui ne sont pas éligibles à la comptabilité de couverture au sens de la norme IAS 39.

En 2010, ces dérivés impactent le compte de résultat pour un montant de 0,5 million d'euros (avant effet d'impôts), contre 0,8 million d'euros (avant effet d'impôts) en 2009.

## 17. Besoin en Fonds de Roulement

### 17.1 Composition et variation du besoin en fonds de roulement

Au 31 décembre 2010 :

(en milliers d'euros)	Mouvements de l'exercice					31/12/2010
	01/01/2010	Variation du BFR	Variations de périmètre	Ecart de conversion	Autres mouvements	
Stocks et en-cours Note 17.2	584 210	(301 551)	652	26 874	3 549	313 734
Clients	374 014	239 097	3 901	6 713	(1 638)	622 087
Autres débiteurs courants Note 17.3	314 377	(25 031)	2 532	11 005	(1 265)	301 618
Autres débiteurs non courants (1) Note 17.3	200 315	(10 655)	297	1 354	(5 486)	185 825
<b>Eléments d'actif</b>	<b>1 472 916</b>	<b>(98 140)</b>	<b>7 382</b>	<b>45 946</b>	<b>(4 840)</b>	<b>1 423 264</b>
Fournisseurs	230 242	(6 398)	547	5 161	246	229 798
Autres passifs courants Note 17.4	306 650	86 283	(608)	9 626	15 687	417 638
Autres passifs non courants (1) Note 17.4	401 825	43 549	(1 803)	20 218	(34 172)	429 617
<b>Eléments de passif</b>	<b>938 717</b>	<b>123 434</b>	<b>(1 864)</b>	<b>35 005</b>	<b>(18 239)</b>	<b>1 077 053</b>
<b>Retraitements des éléments suivants :</b>						
- Actifs et passifs d'impôts exigibles	8 663	(3 556)	-	914	1 825	7 846
- Dettes et créances sur immobilisations	82 129	45 926	(474)	3 080	(12 765)	117 896
<b>Total du besoin en fonds de roulement (2) (3)</b>	<b>(624 991)</b>	<b>179 204</b>	<b>(8 772)</b>	<b>(14 935)</b>	<b>(2 459)</b>	<b>(471 953)</b>
<i>Dont courant</i>	<i>(814 922)</i>	<i>160 818</i>	<i>(6 425)</i>	<i>(33 556)</i>	<i>15 254</i>	<i>(678 831)</i>
<i>Dont non courant</i>	<i>189 931</i>	<i>17 956</i>	<i>(2 347)</i>	<i>18 621</i>	<i>(17 713)</i>	<i>206 440</i>

(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 souci de cohérence avec le Tableau des Flux de Trésorerie

La baisse du BFR est notamment liée à la baisse des **stocks de matières premières et de travaux en cours** (cf. note 17.2 - *Stocks et travaux en-cours*).

Le solde du compte « **Clients** » connaît une augmentation de 248,1 millions d'euros entre le 31 décembre 2009 et le 31 décembre 2010. Cette variation est essentiellement liée à la vente de projets éoliens et solaires en France en fin d'année.

Au 31 décembre 2009 :

<i>(en milliers d'euros)</i>	Mouvements de l'exercice					31/12/2009
	01/01/2009	Variation du BFR	Variations de périmètre	Ecart de conversion	Autres mouvements	
Stocks et en-cours Note 17.2	279 292	307 200	4 920	(7 573)	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 (1) Note 17.3	188 857	(3 521)	7 629	273	7 077	200 315
<b>Eléments 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 (1) Note 17.4	224 287	186 588	11 371	3 731	(24 152)	401 825
<b>Eléments de passif</b>	<b>820 153</b>	<b>96 552</b>	<b>25 634</b>	<b>12 829</b>	<b>(16 451)</b>	<b>938 717</b>
<b>Retraitements 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 (2) (3)</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>
<i>Dont courant</i>	<i>(425 150)</i>	<i>(396 525)</i>	<i>(7 361)</i>	<i>9 967</i>	<i>4 147</i>	<i>(814 922)</i>
<i>Dont non courant</i>	<i>22 824</i>	<i>203 685</i>	<i>(13 237)</i>	<i>3 427</i>	<i>(26 768)</i>	<i>189 931</i>

(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 souci de cohérence avec le Tableau des Flux de Trésorerie

Le solde du compte « **Clients** » avait connu une augmentation de 72,3 millions d'euros entre le 31 décembre 2008 et le 31 décembre 2009. Cette variation était essentiellement due aux projets en cours aux Etats-Unis.

## 17.2 Stocks et travaux en-cours

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2010	31/12/2009
Travaux en cours	154 927	233 649
Matières premières et approvisionnements	154 861	347 806
Produits finis (1)	25 393	8 666
<b>Stocks bruts et travaux en cours</b>	<b>335 181</b>	<b>590 121</b>
Provisions	(21 447)	(5 911)
<b>Stocks nets et travaux en cours</b>	<b>313 734</b>	<b>584 210</b>

(1) dont stocks liés aux activités de chauffage à bois et de pompe de chaleur, à l'activité d'exploitation-maintenance et aux certificats verts non vendus.

Les « **Travaux en cours** » correspondent pour l'essentiel à des coûts de développement et de construction de centrales électriques 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 2009 et le 31 décembre 2010, résulte essentiellement de la vente du projet Nobles aux Etats-Unis et de l'avancement des parcs français.

Les « **Stocks de matières premières et approvisionnements** » sont en diminution, entre le 31 décembre 2009 et le 31 décembre 2010, du fait essentiellement de l'allocation de turbines sur des projets américains.

### 17.3 Autres débiteurs

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2010		31/12/2009	
	courant	non courant	courant	non courant
Avances et acomptes versés	93 237	-	80 379	-
Créances fiscales	142 004	19 388	178 297	3 899
Charges constatées d'avance	19 631	12 013	11 954	9 543
Actifs d'impôt exigibles	3 081	-	4 846	-
Autres créances	43 665	154 424	38 901	186 873
<b>Total</b>	<b>301 618</b>	<b>185 825</b>	<b>314 377</b>	<b>200 315</b>

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.

Le poste « **Créances fiscales** » comprend principalement la TVA à recevoir notamment en France pour 72 millions d'euros, en Italie pour 45,6 millions d'euros et en Grèce pour 19,6 millions d'euros.

Le poste « **Autres créances** » est constitué principalement des subventions d'investissement à recevoir pour 51 millions d'euros (en Grèce, Italie et Etats-Unis) et de la part hors-groupe du capital souscrit non appelé d'EDF ENR SA pour 100,6 millions d'euros.

### 17.4 Autres créditeurs

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2010		31/12/2009	
	courant	non courant	courant	non courant
Avances et acomptes reçus	114 133	-	104 184	-
Subventions d'investissement	9 366	232 250	6 451	210 787
Dettes fiscales	81 964	381	34 031	411
Dettes sociales	36 858	673	25 540	735
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	82 046	37 352	71 436	11 578
Produits constatés d'avance	37 315	148 549	33 999	167 104
Autres dettes	45 029	10 412	17 500	11 210
<b>Autres créditeurs</b>	<b>406 711</b>	<b>429 617</b>	<b>293 141</b>	<b>401 825</b>
Passifs d'impôts exigibles	10 927		13 509	
<b>Total autres passifs</b>	<b>417 638</b>	<b>429 617</b>	<b>306 650</b>	<b>401 825</b>

Le poste « **Avances et acomptes reçus** » concerne les avances consentis sur la construction des parcs, notamment en France pour 105 millions d'euros.

Le poste « **Subventions d'investissement** » est constitué de subventions provenant essentiellement des Etats-Unis pour 63 millions d'euros, de la France pour 80,8 millions d'euros, de la Grèce pour 49,5 millions d'euros, de l'Italie pour 33 millions d'euros et du Portugal pour 12,6 millions d'euros.

Le poste « **Dettes fiscales** » est constitué principalement de la TVA collectée. L'augmentation de ce poste est liée essentiellement à la vente d'importants projets solaires en France.

Le poste « **Produits constatés d'avance** » comprend principalement les « Production Tax Credit » provenant des Etats-Unis pour 151 millions d'euros.

## 18. Trésorerie, équivalents de trésorerie et découverts bancaires

### Trésorerie nette à la clôture

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2010	31/12/2009
Trésorerie et équivalents de trésorerie au bilan	370 727	466 285
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>	<b>370 727</b>	<b>466 285</b>
Découverts bancaires	(34 864)	(34 925)
<b>Trésorerie nette à la clôture au TFT</b>	<b>335 863</b>	<b>431 360</b>

### Trésorerie nette à l'ouverture

<i>(en milliers d'euros)</i>	01/01/2010	01/01/2009
Trésorerie et équivalents de trésorerie au bilan	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 à l'ouverture au TFT</b>	<b>431 360</b>	<b>445 756</b>

La trésorerie disponible n'inclut pas les comptes de trésorerie bloquée ni les comptes de DSRA pour un total de 139,9 millions d'euros (cf. Note 14.1 – *Actifs financiers*)

## 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 2010, aucun groupe d'actifs et de passifs n'a été identifié comme devant être classé en « Actifs détenus en vue de la vente ».

## 20. Capitaux propres

### 20.1 Capital social

<i>(en euros)</i>	Nombre d'actions	Valeur nominale	Capital social
<b>Capital social au 31 décembre 2008</b>	<b>77 568 416</b>	<b>1,6</b>	<b>124 109 466</b>
<b>Capital social au 31 décembre 2009</b>	<b>77 568 416</b>	<b>1,6</b>	<b>124 109 466</b>
<b>Capital social au 31 décembre 2010</b>	<b>77 568 416</b>	<b>1,6</b>	<b>124 109 465</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'année 2010, 1 117 710 actions ont été achetées, pour un montant de 36 millions d'euros et 1 086 801 actions ont été vendues pour un montant de 35,1 millions d'euros.

Au 31 décembre 2010, le Groupe détient 194 035 actions propres, dont 115 564 dans le cadre du contrat de liquidité et 78 471 afin de couvrir les différents plans d'actions gratuites mis en place par le Groupe en 2009 et 2010, pour une valeur totale de 6,1 millions d'euros.

## 20.3 Distribution de dividendes

L'assemblée générale des actionnaires du 26 mai 2010 a décidé une distribution de dividendes pour un montant de 29,5 millions d'euros correspondant à 0,38 euro par action, mis en paiement le 15 juin 2010.

Au jour de la mise en paiement, le nombre d'actions propres détenues par EDF Energies Nouvelles s'élevait à 280 120 sur un total de 77 568 416 actions. Le dividende correspondant à ces actions propres est égal à 106 milliers d'euros. Ce montant a été affecté en réserve ordinaire.

## 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)	31/12/2010			31/12/2009 retraité		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Emprunts auprès des établissements de crédits (1)	445 845	3 265 825	<b>3 711 670</b>	569 225	2 438 287	<b>3 007 512</b>
Autres dettes financières (2)	90 721	361 756	<b>452 477</b>	101 438	271 150	<b>372 588</b>
Découverts bancaires	34 865	-	<b>34 865</b>	34 924	-	<b>34 924</b>
Juste valeur des dérivés de couverture de flux trésorerie	-	106 342	<b>106 342</b>	51	54 830	<b>54 881</b>
Juste valeur des dérivés de couverture de juste valeur	5 169	-	<b>5 169</b>	5 508	-	<b>5 508</b>
Juste valeur des dérivés de transaction	-	64	<b>64</b>	(37)	1 025	<b>988</b>
<b>Passifs financiers</b>	<b>576 600</b>	<b>3 733 987</b>	<b>4 310 587</b>	<b>711 109</b>	<b>2 765 292</b>	<b>3 476 401</b>

(1) Y compris les intérêts courus pour 24,2 millions d'euros en 2010, le retraitement des frais de mise en place d'emprunt pour (58) millions d'euros et 1 070 millions d'euros de lignes de crédit EDF

(2) Y compris en 2010, des crédits baux pour 139,5 millions d'euros

Désormais, l'échéance des lignes de crédit est définie selon la date d'échéance du contrat et non plus suivant la date de tirage ; c'est pourquoi celles-ci ont été reclassées de « Passifs courants » à « Passifs non courants » au 31 décembre 2009 sur la ligne des « Emprunts auprès des établissements de crédits », pour un montant de 605 millions d'euros. D'autre part, la nature des dettes vers les succursales financières d'EDF a été également redéfinie et ceci a conduit à un reclassement de 640 millions d'euros des « Autres dettes financières » vers les « Emprunts auprès des établissements de crédit » (cf. note 3.3 - *Changement de présentation*).

### 21.2 Echancier des emprunts et des dettes financières en valeur nette comptable

Au 31 décembre 2010

(en milliers d'euros)	Emprunts auprès des Etablissements de crédit (1)		Autres dettes financières	Total
	A moins d'un an	Entre un et cinq ans		
A moins d'un an	445 845	90 721		536 566
Entre un et cinq ans	1 517 625	157 567		1 675 192
A plus de cinq ans	1 748 200	204 189		1 952 389
<b>Total au 31/12/2010</b>	<b>3 711 670</b>	<b>452 477</b>		<b>4 164 147</b>

(1) Y compris les intérêts courus pour 24,2 millions d'euros (classés en moins d'un an)

Les **dettes à moins d'un an** comprennent principalement la part à rembourser, dans les 12 mois, des financements de projets en place, des lignes de crédit corporate utilisées ainsi que des prêts relais en attente de mise en place de financement de projets.

Le financement des projets mis en œuvre par le Groupe, notamment pour les parcs éoliens et les centrales photovoltaïques, implique un recours important à l'endettement. Par « financement de projets », on entend tout endettement lié à un contrat avec un établissement bancaire et qui a pour objet le financement spécifique d'un actif. Chaque financement de projet 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 donnés en garantie. Les contrats sont essentiellement conclus avec les principaux établissements de crédit de premier plan. Au 31 décembre 2010, les financements de projets représentent 2 309 millions d'euros.

Les **autres dettes financières** sont composées des engagements de rachats de minoritaires, des compléments de prix, des dettes financières de crédit-bail, des dettes vis-à-vis de sociétés intégrées proportionnellement et des dettes reconnues dans le cadre de partenariats aux Etats-Unis.

