

GROUPE EDF
DOCUMENT
DE RÉFÉRENCE
2007





Société anonyme
Au capital de 911 085 545 euros
Siège social : 22-30, avenue de Wagram
75382 Paris Cedex 08
552 081 317 RCS Paris

Groupe EDF

Document de Référence 2007

Le présent Document de Référence a été enregistré sous le numéro R.08-022 par l'Autorité des marchés financiers (l'« AMF ») le 14 avril 2008, conformément à l'article 212-13 de son Règlement général. Il pourra être utilisé à l'appui d'une opération financière s'il est complété par une note d'opération visée par l'AMF.

En application de l'article 28 du règlement (CE) n° 809/2004 de la Commission européenne, les informations suivantes sont incluses par référence dans le présent Document de Référence :

- les comptes consolidés du Groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2006 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent figurant respectivement à la section 20.1 (pages 197 à 289) et 20.2 (pages 290 à 291) du Document de Référence 2006 du Groupe EDF ;
- les comptes consolidés du Groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2005 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent figurant respectivement à la section 20.1 (pages 213 à 308) et 20.2 (page 309) du Document de Référence 2005 du Groupe EDF ; et
- l'examen de la situation financière et du résultat du Groupe EDF pour l'exercice clos au 31 décembre 2006 figurant au Chapitre 9 (pages 128 à 162) du Document de Référence 2006 du Groupe EDF.

Des exemplaires du présent Document de Référence sont disponibles sans frais auprès d'EDF 22-30, avenue de Wagram – 75382 Paris Cedex 08, et sur son site Internet (<http://www.edf.com>) ainsi que sur le site Internet de l'Autorité des marchés financiers (<http://www.amf-france.org>).