#### Au 31 décembre 2009 (retraité)

<i>(en milliers d'euros)</i>	Emprunts auprès des Etablissements de crédit (1)	Autres dettes financières	Total
A moins d'un an	569 225	101 438	670 663
Entre un et cinq ans	1 585 796	122 648	1 708 444
A plus de cinq ans	852 491	148 502	1 000 993
<b>Total au 31/12/2009</b>	<b>3 007 512</b>	<b>372 588</b>	<b>3 380 100</b>

(1) Y compris les intérêts courus pour 4,5 millions d'euros (classés en moins d'un an)

### 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>01/01/2009 retraité</b>	<b>1 687 545</b>	<b>222 492</b>	<b>1 910 037</b>
Augmentations (1)	2 023 058	251 938	2 274 996
Diminutions (2)	(698 436)	(205 625)	(904 061)
Mouvements de périmètre	(166)	97 753	97 587
Ecart de conversion	630	925	1 555
Autres	(5 119)	5 105	(14)
<b>31/12/2009 retraité</b>	<b>3 007 512</b>	<b>372 588</b>	<b>3 380 100</b>
Augmentations (3)	2 823 833	178 118	3 001 951
Diminutions (4)	(2 183 350)	(74 430)	(2 257 780)
Mouvements de périmètre	29 244	(1 496)	27 748
Ecart de conversion	38 550	11 587	50 137
Autres	(4 119)	(33 890)	(38 009)
<b>31/12/2010</b>	<b>3 711 670</b>	<b>452 477</b>	<b>4 164 147</b>

(1) Y compris intérêts courus pour 4,7 millions d'euros

(2) Y compris intérêts courus pour (4,3) millions d'euros

(3) Y compris intérêts courus pour 21,3 millions d'euros

(4) Y compris intérêts courus pour (2,7) millions d'euros

### 21.4 Analyse des emprunts et dettes financières par pays

#### Au 31 décembre 2010

L'analyse par pays des emprunts du Groupe est la suivante au 31 décembre 2010 :

(en milliers d'euros)	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	TOTAL EMPRUNTS ET DETTES FINANCIERES	A taux fixe	A taux variable	Échéance < 1 an	Échéance 1 à 5 ans	Échéance > 5 ans	Nominal des instruments dérivés de taux
Allemagne	6 772	780	<b>7 552</b>	7 115	437	724	3 272	3 556	-
Belgique	530	14 207	<b>14 737</b>	14 737	-	3 569	6 021	5 147	-
Bulgarie	421	2 235	<b>2 656</b>	2 228	428	428	2 228	-	-
Canada	89 785	-	<b>89 785</b>	(676)	90 461	47 214	7 934	34 637	49 393
Danemark	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Espagne	38 790	10 024	<b>48 814</b>	3 523	45 291	8 282	7 514	33 018	39 191
France (1)	2 051 420	154 832	<b>2 206 252</b>	695 427	1 510 825	134 071	1 261 997	810 184	838 512
Grèce	237 590	24 031	<b>261 621</b>	(860)	262 481	98 135	60 981	102 505	111 409
Italie	262 063	98 097	<b>360 160</b>	2 789	357 371	100 563	76 530	183 067	178 985
Mexique	98 090	-	<b>98 090</b>	93 833	4 257	3 838	20 051	74 201	-
Portugal	302 582	2 407	<b>304 989</b>	37 264	267 725	24 041	79 697	201 251	177 290
Royaume Uni	124 481	21 170	<b>145 651</b>	(1 955)	147 606	30 468	40 864	74 319	103 119
Turquie	60 600	5 180	<b>65 780</b>	42 923	22 857	57 768	4 192	3 820	-
Etats Unis	438 546	119 514	<b>558 060</b>	183 508	374 552	27 465	103 911	426 684	372 025
<b>TOTAL</b>	<b>3 711 670</b>	<b>452 477</b>	<b>4 164 147</b>	<b>1 079 856</b>	<b>3 084 291</b>	<b>536 566</b>	<b>1 675 192</b>	<b>1 952 389</b>	<b>1 869 924</b>
Découverts bancaires			34 865		34 865	34 865			
<b>Total Emprunts et dettes financières</b>			<b>4 199 012</b>	<b>1 079 856</b>	<b>3 119 156</b>	<b>571 431</b>	<b>1 675 192</b>	<b>1 952 389</b>	<b>1 869 924</b>

(1) Y compris le sous-groupe ENR pour 89,9 millions d'euros au 31 décembre 2010

Comme indiqué en note 16.2 - *Instruments dérivés et comptabilité de couverture*, 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.

#### Au 31 décembre 2009 (retraité)

L'analyse par pays des emprunts du Groupe était la suivante au 31 décembre 2009 :

(en milliers d'euros)	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	TOTAL EMPRUNTS ET DETTES FINANCIERES	A taux fixe	A taux variable	Échéance < 1 an	Échéance 1 à 5 ans	Échéance > 5 ans	Nominal des instruments dérivés de taux
Allemagne	684	-	<b>684</b>	684	-	152	532	-	-
Belgique	194	7 263	<b>7 457</b>	7 457	-	968	3 228	3 261	-
Bulgarie	1 851	1 622	<b>3 473</b>	1 608	1 865	1 436	2 037	-	-
Canada	32 823	-	<b>32 823</b>	-	32 823	34 257	(1 434)	-	-
Espagne	3 691	3 467	<b>7 158</b>	3 520	3 638	756	2 637	3 765	14 010
France (1)	1 792 024	120 995	<b>1 913 019</b>	137 946	1 775 073	295 032	1 397 699	220 288	841 019
Grèce	181 251	36 760	<b>218 011</b>	(301)	218 312	90 899	56 111	71 001	84 382
Italie	193 433	51 048	<b>244 481</b>	3 270	241 211	123 990	48 730	71 761	157 752
Portugal	326 010	4 488	<b>330 498</b>	40 308	290 190	21 135	88 879	220 484	188 315
Royaume Uni	51 998	46 239	<b>98 237</b>	430	97 807	52 724	24 087	21 426	47 621
Turquie	48 080	5 105	<b>53 185</b>	49 028	4 157	32 657	15 990	4 538	-
Etats Unis	375 473	95 601	<b>471 074</b>	105 495	365 579	16 657	69 948	384 469	358 474
<b>TOTAL</b>	<b>3 007 512</b>	<b>372 588</b>	<b>3 380 100</b>	<b>349 445</b>	<b>3 030 655</b>	<b>670 663</b>	<b>1 708 444</b>	<b>1 000 993</b>	<b>1 691 573</b>
Découverts bancaires			34 924		34 924	34 924			
<b>Total Emprunts et dettes financières</b>			<b>3 415 024</b>	<b>349 445</b>	<b>3 065 579</b>	<b>705 587</b>	<b>1 708 444</b>	<b>1 000 993</b>	<b>1 691 573</b>

(1) Y compris le sous-groupe ENR pour 94,4 millions d'euros à fin 2009

## 21.5 Ventilation des emprunts et dettes financières par devise

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2010	31/12/2009
En euro (EUR)	3 269 392	2 777 983
En dollar américain (USD)	630 050	471 074
En livre britannique (GBP)	145 650	98 238
En dollar canadien (CAD)	89 785	32 823
En autres devises	29 270	(18)
<b>Total</b>	<b>4 164 147</b>	<b>3 380 100</b>

Les emprunts libellés « en autres devises » sont principalement libellés en nouvelle livre turque (TRL).

En 2009, 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).

<i>(en milliers d'euros)</i>		31/12/2010	31/12/2009 retraité
Total Emprunts et dettes financières	Note 21.4	4 199 012	3 415 024
Juste valeur des dérivés passifs de couverture de flux de trésorerie		96 283	54 830
Juste valeur des dérivés passifs de transaction		64	988
Juste valeur des dérivés actifs de couverture de flux de trésorerie		(3 053)	(5 118)
Juste valeur des dérivés actifs de couverture de juste valeur		(6 252)	-
Juste valeur des dérivés actifs de transaction		-	(679)
Créances financières à court terme (nettes de provision) (dont trésorerie bloquée) (1)	Note 14.1	(270 616)	(232 234)
Trésorerie disponible	Note 18	(370 727)	(466 285)
<b>Endettement financier net</b>		<b>3 644 711</b>	<b>2 766 526</b>

(1) Dont trésorerie bloquée et comptes de DSRA pour un total de 139,9 millions d'euros.

L'endettement financier net du Groupe est constitué des instruments dérivés de couverture de risque de taux et des dérivés de transaction relatifs à la dette. Les dérivés de couverture de risque de change associés aux flux d'exploitation et les dérivés classés en transaction concernant des éléments de change en sont exclus. Au 31 décembre 2009, ces derniers dérivés étaient inclus dans l'endettement net pour un total de 28,9 millions d'euros.

## 22. Gestion des risques financiers

### 22.1 Risque de taux

Dans le cadre de son activité, le Groupe est exposé au risque de taux d'intérêt principalement dans le cadre des financements de projets et du financement de ses activités courantes.

- Financement de projets

Le financement des projets du Groupe, notamment les parcs éoliens et les centrales solaires, implique un recours important à l'endettement. 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. Au 31 décembre 2010, le risque de taux d'intérêt des financements de projets est couvert sur la période 2011 - 2028 à hauteur de 74% du montant (hors la part correspondant à la période de construction, les couvertures n'étant prises en compte qu'à partir de la mise en service). Le taux moyen des couvertures ressort à 3,93% (hors marge de crédit).

- Financement de ses activités courantes (Financement Corporate)

Dans le cadre du financement de ses activités courantes (financement du besoin en fonds de roulement de ses DVAS, des acomptes, des stocks de modules solaires et turbines éoliennes pour ses investissements et des prêts relais jusqu'à la mise en place des financements de projet), le Groupe dispose de lignes de crédit « confirmées » conclues à taux variable. Afin de limiter le risque associé, le Groupe a conclu des contrats de swap de taux et d'options « vanilles ». Basées sur des prévisions d'utilisation des lignes corporate, la gestion du risque de taux est réalisée sur un horizon de cinq années glissantes avec détermination d'un taux budget maximum.

Au 31 décembre 2010, le pourcentage de couverture de la dette corporate brute (hors découverts bancaires) soit 1 548 millions d'euros est de 60 % (en cas de hausse des taux), le solde non encore couvert fait l'objet d'une surveillance attentive et pourra être complété en fonction de l'évolution des marchés financiers.

- Couverture globale

La gestion de financements de projets ainsi que celle des lignes Corporate amènent le Groupe à disposer au 31 décembre 2010 soit directement, soit par le biais de divers instruments, de 71 % du montant total des emprunts et dettes financières (hors trésorerie passive) à taux fixe.

#### Ventilation des emprunts par taux avant et après swaps

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2010			31/12/2009		
	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	1 079 856	1 869 924	2 949 780	349 445	1 691 573	2 041 018
A taux variable	3 084 291	(1 869 924)	1 214 367	3 030 655	(1 691 573)	1 339 082
<b>Total</b>	<b>4 164 147</b>	<b>-</b>	<b>4 164 147</b>	<b>3 380 100</b>	<b>-</b>	<b>3 380 100</b>

## Tests de sensibilité

Sur la base de la situation financière du Groupe au 31 décembre 2010 et au 31 décembre 2009, 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.

<i>(en milliers d'euros)</i>	Compte de résultat		Capitaux propres	
	+0,5%	-0,5%	+0,5%	-0,5%
31 décembre 2010	(6 497)	7 030	48 856	(51 366)
31 décembre 2009	(385)	608	35 322	(37 896)

## 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 2010 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 dont la devise fonctionnelle est différente de l'euro (Etats-Unis, Royaume-Uni, Mexique), 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 2010 est faible (variation positive de 25 millions d'euros de réserve de conversion au 31 décembre 2010) et à mettre en regard d'un montant de 1 606 millions d'euros de capitaux propres à cette même date.
- Tous les actifs (parcs de production d'électricité), passifs (financements de projets associés) et les revenus liés à l'exploitation des parcs sont conclus dans la devise domestique du pays concerné à l'exception non significative, au 31 décembre 2010, de la Turquie. 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 matériels 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 2010

<i>(en milliers d'euros)</i>	EUR	GBP	USD	Autres	TOTAL
Actifs	5 063 196	216 492	1 442 574	464 165	7 186 427
Passifs	4 132 930	169 047	959 221	318 828	5 580 026
<b>Position nette avant gestion</b>	<b>930 266</b>	<b>47 445</b>	<b>483 353</b>	<b>145 337</b>	<b>1 606 401</b>
Effet gestion	13 552	(862)	(8 383)	(4 307)	-
<b>Position nette après gestion</b>	<b>943 817</b>	<b>46 583</b>	<b>474 970</b>	<b>141 030</b>	<b>1 606 401</b>

### Au 31 décembre 2009

<i>(en milliers d'euros)</i>	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>

### 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 2010 et au 31 décembre 2009 montrent qu'une variation de +/- 10 % des cours de change aurait les impacts suivants sur le compte de résultat et sur les capitaux propres :

<i>(en milliers d'euros)</i>	Compte de résultat		Capitaux propres	
	+10%	-10%	+10%	-10%
<b>31 décembre 2010</b>	(117 588)	74 969	3 306	(14 907)
<b>31 décembre 2009</b>	(95 169)	52 540	1 851	(13 452)

À noter : Ces effets seraient compensés en grande partie par la variation de change des éléments sous-jacents à ces instruments de couverture.

## 22.3 Risque de liquidité

### Risque lié à l'accès 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 de « prêts relais » durant la période de construction.

Pour l'année 2010, le Groupe a constaté, dans le cadre des négociations des financements de projets, une amélioration des conditions financières sans toutefois revenir aux conditions antérieures à la crise financière. Les délais de finalisation des dossiers de financement se sont stabilisés même s'ils restent relativement longs.

La quasi-totalité des financements de projets 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.

Pour l'activité DVAS, le Groupe confirme la tendance constatée depuis maintenant deux ans, en particulier aux Etats-Unis, qui se traduit par la réduction des acomptes de paiement et par une demande d'allongement des délais de règlement de la part des compagnies électriques afin de leur permettre de mettre en place leurs financements.

Au cours de l'année, le Groupe a conclu pour un montant de 860 millions d'euros de financement de projet. Au total, le Groupe dispose de 2 309 millions d'euros de financements de projets au 31 décembre 2010 avec une maturité moyenne de 12,8 années.

#### **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 2010, de lignes de crédits Corporate ayant des échéances s'échelonnant de 2011 à 2017 pour un montant total de 2 543 millions d'euros (hors découverts bancaires). Ce montant inclut un financement à hauteur de 1 790 millions d'euros conclu avec le groupe EDF.

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 contiennent des clauses d'exigibilité anticipée notamment un ratio EBITDA/ Frais financiers nets qui doit en général être supérieur à 2, un seuil maximal de dettes et une clause de changement de contrôle (ou d'actionnariat) vis-à-vis du Groupe EDF.

- 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 2010, le Groupe dispose d'une trésorerie de 371 millions d'euros (hors découverts bancaires).

## Lignes de crédit au 31 décembre 2010

<i>(en millions d'euros)</i>	Montant	Utilisation	Non utilisation
<b>Lignes moyen terme (1)</b>			
- échéance 2011	20	20	-
- échéance 2012	895	600	295
- échéance 2013	220	220	-
- échéance 2014	100	100	-
- échéance 2015	700	-	700
- échéance 2016	-	-	-
- échéance 2017	500	500	-
Total	2 435	1 440	995
<b>Lignes 364 jours renouvelables (2)</b>			
- échéance 2011	108	108	-
<b>Découverts bancaires</b>	85	35	50
<b>TOTAL</b>	<b>2 628</b>	<b>1 583</b>	<b>1 045</b>

(1) Hors lignes de crédit de Tenesol pour 36 millions d'euros. Les lignes de crédit corporate présentées dans ce tableau peuvent être utilisées à tout moment pour faire face au risque de liquidité du Groupe

(2) Lignes de crédit adossées à de la trésorerie

## Lignes de crédit au 31 décembre 2009

<i>(en millions d'euros)</i>	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	-
Total	1 345	1 345	-
<b>Lignes 364 jours renouvelables (1)</b>			
- échéance 2010	108	108	-
<b>Découverts bancaires</b>	113	35	78
<b>TOTAL</b>	<b>1 566</b>	<b>1 488</b>	<b>78</b>

(1) Lignes de crédit adossées à de la trésorerie

## Echéancier 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 2010.

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 2010.

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	445 845	3 265 825	3 711 670	325 765	1 946 577	2 300 054	4 572 396
Autres dettes financières	90 721	361 756	452 477	95 114	176 165	233 608	504 887
Découverts bancaires	34 865	-	34 865	34 865	-	-	34 865
Instruments de dérivés de taux d'intérêts nets (passifs-actifs)	-	87 043	87 043	42 808	47 682	(28 299)	62 191
Instruments de dérivés de change	5 170	10 058	15 228	5 170	10 058	-	15 228
Instruments de dérivés de transaction	64	-	64	64	-	-	64
Dettes fournisseurs	229 798	-	229 798	229 798	-	-	229 798
Autres créiteurs (1)	241 208	-	241 208	241 208	-	-	241 208

(1) Sont inclus en autres créiteurs dans le tableau du risque de liquidité : les avances et acomptes reçus, les dettes sur immobilisations et les autres dettes courantes (cf. note 17.4 - *Autres créiteurs*)

## 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 2010 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 Etats-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 ses 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 1 666 millions d'euros au 31 décembre 2010. Il représente la valeur comptable des actifs présentés dans la note 23 - *Information sur la juste valeur des instruments financiers*.

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 nantissements 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 termes d'impact. Il est en mesure de mettre rapidement un terme à ces investissements lorsque les critères de rentabilité ou de processus ne sont pas satisfaisants.