Table des matières



1. Personnes responsables	6	10. Trésorerie et capitaux	176
1.1 RESPONSABLE DU DOCUMENT DE RÉFÉRENCE	6	11. Recherche et Développement, Brevets et Licences	177
1.2 ATTESTATION DU RESPONSABLE DU DOCUMENT DE RÉFÉRENCE CONTENANT LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL	6	11.1 CHIFFRES CLÉS	177
2. Contrôleurs légaux des comptes	8	11.2 R&D, UN ACTIF POUR LE GROUPE	177
2.1 COMMISSAIRES AUX COMPTES TITULAIRES	8	11.3 POLITIQUE DE PROPRIÉTÉ INTELLECTUELLE	178
2.3 COMMISSAIRES AUX COMPTES SUPPLÉANTS	8	12. Informations sur les tendances	179
3. Informations financières sélectionnées	9	12.1 L'AMÉLIORATION DE LA PERFORMANCE : PROGRAMMES « ALTITUDE » ET « EXCELLENCE OPÉRATIONNELLE »	179
4. Facteurs de risque	11	12.2 ÉVOLUTION DES PRIX DE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ EN JANVIER – FÉVRIER 2008	179
4.1 GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES AU SEIN DU GROUPE EDF	11	12.3 IMPACT DU TARIF RÉGLEMENTÉ TRANSITOIRE D'AJUSTEMENT DU MARCHÉ	180
4.2 FACTEURS DE RISQUE	17	13. Perspectives financières	181
4.3 FACTEURS DE DÉPENDANCE	31	14. Organes d'administration, de direction et de surveillance et direction générale	182
5. Informations concernant l'émetteur	33	14.1 CONSEIL D'ADMINISTRATION	182
5.1 HISTOIRE ET ÉVOLUTION DE LA SOCIÉTÉ	33	14.2 DIRECTION GÉNÉRALE	188
5.2 INVESTISSEMENTS	34	14.3 ABSENCE DE LIENS FAMILIAUX, DE CONDAMNATION ET DE CONFLITS D'INTÉRÊTS DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION, DE DIRECTION ET DE DIRECTION GÉNÉRALE	191
6. Aperçu des activités	35	15. Rémunération et avantages	192
6.1 STRATÉGIE	35	15.1 RÉMUNÉRATION DES MANDATAIRES SOCIAUX	192
6.2 PRÉSENTATION DE L'ACTIVITÉ DU GROUPE EDF EN FRANCE	38	15.2 SOMMES PROVISIONNÉES POUR PENSIONS, RETRAITES OU AUTRES AVANTAGES	193
6.3 PRÉSENTATION DE L'ACTIVITÉ DU GROUPE EDF À L'INTERNATIONAL	73	15.3 PARTICIPATION DES MANDATAIRES SOCIAUX DANS LE CAPITAL	193
6.4 AUTRES ACTIVITÉS ET FONCTIONS TRANSVERSES	98	15.4 OPTIONS DE SOUSCRIPTION ET/OU D'ACHAT D'ACTIONS	194
6.5 ENVIRONNEMENT LÉGISLATIF ET RÉGLEMENTAIRE	109	15.5 CONVENTIONS RÉGLEMENTÉES	194
7. Organigramme	126	16. Fonctionnement des organes d'administration et de direction	196
8. Propriétés immobilières, usines et équipements	129	16.1 ATTRIBUTIONS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION	196
8.1 ACTIFS INDUSTRIELS	129	16.2 RÉUNIONS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION	196
8.2 ACTIFS IMMOBILIERS TERTIAIRES	129	16.3 RÈGLEMENT INTÉRIEUR DU CONSEIL D'ADMINISTRATION	197
8.3 PARTICIPATION DES EMPLOYEURS À L'EFFORT DE CONSTRUCTION (« PEEC »)	129	16.4 ÉVALUATION DU FONCTIONNEMENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION	197
8.4 PRÊTS D'ACCESSION À LA PROPRIÉTÉ	129	16.5 COMITÉS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION	197
9. Examen de la situation financière et du résultat	130	16.6 DÉMARCHE ÉTHIQUE	198
9.1 CHIFFRES CLÉS	131	16.7 CHARTE DE DÉONTOLOGIE BOURSIÈRE	199
9.2 ÉLÉMENTS DE CONJONCTURE ET ÉVÉNEMENTS MARQUANTS DE L'EXERCICE	132	16.8 CONTRÔLE INTERNE	199
9.3 INTRODUCTION À L'ANALYSE DES RÉSULTATS 2007	143	16.9 CONFORMITÉ AU RÉGIME DE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE EN VIGUEUR EN FRANCE	199
9.4 PRÉSENTATION DES RÉSULTATS 2007	144	17. Salariés/Ressources humaines	200
9.5 PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES SENSIBLES AUX ESTIMATIONS ET AUX JUGEMENTS	145	17.1 EFFECTIFS	200
9.6 SEGMENTATION DE L'INFORMATION FINANCIÈRE	146	17.2 LE STATUT DU PERSONNEL DES INDUSTRIES ÉLECTRIQUES ET GAZIÈRES	202
9.7 ANALYSE DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ POUR 2007 ET 2006	147	17.3 ORGANISATION ET TEMPS DE TRAVAIL	202
9.8 ANALYSE PAR ZONE GÉOGRAPHIQUE DU RÉSULTAT D'EXPLOITATION	153	17.4 COMPÉTENCES, FORMATION ET MOBILITÉ	202
9.9 FLUX DE TRÉSORERIE ET ENDETTEMENT FINANCIER	160	17.5 ÉGALITÉ DES CHANCES	204
9.10 GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES FINANCIERS	165	17.6 DIALOGUE SOCIAL ET REPRÉSENTATION DU PERSONNEL	204
9.11 PROVISIONS	173	17.7 SANTÉ ET SÉCURITÉ	206
9.12 ENGAGEMENTS HORS BILAN (ENGAGEMENTS DONNÉS)	173		
9.13 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE	175		

17 8	RÉGIME DES RETRAITES ET RÉGIME COMPLÉMENTAIRE MALADIE	207		
17 9	POLITIQUE DE RÉMUNÉRATION	208		
18.	Principaux actionnaires	210		
18.1	RÉPARTITION DU CAPITAL ET DES DROITS DE VOTE	210		
18 2	MARCHÉ DES TITRES DE LA SOCIÉTÉ	210		
18.3	ACCORD DONT LA MISE EN ŒUVRE POURRAIT ENTRAÎNER UN CHANGEMENT DE CONTRÔLE	211		
19.	Opérations avec des apparentés	212		
19.1	RELATIONS AVEC L'ÉTAT	212		
19 2	RELATIONS AVEC GAZ DE FRANCE	213		
19.3	RELATIONS AVEC LE GROUPE AREVA	213		
19.4	RELATIONS AVEC LES SOCIÉTÉS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION	213		
20.	Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de l'émetteur	214		
20.1	INFORMATIONS FINANCIÈRES HISTORIQUES	214		
20 2	RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS DE L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2007	316		
20.3	HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES	317		
20.4	POLITIQUE DE DISTRIBUTION DE DIVIDENDES	319		
20.5	PROCÉDURES JUDICIAIRES ET D'ARBITRAGES	320		
20.6	CHANGEMENT SIGNIFICATIF DE LA SITUATION FINANCIÈRE OU COMMERCIALE	326		
21.	Informations complémentaires	327		
21.1	RENSEIGNEMENTS DE CARACTÈRE GÉNÉRAL CONCERNANT LE CAPITAL DE LA SOCIÉTÉ	327		
21 2	ACTES CONSTITUTIFS ET STATUTS	330		
22.	Contrats importants	333		
23.	Informations provenant de tiers, déclarations d'experts et déclarations d'intérêts	334		
24.	Documents accessibles au public	335		
24.1	CONSULTATION DES DOCUMENTS JURIDIQUES	335		
24 2	RESPONSABLES DE L'INFORMATION	335		
25.	Informations sur les participations	336		
	Glossaire	337		
	Annexe A Rapport 2007 du Président du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne	344		
	Annexe B Rapport des Commissaires aux comptes établi en application de l'article L. 225-235 du Code de commerce	360		
	Annexe C Mandats des administrateurs et des Directeurs généraux délégués exercés au cours des 5 dernières années (hors EDF)	364		
	Annexe D Informations rendues publiques par le Groupe EDF durant les douze derniers mois (document annuel établi en application de l'article 222-7 du Règlement général de l'Autorité des Marchés Financiers)	370		
	Annexe E Comptes sociaux d'EDF SA et rapport des Commissaires aux comptes	376		
	Annexe F Table de concordance – Rapport financier annuel	440		
	Annexe G Résolutions soumises à l'Assemblée générale ordinaire du 20 mai 2008	444		