## 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)	31/12/2010		31/12/2009	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
<b>ACTIF</b>				
Actifs financiers disponibles à la vente	49 659	49 659	49 690	49 690
Juste valeur positive des dérivés de couverture	11 434	11 434	39 606	39 606
Juste valeur positive des dérivés de transaction	223	223	680	680
Actifs au coût amorti	1 604 496	1 604 496	1 419 936	1 419 936
<i>Prêts et créances financières</i>	332 776	332 776	282 060	282 060
<i>Créances clients</i>	622 087	622 087	374 014	374 014
<i>Autres débiteurs (1)</i>	278 906	278 906	297 577	297 577
<i>Trésorerie et équivalents de trésorerie au bilan</i>	370 727	370 727	466 285	466 285
<b>PASSIF</b>				
Passifs au coût amorti	4 679 383	4 675 664	3 851 289	3 854 588
<i>Emprunts et dettes financières</i>	4 164 147	4 160 428	3 380 100	3 383 399
<i>A taux variable</i>	3 084 291	3 084 291	3 030 655	3 030 655
<i>A taux fixe</i>	1 079 856	1 076 137	349 445	352 744
<i>Dettes fournisseurs</i>	229 798	229 798	230 242	230 242
<i>Autres créditeurs (2)</i>	250 574	250 574	206 022	206 022
<i>Découverts bancaires</i>	34 864	34 864	34 925	34 925
Juste valeur négative des dérivés de couverture	111 511	111 511	60 389	60 389
Juste valeur négative des dérivés de transaction	64	64	987	987

(1) Les Autres débiteurs comprennent les Avances et acomptes versés et les autres créances (cf. note 17.3 - *Autres débiteurs*)

(2) Les Autres créditeurs comprennent les Avances et acomptes reçus, les dettes sur immobilisations et les autres dettes (cf. note 17.4 - *Autres créditeurs*)

### Hiérarchie des justes valeurs au 31 décembre 2010

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 (1)	540		
Dérivés de couverture actifs		11 434	
Dérivés de transaction actifs		223	
<b>Total actif</b>	<b>540</b>	<b>11 657</b>	<b>-</b>
Dérivés de couverture passifs		111 511	
Dérivés de transaction passifs		64	
<b>Total passif</b>	<b>-</b>	<b>111 575</b>	<b>-</b>
<b>Total juste valeur</b>	<b>540</b>	<b>(99 918)</b>	<b>-</b>

(1) La ligne « Actifs financiers disponibles à la vente » n'intègre pas les titres de sociétés non cotées et comptabilisés au coût

## 24. Impôts différés

### 24.1 Ventilation des impôts différés par nature

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2010	31/12/2009
<b>Impôts différés actifs</b>		
Subventions	267	785
Elimination d'opérations internes	51 294	41 552
Déficits reportables	118 413	109 638
Compensation impôts différés actifs / passifs	(202 291)	(163 592)
Autres	86 445	61 501
<b>Total des Impôts différés actifs</b>	<b>54 128</b>	<b>49 884</b>
<b>Impôts différés passifs</b>		
Retraitement d'amortissement (y compris amortissement dérogatoire)	(248 387)	(180 529)
Ecart d'évaluation	(31 056)	(30 225)
Compensation impôts différés actifs / passifs	202 291	163 592
Autres	(72 413)	(64 148)
<b>Total des Impôts différés passifs</b>	<b>(149 565)</b>	<b>(111 310)</b>
<b>Impôts différés nets</b>	<b>(95 437)</b>	<b>(61 426)</b>

Au 31 décembre 2010, le montant cumulé des impôts différés actifs non reconnus s'élève à 12,8 millions d'euros dont 9,6 millions d'euros pour l'exercice 2009.

### 24.2 Échéances des impôts différés

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2010	31/12/2009
<b>Actifs d'impôts différés</b>	<b>54 128</b>	<b>49 884</b>
- recouvrables à plus de 12 mois	54 128	49 884
<b>Passifs d'impôts différés</b>	<b>149 565</b>	<b>111 310</b>
- recouvrables à plus de 12 mois	149 565	111 310

### 24.3 Variation de l'impôt différé

<i>(en milliers d'euros)</i>	Impôts différés actifs	Impôts différés passifs	Impôts différés nets
Situation au 1er décembre 2009	40 302	94 581	(54 279)
Variation des bases	91 734	96 129	(4 395)
Variation de périmètre	2 381	1 060	1 321
Ecart 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)	-
Situation au 31 décembre 2009	49 884	111 310	(61 426)
Variation des bases	29 891	81 776	(51 885)
Variation de périmètre	(413)	(1 567)	1 154
Ecart de conversion	1 046	2 762	(1 716)
Incidence sur les réserves de l'exercice	12 419	(2 484)	14 903
Affectation de goodwill	-	-	-
Autres	-	(3 533)	3 533
Compensation IDA/IDP	(38 699)	(38 699)	-
Situation au 31 décembre 2010	54 128	149 565	(95 437)

### 24.4 Preuve d'impôt

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2010	31/12/2009
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	<b>146 512</b>	<b>126 110</b>
Pertes de valeur des écarts d'acquisition	(11 081)	(697)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées et pertes de valeur des écarts d'acquisition	157 593	126 807
Taux d'imposition du groupe	34,43%	34,43%
<b>Charge théorique d'impôt</b>	<b>(54 259)</b>	<b>(43 660)</b>
Différences de taux d'imposition	2 093	743
Différences permanentes	2 685	9 683
Impôts sans base	(430)	12 425
Autres (1)	(11 462)	(581)
<b>Charge réelle d'impôt</b>	<b>(61 373)</b>	<b>(21 390)</b>

(1) Dont actifs d'impôts différés non reconnus

La charge d'impôt sur les sociétés de l'exercice s'élève à 61,4 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 21,4 millions d'euros au 31 décembre 2009, pour un résultat bénéficiaire avant impôt des sociétés intégrées de 146,5 millions d'euros contre 126,1 millions d'euros au 31 décembre 2009. Le taux effectif d'impôt du Groupe s'établit à 41,9 %, contre 16,96 % en 2009.

Les dépréciations comptabilisées sur les activités ENR, qui impactent le résultat courant avant impôt à hauteur de (44,8) millions d'euros, ne sont fiscalisées qu'à hauteur d'un Impôt différé actif de 1,8 millions d'euros. Corrigés de ces éléments, le taux effectif s'établirait à 33%. Il reste en augmentation par rapport à celui constaté l'an passé.

En 2009, le groupe avait bénéficié d'effets de minoration importants, notamment du fait de la non fiscalisation du badwill constaté lors de l'achat de Greentech Monte Grighine et d'un crédit d'impôt exceptionnel reconnu en Italie.

En 2010, les zones dans lesquelles les taux d'impôts sont élevés, notamment aux Etats-Unis et en France, ont dégagé un résultat courant avant impôt important, qui a pour conséquence d'augmenter le taux moyen du Groupe ; par ailleurs les effets de minoration sont moins importants.

La différence entre le taux effectif de 41,89 % et le taux normal d'imposition du Groupe de 34,43 % résulte essentiellement :

- Des effets de majoration suivants :
  - la non reconnaissance de l'impôt différé actif sur les provisions pour risques et charges et les dépréciations d'actifs sur les activités ENR ;
  - la réduction du crédit d'impôt "Tremonti Ter" constatée en 2009 en Italie ;
  - la non déductibilité permanente de certaines charges et notamment :
    - la non déductibilité au Mexique de l'effet relatif à l'inflation ;
    - des charges non déductibles en Grèce ;
  - l'effet de la non-reconnaissance de certains déficits, principalement en Grèce et chez une filiale du sous-groupe ENR.
  
- Des effets de minorations suivants :
  - des produits exceptionnels non récurrents et non imposables notamment la plus-value de cession des centrales thermiques de Jarry et Saint Martin ;
  - l'utilisation aux Etats-Unis des crédits d'impôts (PTC et ITC) dans le cadre de l'exploitation des parcs éoliens ;
  - des taux d'imposition inférieurs dans plusieurs pays où le Groupe est présent (principalement le Royaume-Uni, la Bulgarie, le Portugal, la Turquie) ;
  - des crédits d'impôt Environnement en Espagne et des crédits d'impôt Recherche en France.

## 25. Provisions

(en milliers d'euros)	31/12/2010			31/12/2009		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour avantages du personnel	-	2 672	<b>2 672</b>	-	2 207	<b>2 207</b>
Autres provisions :						
Provisions pour risques liés aux participations	-	13 305	<b>13 305</b>	-	5	<b>5</b>
Provisions pour litiges	1 357	3 746	<b>5 103</b>	1 400	445	<b>1 845</b>
Provisions pour déconstruction	-	455	<b>455</b>	-	1 338	<b>1 338</b>
Provisions pour garanties	-	9 507	<b>9 507</b>	-	8 951	<b>8 951</b>
Autres	5 523	6 256	<b>11 779</b>	4 856	7 019	<b>11 875</b>
<b>Total</b>	<b>6 880</b>	<b>35 941</b>	<b>42 821</b>	<b>6 256</b>	<b>19 965</b>	<b>26 221</b>

(en milliers d'euros)	Provisions pour avantages du personnel	Provisions pour risques liés aux participations	Provisions pour litiges	Provisions pour déconstruction	Provisions pour garanties	Autres	Total
<b>Provisions au 01/01/2009</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
Ecart 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>
Variation de périmètre	(29)	-	-	(945)	12	-	(962)
Provisions utilisées	(230)	-	(2 346)	-	(1 398)	(5 178)	(9 152)
Provisions excédentaires ou devenues sans objet	-	-	-	-	-	-	-
Dotations	724	13 300	5 512	-	1 746	5 136	26 418
Ecart de conversion	-	-	46	5	109	-	160
Autres	-	-	46	57	87	(54)	136
<b>Provisions au 31/12/2010</b>	<b>2 672</b>	<b>13 305</b>	<b>5 103</b>	<b>455</b>	<b>9 507</b>	<b>11 779</b>	<b>42 821</b>

Le solde de **42,8 millions d'euros** au 31 décembre 2010 correspond essentiellement aux éléments suivants :

- 9,5 millions d'euros de provisions pour garanties principalement chez Tenesol au titre de l'obligation de renouvellement de batteries et d'autres obligations dans le cadre des projets de défiscalisations solaires ;
- 13,2 millions d'euros de provisions liées aux participations de sociétés du sous-groupe ENR (cf. note 1 - *Informations générales*) ;
- 11,8 millions d'euros d'autres provisions concernant principalement des provisions pour risques en France pour 2,6 millions d'euros, dans le sous-groupe ENR pour 3,1 millions d'euros et en Grèce pour 4,3 millions d'euros ;
- 5,1 millions d'euros de provisions pour litiges dont principalement des litiges clients ou prudhommaux chez les filiales du sous-groupe ENR et des litiges en France.

Les **variations de la période** s'expliquent essentiellement par des dotations nettes pour 17,3 millions d'euros dont principalement 15,9 millions d'euros sur le sous-groupe ENR et 1,3 million d'euros en France.

Au second semestre, EDF ENR et Ribo se sont vues assignées par M. Robert Ribo, qui met en cause la gestion du développement à l'international et réclame des redevances fondées sur un scénario de succès mondial des produits de la marque. Le Groupe conteste formellement le fondement des demandes formulées et juge qu'il n'y a pas de provision à constituer.

## 26. Provisions pour avantages au personnel

Les provisions pour avantages au personnel incluent les indemnités de départ à la retraite et les gratifications d'ancienneté.

### 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 :

	31/12/2010
Taux d'actualisation	4,25%
Taux d'inflation	2%

### 26.2 Evolution des engagements

<i>(en milliers d'euros)</i>	Indemnités de départ en retraite	Gratifications d'ancienneté	TOTAL
<b>Provisions au 31/12/2009</b>	<b>2 128</b>	<b>79</b>	<b>2 207</b>
Variation de périmètre	(29)		(29)
Coût des services	745	33	778
Charge d'intérêt	26		26
Prestations payées	(284)	(26)	(310)
<b>Montant des engagements à la clôture de l'exercice</b>	<b>2 586</b>	<b>86</b>	<b>2 672</b>
Valeur des actifs de couverture			
<b>Provisions au 31/12/2010</b>	<b>2 586</b>	<b>86</b>	<b>2 672</b>

## 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

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2010	31/12/2009
Immobilisations incorporelles	21 136	3 626
Immobilisations corporelles	157 206	107 527
Immobilisations financières	15 396	19 721
<b>Total dotations nettes aux amortissements et provisions des immobilisations</b>	<b>193 738</b>	<b>130 874</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>193 738</b>	<b>130 874</b>
Engagement envers les salariés		
Autres provisions	17 266	10 113
<b>Total dotations nettes des provisions</b>	<b>17 266</b>	<b>10 113</b>
<b>Total des dotations nettes hors actifs courants</b>	<b>211 004</b>	<b>140 987</b>

## 27.2 Elimination des résultats de cession et des pertes ou profits de dilution

(en milliers d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
(Plus) ou moins value sur cessions d'actifs incorporels	69	414
(Plus) ou moins value sur cessions d'actifs corporels	(2 637)	856
(Plus) ou moins value sur cessions d'actifs financiers	(121)	(3 237)
(Plus) ou moins value sur cessions de titres de participation (1)(2)	(11 488)	(394)
<b>Total</b>	<b>(14 177)</b>	<b>(2 361)</b>

- (1) l'écart de 169 milliers d'euros avec le résultat de déconsolidation 2010 de la note 5 - *Autres produits et charges opérationnels* provient de l'application de la norme IFRS3 Révisée sur la prise de participation complémentaire de Reetec avec la réévaluation de la participation antérieurement détenue
- (2) les plus values sur cessions de titres de participations proviennent principalement de la cession des centrales thermiques de Jarry et Saint-Martin. L'écart de 43 milliers d'euros avec le résultat de déconsolidation 2009 de la note 5 - *Autres produits et charges opérationnels* provient essentiellement du résultat de dilution sur le Mexique

## 27.3 Autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie

(en milliers d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Emprunts auprès des établissements de crédit	(2 458)	(5 263)
Créances et dettes financières	(597)	(42)
Avances et dettes sur immobilisations	(747)	(888)
Autres créances et dettes d'exploitation	(28 328)	10 214
Autres créances et autres dettes	(1 681)	(20 650)
<b>Total</b>	<b>(33 811)</b>	<b>(16 629)</b>

Les autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie :

- relatifs aux **créances et dettes financières** correspondent aux gains ou pertes de change sur les investissements nets à l'étranger ;
- relatifs aux **autres créances et dettes d'exploitation** correspondent aux gains ou pertes de change constatés sur des dettes et des créances en devises ;
- relatifs aux **autres créances et autres dettes** sont constitués de badwill en 2009 ainsi que des charges de désactualisation.

## 27.4 Acquisitions et cessions d'immobilisations

(en milliers d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(3 486)	(10 262)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(1 213 877)	(1 195 315)
<b>Total des acquisitions d' immobilisations corporelles &amp; incorporelles</b>	<b>(1 217 363)</b>	<b>(1 205 577)</b>
Dettes sur acquisitions d'immobilisations incorporelles	(4 111)	5 568
Dettes sur acquisitions d'immobilisations corporelles	50 077	(77 779)
<b>Variation des dettes sur acquisitions d' immobilisations corporelles &amp; incorporelles</b>	<b>45 966</b>	<b>(72 211)</b>
<b>Total des acquisitions d' immobilisations</b>	<b>(1 171 397)</b>	<b>(1 277 788)</b>

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2010	31/12/2009
Prix de cession des immobilisations incorporelles	-	15
Prix de cession des immobilisations corporelles	113 396	27 684
<b>Total des prix de cession des immobilisations corporelles &amp; incorporelles</b>	<b>113 396</b>	<b>27 699</b>
Créances sur cessions d'immobilisations corporelles	(135)	37
<b>Variation des créances sur cession d'immobilisations corporelles &amp; incorporelles</b>	<b>(135)</b>	<b>37</b>
Prix de cession des actifs financiers non courants	568	3 963
Créances sur cessions d'actifs fin non courants	(29)	(504)
<b>Variation des créances sur cessions d'actifs non courants</b>	<b>539</b>	<b>3 459</b>
<b>Total des cessions d'immobilisations</b>	<b>113 800</b>	<b>31 195</b>

Les cessions d'immobilisations concernent principalement des cessions bail et des cessions d'actifs en France et en Italie.