Dans le présent Document de Référence (le « Document de Référence »), sauf indication contraire, les termes « Société » et « EDF » renvoient à EDF S.A. maison-mère et les termes « Groupe EDF » et « Groupe » renvoient à EDF et ses filiales et participations.

Outre les informations contenues dans le présent Document de Référence, le lecteur est invité à prendre attentivement en considération les facteurs de risques décrits à la section 4.2 (« Facteurs de risque »). Ces risques, ou l'un de ces risques, pourraient avoir un effet négatif sur les activités, la situation ou les résultats financiers du Groupe. En outre, d'autres risques, non encore actuellement identifiés ou considérés comme non significatifs par le Groupe, pourraient avoir le même effet négatif et les investisseurs pourraient perdre tout ou partie de leur investissement dans la Société.

Le présent Document de Référence contient en outre des informations relatives aux marchés sur lesquels le Groupe EDF est présent. Ces informations proviennent d'études réalisées par des sources extérieures. Compte tenu des changements très rapides qui marquent le secteur de l'énergie en France et dans le monde, il est possible que ces informations s'avèrent erronées ou ne soient plus à jour. Les activités du Groupe pourraient en conséquence évoluer de manière différente de celles décrites dans le présent Document de Référence et les déclarations ou informations figurant dans le présent Document de Référence pourraient se révéler erronées.

Les déclarations prospectives contenues dans le présent Document de Référence, notamment dans la section 6.1 (« Stratégie »), peuvent être affectées par des risques, des incertitudes et d'autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats futurs, les performances et les réalisations du Groupe soient significativement différents des objectifs formulés et suggérés. Ces facteurs peuvent inclure les évolutions de la conjoncture économique et commerciale, de la réglementation, ainsi que les facteurs exposés à la section 4.2 (« Facteurs de risque »).

En application de la législation européenne et française, les entités chargées du transport et de la distribution d'électricité au sein du Groupe EDF ne peuvent pas communiquer certaines des informations qu'elles recueillent dans le cadre de leurs activités aux autres entités du Groupe, y compris sa Direction. De même, certaines données propres aux activités de production et de commercialisation ne peuvent être communiquées aux entités en charge du transport et de la distribution. Le présent Document de Référence a été préparé par le Groupe EDF dans le respect de ces règles.

Un glossaire des principaux termes techniques figure à la fin du présent Document de Référence, avant ses annexes.

Personnes responsables

1



1.1 Responsable du Document de Référence

P.6

1.2 Attestation du responsable du Document de Référence contenant le rapport financier annuel

P.6

1.1

Responsable du Document de Référence

Pierre Gadonneix
Président-Directeur Général d'EDF

1.2

Attestation du responsable du Document de Référence contenant le rapport financier annuel

« J'atteste, après avoir pris toute mesure raisonnable à cet effet, que les informations contenues dans le présent Document de Référence sont, à ma connaissance, conformes à la réalité et ne comportent pas d'omission de nature à en altérer la portée.

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

J'ai obtenu des contrôleurs légaux des comptes une lettre de fin de travaux, dans laquelle ils indiquent avoir procédé à la vérification des informations portant sur la situation financière et les comptes donnés dans le présent Document de Référence ainsi qu'à la lecture d'ensemble du Document de Référence.

Les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2007, préparés conformément au référentiel IAS-IFRS et inclus dans le Document de Référence à la section 20.1 (« Informations financières historiques »), ont fait l'objet d'un rapport des contrôleurs légaux figurant à la section 20.2 du présent Document de Référence.