## 27.5 Incidence des variations de périmètre

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2010			31/12/2009		
	Acquisitions	Cessions	Net	Acquisitions	Cessions	Net
Acquisitions						
- Prix d'acquisition	(14 449)		(14 449)	(34 918)		(34 918)
- Trésorerie acquise	855		855	4 748		4 748
<b>Effet des entrées de périmètre et des variations de pourcentage d'intégration</b>	<b>(13 594)</b>		<b>(13 594)</b>	<b>(30 170)</b>		<b>(30 170)</b>
Cessions						
- Prix de cession		17 389	17 389		1 183	1 183
- Trésorerie sortie		(5 343)	(5 343)		(586)	(586)
<b>Effet des sorties de périmètre</b>		<b>12 046</b>	<b>12 046</b>		<b>597</b>	<b>597</b>
<b>Incidence nette des variations de périmètre</b>			<b>(1 548)</b>			<b>(29 573)</b>

En 2010, les **prix d'acquisition** correspondent essentiellement à l'acquisition de Beacon aux Etats-Unis.

La **trésorerie acquise** correspond principalement au passage de la méthode de la mise en équivalence à l'intégration globale de la société Reetec.

Les **cessions** ainsi que la **trésorerie sortie** correspondent principalement à la cession des centrales thermiques Jarry et Saint Martin ainsi qu'à la liquidation de Siif Ghana.

En 2009, les **prix d'acquisition** correspondaient principalement à l'acquisition de 31 % complémentaires de la société EDF ENR Solaire, de 50 % de la société turque Soma, à l'acquisition des sociétés italiennes Bonorva et Greentech Monte Grighine et à l'acquisition de la société espagnole Aavyc Gestion.

La **trésorerie acquise** correspondait principalement au passage de la méthode de la mise en équivalence à l'intégration globale de la société EDF ENR Solaire.

Les **cessions** ainsi que la **trésorerie sortie** correspondaient principalement à la cession des sociétés Seclin et Chabossière.

## 28. Engagements hors bilan

### 28.1 Changement de présentation 2010

Le Groupe a modifié la présentation des engagements hors bilan afin d'en améliorer la lecture.

Les engagements hors bilan sont désormais regroupés sous les intitulés suivants :

- commandes d'exploitation,
- engagements de financement reçus,
- garanties et engagements conditionnels.

Les **commandes d'exploitation** regroupent les obligations contractuelles directement liées à l'activité courante du Groupe qui ne sont pas reflétées au bilan (principalement commandes de turbines et de panneaux photovoltaïques). Ces engagements sont ventilés par maturité afin de présenter les échéanciers de paiements.

Les **engagements de financement** reçus comprennent les lignes de crédit non tirées ainsi que les financements de projets signés mais qui ne sont pas encore tirés.

Enfin, les **garanties et engagements conditionnels** présentent les garanties bancaires émises ainsi que les engagements pris par le Groupe dont la réalisation est soumise à l'occurrence d'évènements futurs incertains.

Les engagements qui sont considérés réciproques par nature (un engagement donné avec pour contrepartie un engagement reçu) ne sont plus comme par le passé, présentés à la fois dans les engagements donnés et dans les engagements reçus. Il s'agit principalement des commandes d'exploitation qui ont une contrepartie positive pour l'entreprise telle que l'inscription à l'actif du bilan d'une immobilisation par exemple.

L'impact de ce changement de présentation sur les engagements hors bilan publiés au 31 décembre 2009 est détaillé ci-dessous :

<i>en millions d'euros</i>		31/12/2010	31/12/2009 retraité	31/12/2009 publié
Commandes d'exploitation (1)	<b>Note 28.2</b>	2 155	2 520	2 476
Garanties et engagements conditionnels (2)	<b>Note 28.4</b>	516	333	1 102
<i>Nantissements, hypothèques et autres sûretés réelles (3)</i>				1 604
				<b>5 182</b>
Engagements de financement reçus (4)	<b>Note 28.3</b>	1 605	578	3 094
<i>Avals, cautions et autres garanties reçues (2)</i>				832
				<b>3 926</b>

(1) Auparavant dénommé "Autres engagements donnés" pour 2 476 millions d'euros. Ce montant a été majoré de 43,5 millions d'euros correspondant aux primes de succès dans le cadre de partenariat présentés dans la note 28 - *Actifs et passifs éventuels* du document de référence 2009.

(2) Auparavant dénommé "Avals, cautions et autres garanties donnés ou reçus". La partie relative aux contrats de construction n'est plus présentée, ni en engagements donnés (769 millions d'euros), ni en engagements reçus (752 millions d'euros). Seules les garanties émises au titre de tels contrats font l'objet d'une information en garanties et engagements conditionnels.

(3) Les nantissements sont présentés en 2010 dans la note 12 - *Immobilisations Corporelles*.

(4) Cette ligne auparavant dénommée "Autres engagements reçus" comprenait en 2009 les engagements réciproques des commandes d'exploitation (pour 2 516 millions d'euros) ainsi que les lignes de crédit non tirées (pour 578 millions d'euros). L'engagement réciproque au titre des commandes d'exploitation n'est plus présenté en 2010 en engagements reçus.

## 28.2 Commandes d'exploitation

<i>Commandes d'exploitation en millions d'euros</i>	Échéances			31/12/2010	31/12/2009 retraité
	moins d'un an	de 1 à 5 ans	plus de 5 ans		
Commandes de panneaux, turbines et combustibles	707	1 006	20	1 733	2 089
Locations opérationnelles - Preneur	39	43	109	191	78
Services long terme et engagements commerciaux	61	70	67	198	225
Autres					84
Primes de succès dans le cadre de contrats de partenariat	14	11	8	33	44
<b>Total commandes d'exploitation</b>	<b>821</b>	<b>1 130</b>	<b>204</b>	<b>2 155</b>	<b>2 520</b>

Le Groupe sécurise ses approvisionnements essentiellement en turbines et modules photovoltaïques par des contrats fermes pluri-annuels. Ainsi, le Groupe s'est engagé à acheter et les tiers concernés à livrer de tels actifs.

Le Groupe est amené à signer des contrats de location opérationnelle à long terme, essentiellement pour la location de terrains dans le cadre de l'installation de parcs éoliens et photovoltaïques. Il s'agit du montant nominal de tels contrats, sans indexation ni actualisation.

Dans le cadre du développement des projets, le Groupe conclut des accords de partenariat avec des tiers. Lorsque l'avancement des projets rend potentiel le versement d'une rémunération à ces tiers, une prime de succès est évaluée.

## 28.3 Engagements de financement reçus

<i>en millions d'euros</i>	31/12/2010	31/12/2009 retraité
Lignes de crédit non tirées	1 031	0
Emprunts signés non tirés	574	578
<b>Total engagements de financement reçus</b>	<b>1 605</b>	<b>578</b>

Ce poste est composé des lignes de crédit non utilisées accordées par les banques (cf. note 22.3 - Risque de liquidité) ainsi que des emprunts déjà signés pour la construction de parcs par exemple mais qui n'ont pas encore été tirés et n'apparaissent donc pas au bilan. Les découverts bancaires ne sont pas inclus.

## 28.4 Garanties et engagements conditionnels

<i>en millions d'euros</i>	31/12/2010	31/12/2009 retraité
Garanties données	350	249
Engagements d'acquisition de titres conditionnels	49	32
Autres engagements donnés	117	52
<b>Total garanties et engagements</b>	<b>516</b>	<b>333</b>

Le Groupe accorde des garanties dans le cadre des contrats de construction qu'il réalise (garanties de remise en état en cas de dégradation, garanties de complet achèvement, etc.).

Le montant total de telles garanties s'élève à 350 millions d'euros en 2010 contre 249 millions d'euros en 2009. Aucune information n'indique à ce jour qu'une de ces garanties sera mise en jeu.

Les engagements d'acquisition de titres correspondent aux options d'achat non comptabilisées au bilan car les conditions d'exercice de ces options ne sont pas réunies.

Les autres engagements donnés se rapportent principalement aux engagements conditionnels de financement d'entités non consolidées ou mises en équivalence.

## 29. Regroupements d'entreprises

Les regroupements d'entreprises significatifs réalisés sur l'année 2010 concernent les opérations suivantes :

- Acquisition aux Etats-Unis en juin 2010, de 100 % d'intérêts dans les sociétés Beacon et Corona, consolidées en intégration globale.
- Prise de contrôle de la société Reetec en Allemagne, à compter de janvier 2010, par le rachat de 44 % d'intérêts complémentaires. Reetec est désormais consolidée en intégration globale avec un taux d'intérêt de 72 %, alors qu'elle était consolidée en mise en équivalence à 28 % en 2009. Lorsque la prise de contrôle est réalisée par achats successifs de titres, les actions antérieurement détenues avant la prise de contrôle sont réévaluées à leur juste valeur. Cette réévaluation des actions REETEC est enregistrée en résultat pour (169) milliers d'euros. Les intérêts minoritaires ont été évalués pour leur juste valeur.

Les opérations ont été comptabilisées conformément aux dispositions introduites par la norme IFRS 3 révisée, qui sont décrites dans la section 3.2.2.

Les acquisitions des sociétés Beacon et Corona, réalisées à la fin du premier semestre 2010 ont été comptabilisées de manière provisoire au 31 décembre 2010. La juste valeur du prix d'acquisition ainsi que des actifs et des passifs acquis est susceptible d'être révisée, durant les 12 mois suivant la date d'acquisition, entraînant de ce fait une modification ultérieure des goodwill.

Les données relatives à ces regroupements sont présentées ci-dessous.

### Analyse du coût d'acquisition

<i>(en milliers d'euros)</i>	<b>Total</b>
Prix d'acquisition	14 296
Dette sur acquisitions de titres	15 227
Juste valeur de la quote part antérieurement détenue	1 014
Intérêts des minoritaires	1 014
<b>Coût d'acquisition total</b>	<b>31 551</b>
Juste valeur des actifs nets acquis	23 500
<b>Ecart d'acquisition dégagé</b>	<b>8 051</b>

## Analyse de l'actif net acquis

<i>(en milliers d'euros)</i>	Total	
	Juste Valeur	VNC
<i>Actif</i>		
Immobilisations	53 369	31 814
Trésorerie et équivalents de trésorerie	711	711
Stocks	722	722
Autres actifs	12 432	6 478
<b>TOTAL ACTIF</b>	<b>67 234</b>	<b>39 725</b>
<i>Passif</i>		
Dettes financières	36 993	36 385
Juste valeur des instruments de couverture	-	-
Dettes d'exploitation	6 729	6 372
Autres passifs	12	12
<b>ACTIF NET</b>	<b>23 500</b>	<b>(3 044)</b>
Intérêts minoritaires	803	803
Actifs nets acquis	22 697	(3 847)
Résultat net depuis la date d'acquisition	-	(1 657)
<b>RESULTAT NET PART DU GROUPE</b>	<b>-</b>	<b>(1 913)</b>

## 30. Transactions avec les parties liées

### Compte de résultat (en milliers d'euros)

Société	Chiffre d'affaires		Charges opérationnelles		Produits financiers		Charges financières	
	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
Actionnaires	113 769	90 198	(3 470)	(3 964)	4 602	-	(23 951)	(8 200)
Dirigeants mandataires			(2 173)	(2 153)				
Co-entreprises	21 529	14 449	(62 830)	(42 046)	2 642	3 124	(7)	(40)
Entreprises associées	357	-	-	-	781	1 464	(1)	(2)
Sociétés sur lesquelles les dirigeants du groupe exercent une influence notable	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>135 655</b>	<b>104 647</b>	<b>(68 473)</b>	<b>(48 163)</b>	<b>8 025</b>	<b>4 588</b>	<b>(23 959)</b>	<b>(8 242)</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)	
	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
Actionnaires	-	-	21 935	11 121	-	459	65 818	41 493
Co-entreprises	80 114	112 675	1 552	852	-	-	-	-
Entreprises associées	37 227	6 620	795	-	-	-	-	-
Sociétés sur lesquelles les dirigeants du groupe exercent une influence notable	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>117 341</b>	<b>119 295</b>	<b>24 282</b>	<b>11 973</b>	<b>-</b>	<b>459</b>	<b>65 818</b>	<b>41 493</b>

**Bilan – PASSIF (en milliers d'euros)**

Société	Dettes financières		Dettes fournisseurs et autres dettes		Comptes courants passifs	
	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
Actionnaires	1 144 611	640 944	-	-	5 333	5 300
Co-entreprises	9 492	347	18 486	8 893	353	30
Entreprises associées	63	62	-	-	-	1 134
Sociétés sur lesquelles les dirigeants du groupe exercent une influence notable	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>1 154 166</b>	<b>641 353</b>	<b>18 486</b>	<b>8 893</b>	<b>5 686</b>	<b>6 464</b>

Par « Actionnaires », on entend de manière limitative EDEV, EDF et le Groupe Mouratoglou.

Les relations avec EDF consistent essentiellement en de la vente d'électricité et des prêts.

Les co-entreprises sont les sociétés intégrées dans le périmètre de consolidation selon la méthode proportionnelle.

Les entreprises associées incluent les sociétés mises en équivalence.

Les transactions entre parties liées ne sont pas compensées entre elles.

**31. Evénements postérieurs à la date de clôture**

Il n'y a pas d'événements significatifs postérieurs à la clôture.

**32. Périmètre**

Le Groupe EDF Energies Nouvelles est constitué de 317 sociétés consolidées dont 239 en intégration globale, 71 en intégration proportionnelle et 7 en mise en équivalence.

31 DECEMBRE 2010

31 DECEMBRE 2009

Sociétés		% Intérêts	% Contrôle	Méthode	% 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 Eolien d'Antifer	France	(2) 0,00%	0,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	434.518.999
Parc Eolien de Luc sur Orbieux	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	434.518.577
Parc Eolien d'Oupia	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	434.518.437
Parc Eolien de Castanet	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	437.923.402
Parc Eolien de la Cote de Jade	France	90,00%	90,00%	IG	90,00%	90,00%	IG	438.147.456
Parc Eolien des Polders du Dain	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	438.147.324
Parc Eolien de Fiennes	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	438.540.312
Parc Eolien de Villeseque	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	434.519.088
Parc Eolien de La Conque	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	441.054.186
Parc Eolien de Calsigas	France	(2) 0,00%	0,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	449.604.701
Parc Eolien de Puech Negre	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	449.759.216
Parc Eolien 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
Parc Eolien de Cambouisset	France	(1) 100,00%	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Electrique 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	(2) 0,00%	0,00%	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	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Parc éolien des Barthes	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Neuvy et Villars	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Blauvac	France	(1) 100,00%	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Manosque	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Sainte Tulle	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Gabardan Trackers	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Colsun	France	50,00%	50,00%	IP	50,00%	50,00%	IP	
Gabardan 1	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Gabardan 4	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Gabardan 7	France	(1) 100,00%	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Parc Eolien de la Petite Moure	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Parc Eolien de la Pierre	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Parc Eolien du Nipleau	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Parc Eolien des 3 Frères	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
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
Eolienne 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
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	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Parc Solaire de la Roseraie	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Bouloc	France	(1) 100,00%	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Pierrefonds services	France	(1) 100,00%	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Beguey	France	(1) 100,00%	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Puylobubier	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 Developpement	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	493.536.676
Parc Eolien de Salles Curan	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	449.597.046
Parc Eolien Chemin d'Abliis	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	479.892.812
Eoliennes Plat des Graniers	France	(1) 100,00%	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Montendre	France	(1) 100,00%	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Pierrefonds	France	(1) 100,00%	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
EDF ENR	France	50,00%	50,00%	IG	50,00%	50,00%	IG	
Supra	France	40,64%	81,28%	IG	40,64%	81,28%	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 ocean indien	France	25,00%	50,00%	IP	25,00%	50,00%	IP	
Tenesol services ocean 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 Polynesie	France	12,75%	25,50%	IP	12,75%	25,50%	IP	
Tenesol Polynesie 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	25,00%	50,00%	IP	25,00%	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	50,00%	100,00%	IG	50,00%	100,00%	IG	498.173.905
Photon Technology	France	50,00%	100,00%	IG	50,00%	100,00%	IG	
Transenergy	France	(2) 0,00%	0,00%	NI	21,00%	100,00%	IG	
La Sare	Francr	(1) 100,00%	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Photon Power Industry	France	50,00%	100,00%	IG	50,00%	100,00%	IG	
PV Alliance	France	(1) 20,00%	40,00%	ME	0,00%	0,00%	NI	