Sans remettre en cause l'opinion qu'ils ont exprimée sur les comptes, les contrôleurs légaux, dans leur rapport sur les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2007, attirent l'attention du lecteur sur :

- l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 2.2.1 et 31.2 à 31.5, résulte comme indiqué en note 2.2.1 des meilleures estimations de la Direction. Cette évaluation est sensible aux hypothèses retenues en termes de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme, d'échéanciers de décaissements, ainsi qu'à l'issue des négociations en cours avec Areva. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées ;
- l'approche privilégiée par EDF pour représenter au bilan ses obligations de renouvellement des biens du domaine concédé relevant de la distribution publique d'électricité en France décrite en note 3, repose sur la

spécificité des contrats de concessions. Elle consiste à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué annuellement aux concédants dans le cadre des comptes-rendus d'activité. Une approche alternative, fondée sur la valeur actuelle des montants à décaisser pour faire face au renouvellement de ces biens à l'issue de leur durée de vie industrielle, donnerait une représentation différente des obligations vis-à-vis des concédants. Les effets qu'aurait eus l'adoption de cette dernière approche sur les comptes sont présentés à titre d'information dans la note 3. L'évaluation des passifs de concessions est sujette à des aléas, entre autres en termes de coûts et de dates de décaissements.

Les comptes consolidés des exercices clos les 31 décembre 2006 et 2005 qui ont respectivement été préparés selon les normes comptables internationales et conformément au référentiel comptable français, ont fait l'objet de rapports des contrôleurs légaux figurant respectivement à la section 20.2 du Document de Référence 2006 et à la section 20.2 du Document de Référence 2005. Ces comptes et les rapports des contrôleurs légaux correspondants sont inclus dans le présent Document de Référence par référence conformément à l'article 28 du Règlement (CE) n° 809/2004 en date du 29 avril 2004.

Sans remettre en cause l'opinion qu'ils ont exprimée sur les comptes, les contrôleurs légaux, dans leur rapport sur les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2006, attirent l'attention du lecteur sur :

- l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 2.2.1, 29.2 et 29.3, résulte comme indiqué en note 2.2.1 des meilleures estimations de la Direction. Cette évaluation est sensible aux hypothèses retenues en termes de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme, d'échéanciers de décaissements, ainsi qu'à l'issue des négociations en cours avec Areva. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées ;
- l'approche privilégiée par EDF pour représenter au bilan ses obligations de renouvellement des biens du domaine concédé relevant de la distribution publique d'électricité en France décrite en note 3, repose sur la spécificité des contrats de concessions. Elle consiste à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué annuellement aux concédants dans le cadre des comptes-rendus d'activité. Une approche alternative, fondée sur la valeur actuelle des montants

à décaisser pour faire face au renouvellement de ces biens à l'issue de leur durée de vie industrielle, donnerait une représentation différente des obligations vis-à-vis des concédants. Les effets qu'aurait eus l'adoption de cette dernière approche sur les comptes sont présentés à titre d'information dans la note 3. L'évaluation des passifs de concessions est sujette à des aléas, entre autres en termes de coûts et de dates de décaissements.

Sans remettre en cause l'opinion qu'ils ont exprimée sur les comptes, les contrôleurs légaux, dans leur rapport sur les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2005, attirent l'attention du lecteur sur :

- l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire résultant des meilleures estimations de la Direction, dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 4.1.1, 31.2 et 31.3 de l'annexe ;
- l'approche privilégiée par EDF dans le cadre des normes existantes pour représenter au bilan ses obligations dans le cadre du renouvellement des biens du domaine concédé relevant de la distribution publique d'électricité en France qui repose sur la spécificité des contrats de concessions (décrite en note 5 de l'annexe)

Pierre Gadonneix
Président-Directeur Général d'EDF

2

Contrôleurs légaux des comptes



2.1 Commissaires aux comptes titulaires

P.8

2.2 Commissaires aux comptes suppléants

P.8

2.1

Commissaires aux comptes titulaires

Deloitte et Associés,
185, avenue Charles-de-Gaulle, 92200 Neuilly-sur-Seine, représenté par
Monsieur Amadou Raimi et Monsieur Tristan Guerlain.

KPMG SA,
Immeuble Le Palatin, 3, cours du Triangle, 92939 Paris-La-Défense Cédex,
représenté par Monsieur Jean-Luc Decornoy et Monsieur Michel Piette.

Nommés par délibération de l'Assemblée générale ordinaire du 6 juin 2005 pour une période de six exercices, ces mandats expirant à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice qui sera clos le 31 décembre 2010.

Les commissaires aux comptes ci-dessus désignés ont en conséquence certifié les comptes reproduits dans le présent Document de Référence.