		31 DECEMBRE 2010			31 DECEMBRE 2009			
Sociétés		% Intérêts	% Contrôle	Méthode	% 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	
Fotosolar	Espagne	90,00%	90,00%	IG	90,00%	90,00%	IG	
Aproving	Espagne	90,00%	100,00%	IG	90,00%	100,00%	IG	
AAYYC Gestion 2000	Espagne	90,00%	100,00%	IG	90,00%	100,00%	IG	
EDF EN Italia(ex Siif Servizi)	Italie	(4) 100,00%	100,00%	IG	95,00%	95,00%	IG	
Fri El Puglia	Italie	(4) 50,00%	50,00%	IP	47,50%	50,00%	IP	
Fri-El Sant'Agata	Italie	(4) 50,00%	50,00%	IP	47,50%	50,00%	IP	
Fri-El Sardegna	Italie	(4) 50,00%	50,00%	IP	47,50%	50,00%	IP	
Fri-El Nurri	Italie	(4) 50,00%	50,00%	IP	47,50%	50,00%	IP	
Fri-El Andretta	Italie	(4) 50,00%	50,00%	IP	47,50%	50,00%	IP	
Fri-El Campania	Italie	(4) 50,00%	50,00%	IP	47,50%	50,00%	IP	
Fri-El Murge	Italie	(4) 50,00%	50,00%	IP	47,50%	50,00%	IP	
Fri-El Ichnusa	Italie	(4) 50,00%	50,00%	IP	47,50%	50,00%	IP	
Fri-El Campidano	Italie	(4) 50,00%	50,00%	IP	47,50%	50,00%	IP	
Solareolica	Italie	(4) 100,00%	100,00%	IG	95,00%	95,00%	IG	
Murgeolica	Italie	(4) 50,00%	50,00%	IP	47,50%	50,00%	IP	
Terni Solar Energy	Italie	(4) 50,00%	50,00%	IP	47,50%	50,00%	IP	
Fotosolare	Italie	(4) 100,00%	100,00%	IG	95,00%	100,00%	IG	
Bonorva	Italie	(4) 100,00%	100,00%	IG	95,00%	100,00%	IG	
Energie Alternativa	Italie	(4) 50,00%	50,00%	IP	47,50%	50,00%	IP	
Monte Grighine	Italie	(4) 50,00%	50,00%	IG	47,50%	50,00%	IG	
Solareolica seconda	Italie	(4) 100,00%	100,00%	IG	95,00%	100,00%	IG	
Solareolica Quarta	Italie	(4) 90,00%	90,00%	IG	85,50%	90,00%	IG	
Energie	Italie	(4) 50,00%	50,00%	IP	47,50%	50,00%	IP	
Fotosolare Settima	Italie	(4) 50,00%	50,00%	IP	47,50%	50,00%	IP	
Sunflower	Italie	(4) 70,00%	70,00%	IG	66,50%	70,00%	IG	
Solareolica Quinta	Italie	(1) 100,00%	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Fotosolare Sesta	Italie	(1) 100,00%	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Solaren	Italie	(1) 50,00%	50,00%	IP	0,00%	0,00%	NI	
Fotosolare Sicilia	Italie	(1) 100,00%	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Solar Green Energy 2 Sicilia	Italie	(1) 65,00%	65,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Groupe Alco	Belgique	25,00%	25,00%	ME	25,00%	25,00%	ME	
C-Power	Belgique	18,28%	18,28%	ME	18,28%	18,28%	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 Services UK	Belgique	51,00%	51,00%	IG	51,00%	51,00%	IG	
Verdesis Energie	Belgique	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Verdesis Microturbine	Belgique	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Verdesis Jonquiere	Belgique	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Verdesis Sainte Sévère	Belgique	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Verdesis Valoduo	Belgique	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Sablé Energies Vertes	Belgique	51,00%	51,00%	IG	51,00%	51,00%	IG	
Revico Energies Vertes	Belgique	50,00%	50,00%	IG	50,00%	50,00%	IG	
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	50,00%	50,00%	IP	50,00%	50,00%	IP	
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	
HABSCHEID	Allemagne	(1) 100,00%	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Reetec	Allemagne	(4) 72,00%	72,00%	IG	28,00%	28,00%	ME	
EEN EGE Holding	Turquie	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Polat Enerjy	Turquie	50,00%	50,00%	IP	50,00%	50,00%	IP	
Dogal	Turquie	25,00%	50,00%	IP	25,00%	50,00%	IP	
Soma	Turquie	50,00%	50,00%	IP	50,00%	50,00%	IP	
Doruk	Turquie	25,00%	50,00%	IP	25,00%	50,00%	IP	
Poyraz	Turquie	25,00%	50,00%	IP	25,00%	50,00%	IP	

Sociétés		31 DECEMBRE 2010			31 DECEMBRE 2009			N° SIREN	
		% Intérêts	% Contrôle	Méthode	% Intérêts	% Contrôle	Méthode		
EEN Hellas	Grèce		100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Creta Hydrowind SA	Grèce	(4)	100,00%	100,00%	IG	90,15%	100,00%	IG	
Aioliki Didimon	Grèce		100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Aioliki Energy Peloponnissou	Grèce		100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Aioliki Karistou	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	
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		100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Aioliki Hellas	Grèce	(4)	100,00%	100,00%	IG	90,00%	100,00%	IG	
Viotia 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	
Tarnara 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	(4)	100,00%	100,00%	IG	99,95%	100,00%	IG	
Aktina Argolidas	Grèce	(4)	90,15%	90,15%	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	
Aktina Peloponnissou	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	(4)	97,75%	100,00%	IG	98,75%	100,00%	IG	
Aioloko Parko Tsitomi SA	Grèce	(4)	97,75%	100,00%	IG	98,75%	100,00%	IG	
Aioliko Parko Fokidas Profitis Ilias	Grèce	(1)	97,75%	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Inversiones Eolicas	Mexique	(4)	99,9957%	99,997%	IG	99,97%	99,97%	IG	
Electrica del Valle de Mexico	Mexique	(4)	99,9954%	99,9957%	IG	99,86%	99,90%	IG	
Energia del Ismo	Mexique	(4)	99,9954%	100,00%	IG	99,01%	99,04%	IG	
EDF EN Servicios Mexico	Mexique	(1)	99,9957%	100,0000%	IG	0,00%	0,00%	NI	
ENXCO Servicios Mexico	Mexique	(1)	99,9957%	100,0000%	IG	0,00%	0,00%	NI	
<b>SIIFELEC - France</b>	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
Electrique de Mulhouse	France		100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	414.054.213
Energies Antilles	France	(2)	0,00%	0,00%	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	(2)	0,00%	0,00%	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		50,00%	100,00%	IG	50,00%	100,00%	IG	
Mecamidî 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	
Germanea	Bulgarie	(1)	51,00%	51,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Recursos Energeticos	Espagne		85,00%	85,00%	IG	85,00%	85,00%	IG	

Sociétés		31 DECEMBRE 2010			31 DECEMBRE 2009			N° SIREN
		% Intérêts	% Contrôle	Méthode	% Intérêts	% Contrôle	Méthode	
A.I.R. of America, enXco Inc (Groupe)	USA	(3)	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	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 Asset Holding, 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		100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG
DifWind Farms IV, Inc.	USA		100,00%	100,00%	IG	100,00%	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
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	(2)	0,00%	0,00%	NI	50,00%	50,00%	IP
Mojave Land, LLC	USA		100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG
Oasis Power Partners, LLC	USA		50,00%	50,00%	IP	50,00%	50,00%	IP
Hawi Renewable DevelopEMnt, LLC	USA		60,00%	60,00%	IG	60,00%	60,00%	IG
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
Muncie 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		100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG
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
Wapsipinicon 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
Hoosier Wind Project	USA		100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG
Jayne, LLC	USA		100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG
Bayshore Soleil, LLC	USA		100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG
Enxco LFG Holding, LLC	USA	(1)	100,00%	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI
Beacon Landfill Gas Holding, LLC	USA	(1)	100,00%	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI
Greentree Landfill GC, LLC	USA	(1)	100,00%	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI
Imperial LFG, LLC	USA	(1)	100,00%	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI
EDF En Canada	CAN		100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG
Arnprior 1 GN Inc	CAN		100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG
Arnprior 2 GN Inc	CAN		100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG
Saint Isidore A	CAN	(1)	100,00%	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI
Elmsley East	CAN	(1)	100,00%	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI
Elmsley West	CAN	(1)	100,00%	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI
Saint Laurent Energies	CAN	(4)	70,00%	70,00%	IG	60,00%	100,00%	IG
Saint Robert Bellarmin	CAN		100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG
Massif du Sud	CAN		100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG
Lac Alfred	CAN		100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG
Clermont	CAN		100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG
Riviere du Moulin	CAN		100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG
EnXco Services Corp	CAN		100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG

(1) Entrées de périmètre en 2010

(2) Sorties de périmètre, déconsolidations et sociétés absorbées en 2010

(3) A.I.R. Of America est un palier de consolidation regroupant un ensemble de sociétés aux USA détaillées ci-dessous

(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
----------	------	--------	--------	----	--------	--------	----





## COMPTES SOCIAUX AU 31 DÉCEMBRE 2010

1. Bilan .....	146
2. Compte de résultat .....	147
3. Tableau de financement .....	148
4. Faits caractéristiques de l'exercice .....	148
5. Règles et méthodes comptables .....	150
6. Notes sur le Bilan Actif .....	154
7. Notes sur le Bilan Passif .....	159
8. Notes sur le compte de résultat .....	162
9. Autres informations .....	167
10. Tableau des filiales et des participations .....	171

## 1. Bilan

ACTIF (en milliers d'euros)	31/12/2010		31/12/2009	
	Brut	amort & prov	Net	Net
<b>ACTIF IMMOBILISE</b>				
<b>Immobilisations incorporelles</b>				
Concessions brevets droits similaires	2 093	1 956	137	528
Autres immobilisations incorporelles	3 000	450	2 550	2850
<b>Immobilisations corporelles</b>				
Terrains	205		205	205
Constructions				
Inst. techniques matériel				
Autres immobilisations corporelles	4 793	2 102	2 691	946
<b>Immobilisations en cours</b>	1539		1 539	78
<b>Immobilisations financières</b>				
Titres de participations	715 610	29 494	686 116	524 374
Créances rattachées à des participations	503 875		503 875	129 833
Autres titres immobilisés	3 326	30	3 296	2 792
Prêts	137	137	0	9
Autres immobilisations financières	3 269		3 269	4218
<b>Total actif immobilisé</b>	<b>1 237 847</b>	<b>34 169</b>	<b>1 203 678</b>	<b>665 833</b>
<b>ACTIF CIRCULANT</b>				
<b>Stock</b>				
En cours de production de services	66	66	0	0
<b>Avances et acptes versés sur commandes</b>	24 875		24 875	34 183
<b>Créances</b>			0	
Clients et comptes rattachés	13 244		13 244	17 281
Autres créances	1 604 131	24 515	1 579 616	1 927 211
<b>Trésorerie</b>			0	
V.M.P	133 225		133 225	171 304
Disponibilités	66 591		66 591	39 042
<b>Charges constatées d'avance</b>	1 675		1 675	875
<b>Total actif circulant</b>	<b>1 843 807</b>	<b>24 581</b>	<b>1 819 226</b>	<b>2 189 896</b>
<b>Comptes de régularisation</b>				
Ecart de conversion actif	66 717		66 717	65 433
<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>3 148 371</b>	<b>58 750</b>	<b>3 089 621</b>	<b>2 921 163</b>
<b>PASSIF (en milliers d'euros)</b>			<b>31/12/2010</b>	<b>31/12/2009</b>
<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			9 922	8 381
Autres réserves			631	524
Report à nouveau			50 196	50 380
Résultat de l'exercice			38 051	30 826
Provisions réglementées			1 012	702
<b>Total capitaux propres</b>			<b>1 235 400</b>	<b>1 226 401</b>
Provisions pour litiges				
Provisions pour risques			26 669	65 472
<b>Total provisions pour risques &amp; charges</b>			<b>26 669</b>	<b>65 472</b>
<b>DETTES</b>				
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit			1 566 635	1 467 478
Emprunts et dettes diverses			44 612	5 240
Avances & acomptes reçus sur commandes			0	0
Dettes fournisseurs & comptes rattachés			6 555	3 816
Dettes fiscales & sociales			4 865	4 246
Dettes sur immobilisations			107 220	120 952
Autres dettes			46 804	20 386
<b>Total autres dettes</b>			<b>1 776 691</b>	<b>1 622 118</b>
Produits constatés d'avance			3 367	5 495
Ecart de conversion passif			47 494	1 677
<b>TOTAL GENERAL</b>			<b>3 089 621</b>	<b>2 921 163</b>

## 2. Compte de résultat

(en milliers d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>30 871</b>	<b>31 910</b>
Production stockée et immobilisée	424	-6 297
Subvention exploitation	-36	36
Reprise sur amortissements & provisions et transfert de charges	85	1 922
Autres produits	0	1
<b>Total des produits d'exploitation</b>	<b>31 344</b>	<b>27 571</b>
Autres achats et charges externes	20 497	18 140
Impôts taxes et versements assimilés	1 276	1 097
Salaires et traitements	9 887	6 566
Charges sociales	6 954	5 657
Dotations aux amortissements	1 396	870
Dotations aux provisions s/actif circulant	66	0
Dotations aux provisions pour risques & charges	100	0
Autres charges	173	124
<b>Total des charges d'exploitation</b>	<b>40 349</b>	<b>32 455</b>
<b>Résultat d'exploitation</b>	<b>-9 005</b>	<b>-4 883</b>
Bénéfices attribués ou pertes transférés	38	50
Pertes supportées ou bénéfices transférés		0
Produits financiers de participation	24 807	31 030
Autres intérêts et produits assimilés	62 777	51 076
Reprises sur provisions	76 418	51 176
Différences positives de change	53 726	42 378
Produits nets sur cession de V.M.P	873	2 401
<b>Total des produits financiers</b>	<b>218 601</b>	<b>178 061</b>
Dotations financières aux amortissements & provisions	54 256	71 727
Intérêts et charges assimilées	35 608	24 612
Différences négatives de change	80 816	52 842
Charges nettes sur cessions de VMP	0	0
<b>Total des charges financières</b>	<b>170 680</b>	<b>149 181</b>
<b>Résultat financier</b>	<b>47 921</b>	<b>28 880</b>
<b>Résultat courant avant impôt</b>	<b>38 954</b>	<b>24 047</b>
Produits exceptionnels s/opérations gestion	653	1
Produits exceptionnels s/opérations en capital	2 378	6 355
Reprises sur provisions et transferts de charges		0
<b>Total des produits exceptionnels</b>	<b>3 031</b>	<b>6 356</b>
Charges exceptionnelles s /opérations gestion	969	88
Charges exceptionnelles s/opérations en capital	2 169	1 382
Dotations aux provisions et transferts de charges	311	311
<b>Total des charges exceptionnelles</b>	<b>3 449</b>	<b>1 781</b>
<b>Résultat exceptionnel</b>	<b>-418</b>	<b>4 575</b>
<b>Impôt sur les bénéfices</b>	<b>-485</b>	<b>2 204</b>
<b>Total des produits</b>	<b>253 014</b>	<b>212 039</b>
<b>Total des charges</b>	<b>214 963</b>	<b>181 213</b>
<b>BENEFICE OU PERTE</b>	<b>38 051</b>	<b>30 826</b>

### 3. Tableau de financement

(en milliers d'euros)	31/12/2009	31/12/2010
Résultat net	30 826	38 051
Dotation / Reprise amortissements, dépréciations, provisions	19 811	-20 375
Résultat cession actif	-3 250	525
<i>Cash Flow</i>	<i>47 387</i>	<i>18 201</i>
BFR	-8 889	47 883
<i>Cash flow libre avant investissement</i>	<i>38 498</i>	<i>66 084</i>
Investissements corporels et incorporels	-3 893	-3 912
Acquisition (nette) titres de participations	-177 469	-192 326
Augmentation nette créances financières rattachées aux participations	65 516	-375 317
Augmentation comptes courants Groupe	-907 302	343 733
<i>Cash flow libre après investissement</i>	<i>-984 650</i>	<i>-161 738</i>
Dividendes	-20 900	-29 361
Augmentation de capital	0	0
Incidences effets de change	-18 668	44 533
Divers	-852	-2 495
<i>Variation endettement net</i>	<i>-1 025 070</i>	<i>-149 061</i>
<b>Endettement net</b>	<b>-1 262 370</b>	<b>-1 411 431</b>

### 4. Faits caractéristiques de l'exercice

#### 4.1 Titres de participations

En 2010, EDF EN SA a participé aux opérations suivantes :

- recapitalisation de la société EDF EN France (développement et vente d'actifs) par incorporation partielle du compte courant (99 M€)
- recapitalisation de la société EDF EN Services (ex Scite Péristyle – maintenance) par incorporation partielle du compte courant (13 M€)
- augmentation de capital dans la société C-Power (éolien off-shore) par apport en numéraire (20,4 M€),
- recapitalisation de la société Inversiones Eolicas (holding mexicaine détenant les participations dans le projet La Ventosa) par incorporation partielle du compte courant (150 MMXN)
- Recapitalisation de la société EDF EN UK (ex Westbury windfarms Ltd - holding anglaise détenant des participations dans divers projets éoliens) par incorporation partielle du compte courant (30 MGBP).

## **4.2 Participation dans EDF Energies Nouvelles Réparties**

L'activité d'installations de systèmes photovoltaïques, axe central de la croissance d'EDF Energies Nouvelles Réparties portée principalement par EDF ENR Solaire, a réalisé une très belle année 2010. EDF ENR Solaire a ainsi enregistré une progression importante des installations chez les particuliers et auprès des professionnels.

De même, les résultats de la société Tenesol – détenue à 50 % par EDF Energies Nouvelles Réparties et à 50 % par le groupe Total – ont bien résisté.

Au total, les résultats de l'ensemble des activités solaires sont en progression par rapport à l'année précédente.

En revanche, les activités de pompes à chaleur et d'appareils de bois énergie, portées par les sociétés Ribo et Supra et qui ne constituent pas un axe de développement pour EDF Energies Nouvelles, ont connu une année difficile. Ces deux sociétés ont souffert d'une part de la crise économique, qui a eu un impact encore plus direct sur l'investissement que sur la consommation des ménages, et d'autre part de la réduction du crédit d'impôt pour l'un, et de sa suppression pour l'autre. Pour Supra, ces deux facteurs sont venus s'ajouter à la remontée du prix des matières premières et à une demande s'orientant soit vers les produits d'entrée de gamme où la concurrence est très forte et les marges très faibles, soit vers des produits plus haut de gamme pour lesquels les moyens de production de Supra sont mal adaptés. Supra et Ribo ont ainsi enregistré des pertes au cours de l'année.

Dans ce contexte, EDF Energies Nouvelles réparties SA a décidé d'adopter une attitude prudente et de passer un ensemble de provisions et de dépréciations qui concernent à la fois les activités de bois énergie et de pompes à chaleur, ainsi qu'un certain nombre de participations minoritaires détenues par EDF Energies Nouvelles Réparties. Elles ont eu pour conséquence de dégrader sa situation nette et par conséquent sa valeur de participation dans les comptes d'EDF EN SA.

Cela s'est traduit dans les comptes d'EDF EN SA par la comptabilisation d'une provision pour dépréciation des titres d'EDF Energies Nouvelles Réparties (EDF ENR) pour 19,6 M€ (cf. note 6.1 E).

## **4.3 Lignes de crédit**

Au 31 décembre 2010, EDF EN SA a réalisé des tirages sur ses lignes de crédit corporate pour un montant de 1 548M€ afin de financer le besoin en fonds de roulement, et les prêts relais de pré-construction et construction pour les actifs de production détenus en propres jusqu'à la mise en place des financements de projet.

## **4.4 Plan d'actions gratuites**

Un plan d'actions gratuites a été mis en place le 10 novembre 2010. Ce plan prévoit d'attribuer 99 527 actions.

## **4.5 Evènements postérieurs à la clôture**

Il n'y a pas eu d'évènements significatifs depuis la clôture des comptes le 31 décembre 2010.

## 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
- Autres droits .....10 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 2010.

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. Lorsque cette différence excède la valeur des titres, une provision pour dépréciation des prêts et des comptes courants est alors constituée.

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 Opérations libellées en devises**

Les créances et dettes libellées en devises sont comptabilisées aux cours du mois de l'opération. A la clôture, elles sont converties au cours de clôture, les gains et pertes non réalisés résultat de cette conversion étant portés en écart de conversion.

Les écarts de change constatés en fin d'exercice sur les disponibilités en devises sont enregistrés dans le compte de résultat.

## **5.8 Instruments dérivés et comptabilité de couverture**

Dans le cadre de sa gestion du risque de taux et de change, EDF EN SA est amené à souscrire des instruments dérivés. Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2010, EDF EN SA applique un traitement comptable de couverture conformément à l'article 372-2 du PCG. Pour être qualifié de couverture, il est notamment nécessaire que les instruments dérivés aient pour effet de réduire le risque de variation de valeur affectant l'élément couvert et que les variations de valeur de l'élément couvert et l'instrument dérivé soit corrélées.

Pour les couvertures de change répondant à ces critères :

- Les actifs et les passifs monétaires libellés en devises sont réévalués aux cours de clôture et donnent lieu à la constatation d'un écart de conversion actif ou passif
- Les dérivés pour leur part sont réévalués au cours de clôture et donnent lieu à la constatation d'un écart de conversion actif ou passif
- L'ensemble de ces écarts de conversion actif et passif fait l'objet d'une compensation par devise. Le solde des écarts de conversion résiduel donne lieu à la comptabilisation d'une provision pour risque en contrepartie du résultat financier.

Les instruments de couverture existants ont été souscrits postérieurement à la naissance des créances et des dettes en devises. En conséquence, il existe un solde de provision lié aux écarts de conversion actif constatés antérieurement à la souscription des instruments dérivés.

Cette provision se réduira au fur et à mesure de l'extinction des créances et des dettes en devises.

Pour les instruments qualifiés de couverture du risque de taux, les gains et pertes impactent le compte de résultat de manière symétrique au mode de comptabilisation des charges et produits de l'élément couvert.

## **5.9 Instruments dérivés non qualifiés de couverture**

Certains instruments financiers souscrits par la holding ne répondent pas aux critères d'éligibilité à la comptabilité de couverture car EDF EN SA ne porte pas l'élément couvert sous-jacent (ex : instruments dérivés sur taux pour couvrir une partie des dettes portées par ses filiales, instruments dérivés de change pour couvrir des contrats d'achat en devises signés par ses filiales). Les instruments contractés étant négociés sur un marché de gré à gré, une provision est constatée pour les pertes latentes. Les gains latents ne sont pas pris en compte.

## **5.10 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.

Les économies réalisées par le Groupe en application de dispositifs favorables et spécifiques à l'intégration fiscale, tels que l'élimination des quotes-parts pour frais et charges sur dividendes au niveau de la société mère, génèrent des économies d'impôt qui sont conservées par EDF EN SA. Lorsque ces économies sont définitivement acquises par le groupe, elles sont constatées dans le compte de résultat d'EDF EN SA.

Au 31 décembre 2010, l'intégration fiscale d'EDF Energies Nouvelles comprend 64 sociétés.

## **5.11 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 sont établies en fonction des informations disponibles lors de leur établissement.

## **5.12 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 2006-2008), rotation du personnel) et financières (augmentations futures des salaires, taux actualisation).

Cet engagement de retraite a été estimé pour l'exercice à 582 296€.

### **5.13 Droit Individuel à la Formation**

Le nombre d'heures de formation acquis par les salariés au 31 décembre 2010 et n'ayant pas donné lieu à demande s'élève à 6 145.

## 6. Notes sur le Bilan Actif

### 6.1 Actif immobilisé

#### Immobilisations incorporelles

(en milliers d'euros)	31/12/2009	Augmentation	Diminution	31/12/2010
Concessions, brevets, droits similaires, autres	5 068	25		5 093
<b>Valeurs brutes</b>	<b>5 068</b>	<b>25</b>	<b>0</b>	<b>5 093</b>
Amt concessions, brevets, droits similaires, autres	-1 690	-716		-2 406
<b>Valeurs nettes</b>	<b>3 378</b>	<b>-691</b>	<b>0</b>	<b>2 687</b>

Les immobilisations incorporelles se composent principalement du logiciel de consolidation Magnitude pour 1 007 k€ immobilisés en 2006 et amorti sur 5 ans et d'un droit de prise de participations sur des futurs projets développés en Italie et Pologne dans la cadre du partenariat conclu en 2009 avec Greentech Energy Systems pour 3 000 k€. Ces droits sont amortis sur 10 ans (cf. note 5.1)

#### Immobilisations corporelles

(en milliers d'euros)	31/12/2009	Augmentation	Diminution	31/12/2010
Terrains	205			205
Autres immobilisations	2 368	2 425		4 793
<b>Immobilisations corporelles brutes</b>	<b>2 573</b>	<b>2 425</b>	<b>0</b>	<b>4 998</b>
Amt Autres immobilisations	-1 421	-681		-2 102
<b>Valeurs nettes</b>	<b>1 152</b>	<b>1 745</b>	<b>0</b>	<b>2 897</b>

La valeur nette comptable de ces immobilisations comprend deux terrains pour 205 k€, des agencements et installations pour 1060 k€ et du matériel informatique et mobilier de bureau pour 685 k€. Les acquisitions de l'exercice concernent principalement des agencements pour 1 352 k€ et du matériel informatique pour 673 k€.

#### Immobilisations en cours

(en milliers d'euros)	31/12/2009	Augmentation	Diminution	31/12/2010
<b>Immobilisation en cours</b>	<b>78</b>	<b>1 539</b>	<b>78</b>	<b>1 539</b>

Les immobilisations en cours concernent pour 1178 k€ les charges encourues liées au développement d'un nouveau système d'information sur la zone France (ERP) dont la mise en service est prévue en 2011.

## Immobilisations financières

(en milliers d'euros)

	31/12/2009	Augmentation	Diminution	Reclassement	31/12/2010
Titres de participation (A)	536 266	180 163	-764	-55	715 610
Créances rattachées à des participations (B)	129 833	74 577	-31 562	331 027	503 875
Autres titres immobilisés (C)	2 822	36 047	-35 598	55	3 326
Prêts	127	10			137
Autres immobilisations financières (D)	4 217	35 101	-36 049		3 269
<b>Immobilisations financières brutes</b>	<b>673 265</b>	<b>325 898</b>	<b>-103 973</b>	<b>331 027</b>	<b>1 226 217</b>
Provisions sur titres de participation (E)	-11 892	-19 656	2 055		-29 494
Provisions sur autres titres immobilisés	-30				-30
Provisions sur prêts	-118	-19			-137
<b>Total provisions</b>	<b>-12 040</b>	<b>-19 675</b>	<b>2 055</b>	<b>0</b>	<b>-29 661</b>
<b>Immobilisations financières nettes</b>	<b>661 225</b>	<b>306 223</b>	<b>-101 918</b>	<b>331 027</b>	<b>1 196 557</b>

### A Montant des participations des principales filiales (en milliers d'euros) :

	en milliers d'euros	%
enXco Inc	208 157	29%
EDF Energies Nouvelles Réparties	201 299	28%
EDF EN France	100 524	14%
EDF EN UK	46 065	6%
Alcogroup	27 388	4%
C Power	26 984	4%
EEN EGE	20 200	3%
EDF EN SERVICE (EX Scite)	14 399	2%
EDF EN Italie	13 307	2%
EEN Hellas	13 093	2%
Inversiones Eolicas	12 089	2%
Siifelec	7 252	1%
EnXco A/S	5 600	1%
EDF EN Grèce	5 158	1%
EDF EN Outre-mer	3 742	1%
Verdesis	2 729	0%
Reetec	2 373	0%
Renewable Energy Holding	2 081	0%
Autres	3 171	0%
<b>Total</b>	<b>715 610</b>	<b>100%</b>

Le tableau des filiales et des participations est présenté à la fin de l'annexe (cf. note 10)

Les acquisitions ou augmentations de titres (180 163 k€) correspondent à :

(en milliers d'euros)	Montant	Pays	
EDF EN France	99 000	France	(1)
EDF EN Services	12 994	France	(2)
C Power	20 360	Belgique	
Inversiones Eolicas	9 656	Mexique	(2)
EDF EN UK	35 084	Angleterre	(2)
Reetec	1 593	Allemagne	(3)
EDF EN Hellas	1 276	Grèce	
Divers autres	201		
<b>TOTAL</b>	<b>180 163</b>		

(1) Dans le cadre de l'évolution du Groupe en France, la société EDF EN France qui porte les principaux actifs français est amenée à répondre à des appels d'offre. A ce titre, il a été décidé de recapitaliser la société par incorporation partielle du compte courant.

(2) Participation à une augmentation de capital par incorporation de compte courant

(3) Rachat de titres (28 % à 72 % au 31/12)

Les diminutions (764 k€) correspondent principalement à la dissolution de la société SIIF Ghana.

B Les créances rattachées comprennent essentiellement des prêts auprès de filiales du Groupe

	31/12/2009	31/12/2010	Variation	
EEN Hellas	113 682	167 106	53 424	(2)
enXco Inc.	0	299 356	299 356	(1)
Siif Iberica	11 605	11 605	0	
C Power	1 645	20 155	18 510	(2)
Reetec	1 699	1 745	46	
EDF EN Portugal	507	3 907	3 400	(1)
<b>Total</b>	<b>129 138</b>	<b>503 875</b>	<b>374 737</b>	

(1) Reclassement de « compte courant » à « créances rattachées sur des participations (EnXco Inc et EDF EN Portugal) »

(2) Nouveaux prêts

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 3 269 k€ dont 3 085 k€ correspondent aux liquidités au titre du contrat de liquidité.

E Les provisions sur titres de participation (29 494 k€) concernent essentiellement les sociétés suivantes :

(en milliers d'euros)	Montant	Pays
EDF EN Outre Mer	3 742	France
enXco AS	3 128	Danemark
Renewable Energy Holding	1 541	Ile de Man
EDF ENR	19 656	France
Siif Iberica	1 350	Espagne
Divers autres	77	
<b>TOTAL</b>	<b>29 494</b>	

(1)

(1) Cf. note 4.2

## 6.2 Ventilation des créances et comptes rattachés par échéance

(en milliers d'euros)	31/12/2010	< 1 an	> 1 an
<b>Avances et acomptes (1)</b>	<b>24 875</b>	<b>560</b>	<b>24 315</b>
Clients et comptes rattachés (2)	13 244	13 244	
Personnel et comptes rattachés	61	61	
Taxe sur la valeur ajoutée	4 509	4 509	
Etat - autres créances	1 077	1 077	
Groupes et Associés (4)	1 594 643	1 594 643	
Débiteurs divers (3)	3 842	559	3 283
<b>Total des créances et comptes rattachés Brut</b>	<b>1 617 375</b>	<b>1 614 092</b>	<b>3 283</b>
Provision sur comptes clients	0		
Provision sur Groupe et Associés	-24 515	-24 515	
Provision sur Débiteurs divers	0		
<b>Total des provisions</b>	<b>-24 515</b>	<b>-24 515</b>	<b>0</b>
<b>Total des créances et comptes rattachés Net</b>	<b>1 592 860</b>	<b>1 589 577</b>	<b>3 283</b>

(1) Les avances versées correspondent principalement à des avances sur réservation de turbines (24 315€)

(2) Le total des clients s'élève à 13 244 k€, dont 12 415 k€ correspondent à des créances sur des sociétés du Groupe

(3) Les débiteurs divers comprennent notamment les créances sur cession d'immobilisations (3 283 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.

### 6.3 Trésorerie et équivalents trésorerie

(en milliers d'euros)	31/12/2009	31/12/2010
Contrat à terme	0	
SICAV	166 965	130 372
Actions propres (1)	4 340	2 853
<b>Total Valeurs mobilières de placement</b>	<b>171 304</b>	<b>133 225</b>
Provisions constituées	0	0
Instruments dérivés (2)		6 680
Disponibilités hors instruments dérivés	39 041	59 911
<b>Trésorerie active nette</b>	<b>210 345</b>	<b>199 816</b>

(1) Voir note 7.8 b

(2) Il s'agit principalement des intérêts courus non échus sur SWAP pour 4 463 k€ et des justes valeurs positives des instruments dérivés de change pour 1 675 k€ comptabilisées en bilan depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2010 (cf. note 5.8).