2.2

Commissaires aux comptes suppléants

BEAS,
7-9, Villa Houssay, 92200 Neuilly-sur-Seine.

SCP Jean-Claude André,
2 bis, rue de Villiers, 92300 Levallois-Perret.

Nommés par délibération de l'Assemblée générale ordinaire du 6 juin 2005 pour une période de six exercices, ces mandats expirant à l'issue de l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice qui sera clos le 31 décembre 2010.

Informations financières sélectionnées

3



Préambule

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les états financiers consolidés du Groupe EDF, au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2007, sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union Européenne au 31 décembre 2007. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*) et les interprétations (SIC et IFRIC).

Informations financières clés

Les informations financières sélectionnées présentées ci-dessous, y compris les informations financières 2006 retraitées, sont extraites des comptes consolidés du Groupe EDF pour l'exercice clos le 31 décembre 2007 qui ont été audités par les commissaires aux comptes d'EDF. Les informations financières publiées au 31 décembre 2006 ont été retraitées pour tenir compte du changement de présentation au compte de résultat des dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession (décrit en notes 3.2 et 4 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2007).

Les informations financières sélectionnées ci-après doivent être lues conjointement avec (i) les comptes consolidés figurant à la section 20.1 (« Informations financières historiques ») du présent Document de Référence et (ii) l'examen de la situation financière et du résultat du Groupe figurant au Chapitre 9 du présent Document de Référence.

Extraits des comptes de résultat consolidés

(en millions d'euros)	31.12.2007	31.12.2006 ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	59 637	58 932
Excédent brut d'exploitation (EBE)	15 210	14 393
Résultat d'exploitation	9 991	9 356
Résultat avant impôts des sociétés intégrées ⁽²⁾	7 457	6 655
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE	5 618	5 605

(1) Le compte de résultat consolidé, publié au titre de l'exercice 2006, a été retraité du changement de présentation relatif aux dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession (décrit en notes 3.2 et 4 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2007).

(2) Le résultat avant impôts des sociétés intégrées correspond au résultat net d'EDF avant prise en compte de l'impôt sur les résultats, de la quote-part de résultat des sociétés mises en équivalence, du résultat net des activités en cours d'abandon et des intérêts minoritaires.

Extraits des bilans consolidés

(en millions d'euros)	31.12.2007	31.12.2006
Actif non courant	134 572	130 824
Actif courant	51 308	48 122
Actifs détenus en vue de la vente	269	140
TOTAL DE L'ACTIF	186 149	179 086
Capitaux propres — part du Groupe	27 210	23 309
Intérêts minoritaires	1 586	1 490
Provisions non courantes	44 038	43 124
Autres passifs non courants	64 623	66 241
Passif courant	48 578	44 806
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	114	116
TOTAL DU PASSIF	186 149	179 086

Informations financières sélectionnées



Extraits des tableaux de flux de trésorerie consolidés

<i>(en millions d'euros)</i>	2007	2006
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	10 222	11 795
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(5 428)	(13 769)
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	(2 116)	(1 794)
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	2 678	(3 768)

Informations relatives à l'endettement financier

<i>(en millions d'euros)</i>	31.12.2007	31.12.2006
Emprunts et dettes financières	27 930	28 142
Dérivés de couvertures des dettes	23	237
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(6 035)	(3 308)
Actifs liquides	(5 682)	(10 154)
Dette financière nette des sociétés figurant dans les passifs non courants détenus en vue de la vente	33	15
ENDETTEMENT FINANCIER NET	16 269	14 932

4

Facteurs de risque



4.1 Gestion et contrôle des risques au sein du Groupe EDF P.11

4.2 Facteurs de risque P.17

4.3 Facteur de dépendance P.31

4.1 Gestion et contrôle des risques au sein du Groupe EDF

4.1.1 Cadre général de la gestion et du contrôle des risques du Groupe

Le Groupe EDF met en œuvre depuis de nombreuses années une politique de gestion de ses risques sur les plans opérationnel, financier et organisationnel (voir « Rapport du Président du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne » reproduit en Annexe A au présent document).

Face à un contexte évolutif, le Groupe a décidé, dès 2003, de mettre en place un processus global de gestion et de contrôle de ses risques, permettant de renforcer les dispositifs existants, notamment en créant la Direction du Contrôle des Risques Groupe (« DCRG »).