### 6.4 Ecart de conversion actif

(en milliers d'euros)	31/12/2009	31/12/2010
Ecart de conversion actif	65 433	66 717

L'écart de conversion actif est constitué par les écarts de change sur les créances et dettes libellées en dollars américain, livres sterling et pesos mexicain pour 51 489 k€ et pour 15 227 k€ sur les justes valeurs négatives des instruments dérivés de change. Du fait de l'application de la comptabilité de couverture, la partie non couverte a fait l'objet d'une provision pour perte de change (cf note 5.8).

## 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 € nominal. Par ailleurs, EDF Energies Nouvelles détient 194 085 actions en propre au 31 décembre 2010 pour un montant total de 6 091 k€.

La variation des capitaux propres s'analyse comme suit :

(en milliers d'euros)	Valeur au 31/12/2009	Affectation du résultat	Distribution de dividendes	Augmentation de capital	Résultat de l'exercice	Dotation	Valeur au 31/12/2010
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	8 381	1 541					9 922
Autres réserves	524	107					631
Report à nouveau (1)	50 379	-299	115				50 195
Résultat de l'exercice	30 825	-30 825			38 051		38 051
Dividendes à payer	0	29 476	-29 476				0
Provisions réglementées	702					311	1 013
<b>Total</b>	<b>1 226 401</b>	<b>0</b>	<b>-29 361</b>	<b>0</b>	<b>38 051</b>	<b>311</b>	<b>1 235 400</b>

(1) Le montant de 115 k€ comptabilisé en report à nouveau correspond à l'annulation des dividendes sur actions détenues en propres

Le montant des dividendes distribués s'est élevé en 2010 à 29 361 k€ soit 0,38 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	39	128			167
Provision sur instrument financier (1)	0	1 693			1 693
Provisions pour perte de change (2)	65 433	24 809	65 433		24 809
<b>Provisions pour risques et charges</b>	<b>65 472</b>	<b>26 630</b>	<b>65 433</b>	<b>0</b>	<b>26 669</b>

(1) La provision sur les moins values latentes constatées sur les instruments financiers non éligibles à la comptabilité de couverture (cf. note 5.9) s'élève à 1 693 k€.

(2) Les provisions constituées pour faire face aux pertes de change latentes nettes des couvertures sur les créances et dettes libellées en devises s'élèvent à 24 809 k€. La variation de provision de 40 623 k€ constatée en 2010 se décompose comme suit :

- 23 406 k€ de reprises nettes résultant de l'application de la comptabilité de couverture en 2010

- 17 217 k€ de reprises nettes liées aux couvertures sur l'exercice 2010 compensées en parties par des opérations en devises dénouées sur l'exercice.

Le solde de 24 809 k€ correspond aux écarts de conversion actif constatés antérieurement à la souscription des instruments de couverture. Ce montant se réduira au fur et à mesure de l'extinction (cf. note 5.8).

### 7.3 Ventilation des dettes financières par échéance

(en milliers d'euros)	Montant Brut	A 1 an au plus	A plus d'un an & 5 ans au plus	A plus de 5 ans
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit (1)	1 564 001	144 001	920 000	500 000
Instruments dérivés (2)	15 227	15 227		
Emprunts et dettes financières diverses (3)	29 385	29 300	85	
Autres emprunts (4)	2 634			2 634
<b>Total des dettes financières</b>	<b>1 611 247</b>	<b>188 528</b>	<b>920 085</b>	<b>502 634</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. Une ligne d'emprunt de 108 000 k€ fait l'objet d'une sureté réelle.

(2) Depuis le 1er janvier 2010, les instruments dérivés de change sont comptabilisés au bilan pour leur juste valeur en disponibilité si leur valeur est positive et en emprunt court terme si leur valeur est négative (cf. note 5.8)

(3) Les emprunts et dettes financières diverses inférieurs à un an (29 300 k€) correspondent aux dettes d'EDF Energies Nouvelles envers ses filiales dont notamment :

- SIIFELEC .....18 625 k€
- enXco AS .....1 631 k€
- Divers sociétés France .....9 044 k€

(4) Les autres emprunts concernent un emprunt pour une centrale hydroélectrique.

### 7.4 Dettes non financières

(en milliers d'euros)	31/12/2010	A 1 an au plus	A plus d'un an & 5 ans au plus	A plus de 5 ans
Fournisseurs et comptes rattachés	6 555	6 555		
Personnel et comptes rattachés	1 954	1 954		
Sécurité sociale et organismes sociaux	1 572	1 572		
Taxe sur la valeur ajoutée	1 288	1 288		
Autres impôts et taxes	51	51		
Dettes sur immobilisations (1)	107 220	1 593	105 627	
Autres dettes (2)	46 804	46 804		
<b>Total dettes non financières</b>	<b>165 443</b>	<b>59 816</b>	<b>105 627</b>	<b>0</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.

(2) Il s'agit principalement des dettes sur filiales liées à l'intégration fiscale (44 352 k€) : 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)	31/12/2009	31/12/2010
Produit constaté d'avance	5 495	3 367

Ils se décomposent comme suit :

- Participation reçue d'un tiers au titre du développement d'un projet mexicain ..... 1 184 k€
- Franchise loyer ..... 2 100 k€
- Loyers facturés d'avance pour un montant de ..... 82 k€

## 7.6 Ecarts de conversion passif

(en milliers d'euros)	31/12/2009	31/12/2010
Ecarts de conversion passif	1 677	47 494

L'écart de conversion passif est constitué par les écarts de change sur les créances et dettes libellées en devises pour 45 818 k€ et pour 1 675 k€ des justes valeurs positives sur les instruments dérivés de change.

## 7.7 Actions propres

Le nombre total d'actions propres détenues par EDF EN au 31/12/10 s'élève à 194 035 et se compose des actions propres sur contrat de liquidité (115 564) et des actions propres liées à la couverture des plans d'attribution d'actions gratuites (78 471).

### a) Actions propres liées au contrat de liquidité

	Nombre actions
Actions propres au 01/01/2010	84 655
Actions propres achetées	1 117 710
Actions propres vendues	-1 086 801
<b>Total 31/12/10</b>	<b>115 564</b>

Au 31/12/10, EDF Energies Nouvelles détient 115 564 actions dans le cadre du contrat de liquidité pour un montant de 3 238 k€.

b) Actions propres liées à la couverture de plans d'actions gratuites

	Nombre actions
Nombres actions propres au 01/01/10	135 634
Nombre d'actions propres attribuées	-57 163
Actions propres achetées	
<b>Total 31/12/10</b>	<b>78 471</b>

Au 31 décembre 2010, EDF Energies Nouvelles détient 78 471 actions propres liées à la couverture des plans d'attribution d'actions gratuites pour un montant de 2 853 k€.

## 8. Notes sur le compte de résultat

### 8.1 Résultat

(en milliers d'euros)	31/12/2009	31/12/2010
Chiffre d'affaires	31 910	30 871
Résultat exploitation	-4 883	-9 005
Résultat financier	28 880	47 921
Résultat courant avant impôt	24 047	38 954
Résultat exceptionnel	4 575	-418
Impôt société	2 204	-485
Participations des salariés	0	
<b>Résultat net</b>	<b>30 826</b>	<b>38 051</b>

### 8.2 Chiffre d'affaires

(en milliers d'euros)	31/12/2009		31/12/2010	
Honoraires gestion (1)	11 758	37%	13 478	44%
Refacturation personnel et charges diverses (2)	8 369	26%	11 115	36%
Facturation garanties données	7 196	23%	5 758	19%
Refacturation loyer à EDF	1 598	5%	69	0%
Refacturation prestations diverses (3)	2 989	9%	451	1%
<b>Total Chiffre d'affaires</b>	<b>31 910</b>	<b>100%</b>	<b>30 871</b>	<b>100%</b>
Dont Groupe	29 363		30 431	

(1) Il s'agit principalement de la refacturation des management fees en hausse par rapport à 2009 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) En 2009, refacturation de prestations de développement facturés à la centrale Espagnole de Lucena (Biomasse – Cogénération)

### 8.3 Résultat exploitation

L'évolution du résultat d'exploitation provient notamment de l'élargissement du périmètre d'activité de la société, de l'absence de reprise de provisions ainsi que de la réduction des garanties données.

Le détail des charges d'exploitation est le suivant :

(en milliers d'euros)	31/12/2009	31/12/2010
Achats (1)	2 180	3 484
Prestations de services (2)	8 702	11 563
Honoraires et commissions(3)	6 248	4 396
Frais de déplacement et mission	1 010	1 054
Autres achats et charges externes	18 140	20 497
Impôts et taxes	1 097	1 276
Frais de personnel	12 223	16 841
Amortissements et Provisions	870	1 562
Divers	124	173
<b>Charges d'exploitation</b>	<b>32 454</b>	<b>40 349</b>

(1) Dont 3 127 k€ de frais d'étude et de recherche et développement (en augmentation de 1 284 k€ par rapport à 2009)

(2) Dont 3 872 k€ de loyers et charges locatives, 3 255 k€ de commissions bancaires et 545 k€ de maintenance informatique

(3) Dont 1 713 k€ d'honoraires Commissaires aux comptes et 1 664 k€ d'honoraires d'avocat et conseils

### 8.4 Résultat financier

(en milliers d'euros)	31/12/2009	31/12/2010
Produits nets sur prêts et comptes courants (1)	49 341	60 943
Produits des placements	3 629	2 249
Coût de l'endettement (2)	-22 889	-35 092
<i>Charges financières nettes des produits de placement</i>	<i>30 081</i>	<i>28 100</i>
Dividendes reçus (3)	31 030	24 807
Résultat de change net (4)	-30 717	13 534
Dotations provision sur instrument financier (4)		-1 693
Dotations aux provisions liées aux participations (5)	-6 294	-27 753
Reprises de provisions liées aux participations (5)	5 995	10 985
Autres charges et produits financiers	-1 215	-59
<b>Résultat financier</b>	<b>28 880</b>	<b>47 921</b>

(1) L'évolution des produits nets sur prêts et comptes courants groupe concerne essentiellement les filiales italiennes (+ 5 292 k€), mexicaines (+3 200 k€) et américaines (+2 909 k€).

(2) Le coût de l'endettement comprend les charges d'emprunt (34 742 k€) et les intérêts bancaires sur découverts (350k€).

(3) Les dividendes reçus correspondent principalement aux dividendes versés par enXco Inc. (13 026 k€), EDF EN Développement (5 670 k€) et Siifelec (5 320k€).

(4) Le résultat de change net de 13 534 € se décompose principalement en résultat de change réalisé de – 25 817 k€ généré par les opérations en devises dénouées sur l'exercice et en reprise nette aux provisions pour perte de change pour 40 623k€ (cf note 7.2).

(5) Les principales dotations nettes liées aux participations et créances rattachées sont les suivantes :

- Provisions sur titres d'EDF Energies Nouvelles Réparties (cf note 4.2)..... 19 656 k€
- Provision sur compte courant d'EDF EN Outremer ..... 3 748 k€

Les principales reprises de provisions nettes liées aux participations concernent notamment :

- Provision sur titres et compte courant d'EDF EN Services ..... 6 532 k€
- Provision sur titres de Renewable Energy Holding (ajustement lié au cours de change et de bourse au 31 décembre 2010 ..... 981 k€

Le tableau ci-dessous présente les variations de taux de change entre 2009 et 2010 :

Taux de clôture	31/12/2009	31/12/2010	Variation en %
EUR / USD	1,4406	1,3362	-7,25%
EUR / GBP	0,8881	0,8608	-3,07%
EUR / MXN	18,9223	16,5475	-12,55%

## 8.5 Résultat exceptionnel

(en milliers d'euros)	31/12/2009	31/12/2010
Produits exceptionnels sur opération de gestion	1	653
Boni de rachat des actions propres	2 389	909
Autres produits exceptionnels sur opération en capital	3 966	1 469
Reprise sur provisions risques et charges exceptionnelles	0	0
<b>Total des produits exceptionnels</b>	<b>6 356</b>	<b>3 031</b>
Charges exceptionnelles sur opération de gestion	88	969
Mali de rachat des actions propres	667	1 405
Autres charges exceptionnelles sur opération en capital	715	764
Dotations amortissement dérogatoire	311	311
<b>Total des charges exceptionnelles</b>	<b>1 781</b>	<b>3 449</b>
<b>Résultat exceptionnel</b>	<b>4 575</b>	<b>-418</b>

Le résultat exceptionnel qui constitue une charge de 418 k€ s'explique principalement par :

- Des indemnités de résiliation et de réfection de locaux représentant une charge nette de 740 k€
- D'un boni de liquidation de la société SIIF Ghana de 525 k€
- D'un mali de 496 k€ réalisé sur le rachat d'actions propres lié au contrat de liquidité.

En 2009, le résultat exceptionnel provient essentiellement de la cession de 2,5% de C Power.

## 8.6 Impôt sur les sociétés

La charge d'impôt s'élève à 485 k€ et s'analyse comme suit :

- Impôt sur les sociétés ..... (1 723) k€
- Crédit d'impôt recherche / Retenues à la source .....994 k€
- Gain définitif d'intégration fiscale .....244 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.

### Analyse du résultat fiscal

(en milliers d'euros)	Montant	
	Brut	
Résultat avant impôt	38 780	(1)
Réintégration des moins-values de cession de titres	14	
Réintégration des écarts de conversion	44 534	
Déduction des provisions et charges non déductibles	-21 961	
Déduction des dividendes reçus	-24 079	
Ecart OPCVM	-7	
Autres	27	
Déduction gain définitif d'intégration fiscale	-244	
<b>Résultat fiscal avant imputation</b>	<b>37 064</b>	
Déficits antérieurs imputés	-31 985	
<b>Résultat fiscal</b>	<b>5 079</b>	

(1) Résultat avant impôt y compris gain définitif d'intégration fiscale

Le Résultat Fiscal 2010 de la société EDF EN SA ressort à 5 079 k€. L'impôt sur les sociétés au titre de 2010 s'élève à 729 k€ (après imputation du crédit d'impôt recherche et des retenues à la source pour 994 k€).