Les objectifs de la politique de gestion et de contrôle des risques sont de :

- permettre l'identification et la hiérarchisation des risques dans tous les domaines en vue d'en assurer une maîtrise de plus en plus robuste, sous la responsabilité du management opérationnel ;
- permettre aux dirigeants et aux organes de gouvernance du Groupe d'avoir une vision consolidée, régulièrement mise à jour, des risques majeurs et de leur niveau de contrôle ;
- contribuer à sécuriser la trajectoire stratégique et financière du Groupe ;
- répondre aux attentes et informer les parties prenantes externes sur les risques du Groupe et sur le processus de management de ces risques.

Le périmètre de gestion des risques comprend les activités d'EDF et celles de ses filiales dont EDF assure le contrôle opérationnel. Il ne comprend donc pas les filiales dont EDF n'assure pas le contrôle opérationnel du fait de règles d'indépendance de gestion (RTE-EDF Transport, Électricité Réseau Distribution France - ERDF : les filiales régulées) et les entités co-contrôlées (notamment EnBW, Edison ou Dalkia International).

Le périmètre de contrôle des risques comprend les activités d'EDF et celles de ses principales filiales en France et à l'étranger. Pour les entités dont EDF n'assure pas le contrôle opérationnel, le contrôle des risques est réalisé dans le cadre des organes de gouvernance de ces entités.

4.1.1.1 PRINCIPES DE GESTION ET DE CONTRÔLE DES RISQUES

D'une façon générale, la gestion des risques est placée sous la responsabilité des entités opérationnelles et fonctionnelles, pour les risques qui relèvent de leur périmètre d'activité.

Le contrôle des risques est assuré par une filière mise en place en toute indépendance des fonctions de gestion des risques. Cette filière assure une approche homogène en matière d'identification, d'évaluation et de maîtrise des risques.

Selon ces principes, chaque semestre, EDF élabore la cartographie consolidée de ses risques majeurs pour les entités dont elle assure le contrôle opérationnel ou sous contrôle conjoint (à l'exception de DALKIA International), sur la base des déclarations de ces dernières. La cartographie consolidée fait l'objet chaque semestre d'une validation par le TOP 4 et d'une présentation au Comité d'audit du Conseil d'administration de la Société (voir section 14.2.3 (« TOP 4 et Comité exécutif »)).

Le processus global de cartographie des risques constitue un support pour de nombreux autres processus mis en œuvre par le Groupe : notamment l'élaboration du programme d'audit, la politique Assurances et sa mise en œuvre (voir section 4.1.3 (« Assurances »)), la politique de gestion de crise, l'analyse des risques portant sur des dossiers examinés par les organes décisionnels du Groupe (TOP 4, Comité des Engagements et des Participations, Comité des Engagements Combustibles, Comité de Pilotage Amont-Aval-Trading, etc.). Le processus de contrôle des risques contribue notamment à la sécurisation du processus d'investissements et d'engagements long terme en veillant au respect des principes méthodologiques d'analyse des risques pour les dossiers présentés aux Comités des Engagements.

RTE-EDF TRANSPORT

Concernant RTE-EDF Transport, la gestion et le contrôle des risques sont organisés aux deux niveaux de management concernés :

- au niveau national, le Comité Exécutif de RTE-EDF Transport valide annuellement la cartographie des risques et fait suivre par un responsable national chacun des risques identifiés. La mission Audit de RTE-EDF Transport réalise les audits nationaux commandités par le Comité exécutif, à qui elle rapporte ses constats et ses recommandations ;
- au niveau local, chaque unité et entité fonctionnelle de RTE-EDF Transport a la responsabilité de sa propre analyse des risques liés à ses activités, de leur maîtrise par des audits appropriés, et du reporting au niveau national.

ÉLECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE – ERDF

ERDF identifie et gère ses risques suivant la méthodologie du Groupe. Le contrôle des risques est réalisé en application des principes de contrôle du Groupe et est assuré par une filière indépendante des entités opérationnelles d'ERDF, pour vérifier, avec une assurance raisonnable, la maîtrise des activités.

4.1.1.2 GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS ÉNERGIES

Le facteur de risque relatif aux marchés énergies figure à la section 4.2.2 (« Risques liés aux activités du Groupe ») ci-dessous.

En lien avec l'ouverture du marché des clients finals, le développement des marchés de gros et le développement à l'international, le Groupe EDF

Facteurs de risque



est exposé aux fluctuations des prix de marché des énergies qui peuvent impacter significativement ses états financiers.

En conséquence, une politique de risques « marchés énergies » (portant à la fois sur l'électricité, le gaz, le charbon, les produits pétroliers et les permis d'émission de CO₂) est mise en oeuvre par le Groupe EDF et applicable à EDF et aux entités dont elle assure le contrôle opérationnel. Cette politique vise à :

- définir le cadre général dans lequel les différentes entités du Groupe exercent leurs activités opérationnelles (production, optimisation et commercialisation d'énergies) ainsi que l'articulation avec EDF Trading ;
- consolider l'exposition des différentes entités dont EDF assure le contrôle opérationnel sur les différents marchés structurés liés à l'énergie ;
- mettre en oeuvre une politique de couverture coordonnée à l'échelle du Groupe.