## Analyse du résultat d'intégration Fiscale – Groupe France

(en milliers d'euros)	Montant Brut
Contribution au résultat fiscal d'EDF EN SA	37 064
Contribution au résultat fiscal de SIIFELEC	2 571
Contribution au résultat fiscal d'EDF EN Outre-Mer	-1 150
Contribution au résultat fiscal d'EDF EN France	41 575
Contribution au résultat fiscal d'EDF EN Services	-3 278
Contribution au résultat fiscal de Luc sur Orbieu	1 374
Contribution au résultat fiscal de Castanet Le Haut	-7 633
Contribution au résultat fiscal de Fiennes	-1 517
Contribution au résultat fiscal de Villesèque	7 409
Contribution au résultat fiscal d'EDF EN Développement	27 722
Contribution au résultat fiscal de Solaire Participation	6 533
Contribution au résultat fiscal de Salles-Curan	5 192
Contribution au résultat fiscal de Puech-Nègre	6 305
Contribution au résultat fiscal des Barthes	-9 159
Contribution au résultat fiscal de Chemin d'Ablis	6 043
Contribution au résultat fiscal de Narbonne	1 272
Contribution au résultat fiscal de Neuvy et Villars	-13 860
Contribution au résultat fiscal de Noréole	-862
Contribution au résultat fiscal de Centrale Photovoltaïque de la Fito	1 249
Contribution au résultat fiscal de Centrale Photovoltaïque SFP EDF Sainte-Tulle	1 629
Contribution au résultat fiscal de Centrales Photovoltaïque du Gabardan	-3 934
Contribution au résultat fiscal de Centrale Photovoltaïque de Puylobier	-1 747
Contribution au résultat fiscal de Centrale Photovoltaïque du Gabardan 1	-19 607
Contribution au résultat fiscal de Centrale Photovoltaïque du Gabardan 4	-17 140
Contribution au résultat fiscal de Parc Eolien de la Petite Moure	-5 440
Contribution au résultat fiscal de Parc Eolien de la Pierre	-7 631
Contribution au résultat fiscal de Parc Eolien du Nipleau	-4 903
Contribution au résultat fiscal de Parc Eolien des 3 Frères	-5 202
Contribution des autres sociétés	-369
Corrections d'intégration fiscale	3 769
<b>Résultat fiscal Groupe - Intégration Fiscale France</b>	<b>46 277</b>
Report déficitaire au 31/12/2009	-221 845
Résultat fiscal Groupe - France 2010	46 277
<b>Report déficitaire 31/12/10</b>	<b>-175 569</b>

## Fiscalité latente

(en milliers d'euros)	Base	Impôt différé actif	Impôt différé passif
Taxe (contribution sociale solidarité)	15	5	
Provisions non déductibles	38 042	13 098	
Ecarts de conversion	7 280	2 506	
Gain latent	9	3	
Amortissements dérogatoires	1013		349
<b>TOTAL</b>	<b>46 359</b>	<b>15 612</b>	<b>349</b>

## Ventilation de l'impôt

(en milliers d'euros)		Impôt					Résultat net
Résultat avant impôt	Base	Théorique	Report déficitaire à imputer	Dû	crédit d'impôt et gain intégration	Impôt société	
Résultat courant	38 954	-12901	11151	-1723	994	-729	38 225
Résultat exceptionnel	-418	139	-139	0	244	244	-174
<b>TOTAL</b>	<b>38 536</b>	<b>-12 762</b>	<b>11 012</b>	<b>-1723</b>	<b>1238</b>	<b>-485</b>	<b>38 051</b>

## 9. Autres informations

### 9.1 Charges à payer et Produits à recevoir

(en milliers d'euros)	31/12/2010
Charges à payer	18 921
Produits à recevoir	13 685

Les charges à payer sont principalement composées des intérêts courus sur dettes financières (14 678k€), des charges à payer sociales et fiscales (3 089k€) et des factures non parvenues (1 154k€)

Les produits à recevoir concernent essentiellement des factures à établir intra-groupe (8 320 k€) et à des intérêts courus sur créances financières (4 707k€)

### 9.2 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 2010 à 1 514 k€. Ces rémunérations étaient de 1 362 k€ pour l'exercice 2009. Le montant des engagements de retraites relatif aux Directeurs Généraux et Directeurs Généraux Délégués s'élève à 37 k€.

Les membres des organes d'administration perçoivent des jetons de présence pour un montant de 80 k€. Le Président du Conseil d'Administration a perçu une rémunération de 200 k€ au titre de l'exercice 2010.

### 9.3 Frais de recherche et de développement

L'ensemble des frais investis en recherche et développement au cours de l'exercice 2010 s'élève à 3 127 k€.

### 9.4 Effectif moyen

Composition de l'effectif	Personnel
Cadres	93
Employés	14
<b>TOTAL</b>	<b>107</b>

### 9.5 Informations diverses

Éléments concernant les entreprises liées et les participations		
(en milliers d'euros)		
POSTES	MONTANTS CONCERNANT LES ENTREPRISES	
	Liées	Avec lesquelles la Société a un lien de participation
Participations	713 439	2 170
Créances rattachées à des participations	503 631	
Créances clients & comptes rattachés	12 415	
Comptes courants	1 585 664	8 978
Emprunts et dettes financières divers	29 292	8
Produits de participation	24 807	
Autres produits financiers	61 071	28
Charges financières	182	

## 9.6 Instruments financiers

### a) Instruments de change

Contrevaleur en milliers d'euros	Juste valeur	Notionnel	Echéance
Achats à terme	454	16 176	< 1 an
Ventes à terme	-3 494	226 575	< 1 an
Cross Currency Swap	-10 058	289 298	entre 1 et 5 ans
<b>TOTAL</b>	<b>-13 098</b>	<b>242 751</b>	

Les Cross Currency Swaps (CCS) sont des instruments dérivés constitués d'une composante « Taux » et d'une composante « Change ». La juste valeur (JV) de chaque composante et le nominal ont été indiqués dans chacun des tableaux correspondants.

### b) Instruments de taux

Contrevaleur en milliers d'euros	Juste valeur	Notionnel total	A 1 an au plus	A plus d'un an & 5 ans au plus	A plus de 5 ans
SWAP EUR	-5 017	345 000	105 000	240 000	
Option - Collar EUR	-1 452	170 000	50 000	120 000	
Option - Cap EUR	114	90 000		90 000	
CCS EUR/USD	-4 353	289 298		289 298	
SWAP à l'émission	6 252	350 000			350 000
<b>TOTAL</b>	<b>-4 456</b>	<b>1 244 298</b>	<b>155 000</b>	<b>739 298</b>	<b>350 000</b>

## 9.7 Information sur les risques de marché

EDF EN est exposé au risque de change provenant de ses différentes expositions en devises, principalement en Dollar américain, en Pesos 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 instruments dérivés dont les variations de juste valeur permettent de neutraliser en fin de période le risque de change dans son compte de résultat consolidé.

EDF EN est exposé au risque de taux provenant principalement des tirages sur ses lignes de crédit corporate indexées sur un taux variable. EDF EN gère ce risque en souscrivant des instruments dérivés tels que des swaps et option de taux. Dans ses comptes sociaux, la comptabilité de couverture est appliquée depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2010 (cf note 5.8).

## 9.8 Engagements hors bilan

(en milliers d'euros)	31.12.2010	< 1an	1 an < x < 5 ans	> 5 ans
Location opérationnelle - Preneur	25 207	4 583	18 332	2 292
Obligations d'achats irrévocables (1)	824 328	2 914	821 414	-
<b>Obligations contractuelles</b>	<b>849 534</b>	<b>7 497</b>	<b>839 746</b>	<b>2 292</b>
Garanties (2)	1 162 804	976 434	160 087	26 283
Autres engagements (3)	70 974	49 340	14 420	7 213
<b>Autres engagements commerciaux</b>	<b>1 233 778</b>	<b>1 025 774</b>	<b>174 507</b>	<b>33 497</b>

(1) Les obligations d'achats irrévocables comprennent les commandes de panneaux solaires et de turbines.

(2) Les garanties se décomposent principalement en garanties pour coûts éventuels (garanties d'achèvement) pour 326 614 k€ et garanties pour parties liées (garanties de paiement) pour 792 959 k€.

(3) Les autres engagements concernent essentiellement des engagements de financements donnés.

Par ailleurs, l'engagement pris par la société au titre du plan d'achat d'actions gratuites est de 2 940 k€ et les indemnités de départ à la retraite s'élèvent à 582 k€ (cf paragraphe 5.12), engagements non mentionnés dans le tableau supra.

## 10. 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	3 251 884	100%	7 252 460	0 €	19 837 140	5 320 095	797	France
SA SIIF ENERGIES OUTRE MER	3 738 000	-5 551 183	100%	0	19 284 556 €	-3 393 685	0	19 094 437	France
SNC HYDROELECT. CARBET AMONT	67 500	-74 861	100%	402	28 549 €	-1 188	0	0	France
SA EDF EN France (**)	100 500 000	-4 413 681	100%	100 524 399	295 732 436 €	21 257 996	0	304 862 713	France
SA EDF EN SERVICES (**)	7 130 565	94 452	100%	14 399 072	6 222 348 €	-2 780 643	0	5 676 035	France
ELECTRIQUE DE L'ATLANTIQUE	7 500	-1 446 774	100%	0	1 430 000 €	-33 460	0	0	France
SNC CANAL SAINT LOUIS	2 199 132	-5 920 594	100%	0	2 741 612 €	-60 763	0	23 310	France
SARL TECHNIQUES ENOUELABLES, ENERGIES, ENVIRONNEMENT	1 207 678	122 140	100%	1 207 663	0 €	64 941	58 601	237 794	France
SARL ENERGIES RENOUVELABLES ENVIRONNEMENT	7 625	-4 382	100%	7 610	0 €	-677	0	0	France
TAC MARTINIQUE / ENXCO SAS	40 000	-543 340	100%	0	480 796 €	-13 797	0	0	France
EDF EN DEVELOPPEMENT	37 000	11 551	100%	37 000	103 372 007 €	15 099 567	5 670 250	381 181 254	France
ENR REPARTIES	400 190 200	-16 948 264	50%	181 642 794	5 300 000 €	-52 942 527	0	63 631 083	France
EDF EN CANADA	1 000 CAD	35 863 176 CAD	100%	1000 CAD	70 322 323 €	1 433 813 CAD	0 CAD	4 642 312 CAD	Canada
ENXCO CORPORATION CANADA	1 000 CAD	-2 213 422 CAD	0%	0	0 €	-1 995 100 CAD	0 CAD	2 710 991 CAD	Canada
EEN EGE	20 200 000	NC	100%	20 200 000	0 €	NC	0	NC	Turquie
EDF EN GRECE	1 100 000	3 032 100	100%	5 158 000	58 061 749 €	-1 799 393	0	8 000	Grèce
EDF EN SA& CO ARGOLIDA 1LLP	5 000	3 776	95%	4 750	0 €	0	0	0	Grèce
EEN HELLAS (**)	17 457 000	2 330 540	75%	13 092 750	169 637 403 €	369 358	0	1 253 154	Grèce
AEOLIKI GRAVAS LTD	18 000	18 000	96%	17 280	0 €	0	0	0	Grèce
AEOLIKI ALEPORAXHS LTD	18 000	18 000	96%	17 280	0 €	0	0	0	Grèce
EDF EN ERGOTECH EPE	18 456	18 000	96%	17 718	0 €	0	0	0	Grèce
SA EDF EN Portugal	400 000	-1 224 100	100%	400 000	54 606 973 €	4 334 736	0	1 218 451	Portugal
SA SIIF ENERGIES IBERICA	1 350 000	-1 372 311	100%	0	99 917 337 €	379 838	0	1 023 748	Espagne
SRL EDF EN Italia	14 000 000	552 962	95%	13 307 499	526 036 777 €	367 405	731 500	2 191 449	Italie
SRL TERMO ENERGIA	10 000	NC	70%	7 000	7 401 €	0	0	0	Italie
SRL INVERSIONES EOLICAS (**)	163 753 000 MXN	27 683 372 MXN	99%	12 088 541 €	0 €	-1 240 074 MXN	0 MXN	0 MXN	Mexique
EDF EN UK (ex WESTBURY WINDFARMS LTD (**))	33 094 000 GBP	24 421 245 GBP	100%	46 065 098	15 299 358 €	1 656 231	0	0	Angleterre
ENXCO AS	4 700 000 DKK	-3 547 435 DKK	100%	2 472 047	0 €	-820 862 DKK	0 DKK	53 000 DKK	Danemark
ENXCO INC	267 703 990 USD	-127 981 646 USD	100%	208 157 071	115 764 404 €	-56 790 126 USD	20 000 000 USD	4 408 USD	USA
VERDESIS	1 863 000	744 823 €	69%	2 729 242 €	7 499 961 €	-106 105 €	0 €	10 203 408 €	Belgique

FILIALES ET PARTICIPATIONS FILIALES ET PARTICIPATIONS	Capital Capital	Autres capitaux Autres capitaux propres	% % détenu	Valeur nette Valeur nette des titres	Prêts et Prêts et avances consentis	Résultat du Résultat du dernier exercice	Dividendes Dividendes encaissés	Chiffre d'affaires Chiffre d'affaires HT	Pays Pays
<b>2. Participations (10 à 50 % du capital)</b>									
CETO	100 GBP	NC	51%	65	0	NC	0	NC	
SAS LIJC SUR ORBIEU	37 500	-8 367 666	10%	3 750	0	1 373,754	0	2 484 862	France
CONNECT REUNION	3 000	NC	50%	3 500	0	NC	0	0	France
BASARBI SAS CASTANET	4 870 500 RON	- 8 653 189	100%	3 850	3 200 016	-7 632 278	0	1 962 147	Roumanie
GALATI SAS VILLESEQUE	4 170 500 RON	- 6 687 361	100%	3 990	181 243	7 305 914	0	11 653 919	Roumanie
HUSI C-POWER (**)	4 170 RON	NC	100%	989	103 570	NC	0	NC	Roumanie
REETEC (*)	147 637 471	-5 844, 451	18,23%	26 983 529	20 155 383	-4 005 317	0	NC	Belgique
	31 250	2 902 614	72%	2 372 550	1 744 843	847 423	0	20 840 983	Allemagne
ALCOGROUP	93 630 000	-2 540 239	25%	27 388 156	0	-168 445	0	1 167 687	Belgique
FRI EL RUFFANO	10 000	NC	26%	2 600	0	NC	0	0	Italie

NC = (non communiqué)

NS = (non significatif)

(\*\*) = augmentation de capital

(\*) = augmentation du pourcentage de détention

Lorsque la devise n'est pas précisée les chiffres sont présentés en Euros



## RAPPORTS DES COMMISSAIRES AUX COMPTES ET ATTESTATION DES RESPONSABLES



# Rapport des Commissaires aux Comptes sur les comptes consolidés

Exercice clos le 31 décembre 2010

Mesdames, Messieurs,

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 2010 sur :

- le contrôle des comptes consolidés de la société EDF Energies Nouvelles .S.A., 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 3.3 aux états financiers qui expose le changement de présentation induit pas le reclassement de certains passifs financiers au 31 décembre 2010.

## 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 corporelles*

Comme indiqué dans la note 3.7.1 aux états financiers, 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 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 3.8 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 donnent une information appropriée.

### ***Impôts différés***

La note 3.15.1 précise les modalités d'évaluation et de comptabilisation des impôts différés actifs. Nos travaux ont consisté à examiner les données utilisées, à apprécier les hypothèses retenues et à vérifier que la note 24 aux états financiers fournit une information appropriée.

### ***Instruments financiers dérivés***

La note 3.10 précise les modalités d'évaluation et de comptabilisation des instruments financiers dérivés. Nos travaux ont consisté à examiner les données utilisées, à apprécier les hypothèses retenues et à vérifier que la note 16 aux états financiers fournit une information appropriée.

### ***Traitements comptables non visés par le référentiel IFRS***

Nous nous sommes assurés que la note 3.2.2 – Engagements de rachat d'intérêts minoritaires aux états financiers donne une information appropriée sur le traitement comptable retenu par votre société pour les engagements de rachat d'intérêts minoritaires qui ne font pas l'objet d'une norme ou d'une interprétation spécifique dans le référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne.

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 relatives au groupe données dans le rapport de gestion.

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 8 février 2011

KPMG Audit  
Département de KPMG S.A.

Alain Martin & Associés

Catherine Porta  
Associée

Alain Martin  
Associé

# Rapport des Commissaires aux Comptes sur les comptes annuels

Exercice clos le 31 décembre 2010

Mesdames, Messieurs,

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 2010, sur :

- le contrôle des comptes annuels de la société EDF Energies Nouvelles S.A., 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, sur la base des éléments disponibles à ce jour, et mis en œuvre des tests pour vérifier l'application de ces méthodes.

### *Convention d'intégration fiscale*

La note 5.10 – 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.

### *Instruments dérivés et comptabilité de couverture*

La note 5.7 – Instruments dérivés et comptabilité de couverture de l'annexe expose les règles et méthodes comptables relatives aux instruments dérivés. Dans le cadre de notre appréciation des règles et principes comptables suivis par votre société, nous avons vérifié le caractère approprié des méthodes comptables précisées ci-dessus et des informations fournies dans les notes de l'annexe et nous nous sommes assurés de leur correcte application.

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 8 février 2011

KPMG Audit  
Département de KPMG S.A.

Alain Martin & Associés

Catherine Porta  
Associée

Alain Martin  
Associé

## Attestation des personnes physiques responsables

Nous attestons qu'à notre connaissance 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 du groupe EDF Energies Nouvelles au 31 décembre 2010 et que le rapport de gestion ci-joint présente un tableau fidèle de l'évolution des affaires, des résultats et de la situation financière de la Société EDF Energies Nouvelles S.A. et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation ainsi qu'une description des principaux risques et incertitudes auxquels elles sont confrontées.

Le Président du Conseil d'administration

Pâris Mouratoglou

Le Directeur Général

David Corchia