Les principes de gestion opérationnelle des risques marchés énergies s'appuient sur une clarification des responsabilités pour la gestion des risques marchés énergies, distinguant ce qui relève d'une part, des gestionnaires d'actifs de production et d'autre part, du *trading*.

Les gestionnaires d'actifs de production et de commercialisation ont la responsabilité de mettre en oeuvre une stratégie de gestion des risques qui minimise l'impact des risques marchés énergies sur leurs états financiers. Ils conservent néanmoins un risque résiduel, non couvrable sur les marchés (liquidité ou profondeur du marché insuffisante, incertitude sur les volumes, etc.).

Dans le Groupe, les positions sur les marchés énergies sont prises de manière prépondérante par EDF Trading, qui est l'entité de trading du Groupe. À ce titre, EDF Trading est soumis à un cadre de gouvernance et de contrôle strict, conforme aux pratiques en vigueur dans les sociétés de *trading*.

EDF Trading intervient sur les marchés organisés ou de gré à gré, sur des instruments dérivés tels que les *futures*, *forwards*, *swaps* et options (quelle que soit la qualification comptable au niveau du Groupe). En 2007, son engagement sur les marchés a été encadré par une limite de « *value at risk* » (« VaR ») (avec un intervalle de confiance de 97,5 % par jour) de 26 millions d'euros avec une limite « *stop-loss* » de 35 millions d'euros. Sur cette même année, la VaR a évolué entre 4,9 millions d'euros et 27,6 millions d'euros.

Le tableau ci-dessous présente les valeurs sur les exercices 2006 et 2007 :

(en millions d'euros)	2007	2006
Limite VaR (97,5 % un jour)	26	22
Limite <i>stop-loss</i>	35	30
Min VaR	4,9	4,3
Max VaR	27,6	18,5

Les *stop-loss* depuis leur instauration, n'ont jamais été activés. Les expositions d'EDF Trading sont strictement encadrées par un suivi quotidien des limites, par le management de la filiale et le contrôle des risques marchés énergies Groupe. De plus, des procédures d'alerte automatique des membres du Conseil d'administration d'EDF Trading ont été mises en place en cas de dépassement de limites de risques et de pertes (limite *stop-loss*).

Concernant EnBW¹, des analyses de sensibilité, portant sur les instruments dérivés en portefeuille au 31 décembre 2007 (31 décembre 2006) ont été réalisées :

- concernant la sensibilité au prix de l'électricité, une baisse (une augmentation) des prix de marché de 15 % entraînerait une augmentation (respectivement une diminution) du résultat annuel de 65,8 millions d'euros au 31 décembre 2007 (contre 49,3 millions d'euros à fin 2006) ; une baisse (une hausse) des prix de marché de 15 % entraînerait une augmentation (diminution) des fonds propres de 131,4 millions d'euros au 31 décembre 2007 (contre 167,3 millions d'euros à fin 2006) ;
- concernant la sensibilité au prix du charbon, une baisse (une augmentation) des prix de marché de 15 % entraînerait une diminution (respectivement une augmentation) du résultat annuel de 7,9 millions d'euros au 31 décembre 2007 (contre 13,9 millions d'euros à fin 2006) ; une baisse (une hausse) des prix de marché de 15 % entraînerait une diminution (augmentation) des fonds propres de 62,3 millions d'euros au 31 décembre 2007 (contre 31,4 millions d'euros à fin 2006) ;

- concernant la sensibilité au prix du pétrole, une baisse (une augmentation) des prix de marché de 20 % entraînerait une augmentation (respectivement une diminution) du résultat annuel de 2,6 millions d'euros au 31 décembre 2007. L'année précédente, une baisse des prix de marché de 20 % aurait entraîné une baisse de 5 millions d'euros du résultat annuel ;
- concernant la sensibilité au prix du gaz, une baisse (une augmentation) des prix de marché de 25 % entraînerait une diminution (respectivement une augmentation) du résultat annuel de 6 millions d'euros au 31 décembre 2007. L'année précédente, une baisse des prix de marché de 25 % aurait entraîné une amélioration de 1,1 millions d'euros du résultat annuel ;
- concernant la sensibilité au prix des permis d'émission, une baisse (une augmentation) des prix de marché de 50 % entraînerait une diminution (respectivement une augmentation) du résultat annuel de 52 millions d'euros au 31 décembre 2007 (contre 13,9 millions d'euros à fin 2006).

Concernant Edison², le « *profit at risk* » (avec un intervalle de confiance de 97,5 %), lié aux instruments financiers utilisés pour la couverture du portefeuille industriel, s'élève à 50,9 millions d'euros au 31 décembre 2007 (contre 107,1 millions d'euros au 31 décembre 2006).

Le tableau ci-dessous présente les résultats :

<i>Profit at risk</i>	31 décembre 2007		31 décembre 2006	
	Niveau de probabilité	Niveau de risque (en millions d'euros)	Niveau de probabilité	Niveau de risque (en millions d'euros)
Edison Group	97,5 %	50,9	97,5 %	107,1

¹ Source : Rapport annuel EnBW.

² Source : Rapport annuel Edison.

Ces données ne prennent pas en compte les transactions de *trading* qui constituent des portefeuilles bien distincts. Cette activité de *trading* est encadrée par une limite de « *Value at Risk* » (VaR) (avec un intervalle de confiance de 95 % par jour) de 2,1 millions d'euros.

Pour une analyse de la juste valeur des dérivés de couverture des matières premières du Groupe, voir notes 35.4 et 35.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2007. Pour le détail des contrats de matières premières non qualifiés de couvertures conclus par le Groupe, voir note 36.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2007.

Le dispositif de contrôle des risques marchés énergies s'appuie, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel, sur :

- un système de gouvernance et de mesure de l'exposition aux différents risques marchés, séparant clairement les responsabilités de gestion et de contrôle des risques ;
- une délégation explicite donnée à chaque entité, formalisée par des mandats de gestion de risques fixant notamment des limites de risques. Ces mandats permettent au TOP 4 de fixer annuellement le profil de risque consolidé sur ce périmètre en cohérence avec les objectifs financiers et de piloter ainsi la gestion opérationnelle des risques marchés énergies sur les horizons de marchés (typiquement 3 ans) ; et
- un processus de contrôle, spécifique compte tenu de ses interactions fortes avec les décisions prises au sein des métiers de production et de commercialisation, reposant sur un système de mesure et d'indicateurs de risques, comprenant notamment des procédures d'alerte en cas de dépassement de limites de risques, impliquant la direction du Groupe.

Concernant Edison et EnBW, la politique de risques « marchés énergies » et le processus de contrôle sont revus dans le cadre des instances de gouvernance de ces sociétés.

L'exposition consolidée des risques « marchés énergies » des entités dont EDF assure le contrôle opérationnel est présentée mensuellement au COMEX. Les processus de contrôle sont régulièrement réévalués et audités.

4.1.1.3 GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS FINANCIERS

4.1.1.3.1 CADRE DE GESTION FINANCIÈRE DES RISQUES FINANCIERS

EDF a mis en place un cadre de gestion financière (voir section 9.10 (« Gestion et contrôle des risques financiers »)) qui définit la politique et les principes en matière de gestion des risques financiers du Groupe (risques de liquidité, de change, de taux d'intérêt et de contrepartie), et applicable aux seules filiales contrôlées opérationnellement. Le Groupe est exposé au risque actions au travers de titres détenus dans le cadre de la gestion de ses actifs de trésorerie et au travers des actifs dédiés à la couverture des provisions long terme de déconstruction des centrales nucléaires pour laquelle un cadre de gestion *ad hoc* s'applique. Les principes énoncés font l'objet d'indicateurs de pilotage et de limites permettant d'assurer la maîtrise de ces risques, avec notamment un objectif de limitation de la volatilité des charges financières du Groupe.

Par ailleurs, chaque année, le Comité d'audit et le Conseil d'administration d'EDF vérifient le respect de ce cadre de gestion financière et le font évoluer si nécessaire, en particulier en ce qui concerne les limites et les ratios financiers cibles associés.

EDF a également mis en place, d'une part, des scénarii de sensibilité des positions en conditions limites qui permettent de surveiller son exposition aux risques « atypiques » de décalage de marché important et, d'autre part,

des *stop-loss* qui arrêtent le seuil de perte à partir duquel une position doit être clôturée.

4.1.1.3.2 ORGANISATION DU CONTRÔLE

Le Département Contrôle des Risques Financiers (« DCRF ») est en charge de la maîtrise des risques financiers au niveau du Groupe par le contrôle de la bonne application des principes du cadre de gestion financière. Cette structure a également pour mission d'effectuer un contrôle de second niveau (méthodologie et organisation) sur EDF et les entités dont elle assure le contrôle opérationnel ainsi qu'un contrôle opérationnel des activités de financement de la tête du Groupe. Rattaché à la Direction Corporate Finance Trésorerie (DCFT) de la Direction Financière, le DCRF fait l'objet d'un lien fonctionnel fort avec la DCRG, en vue de garantir l'indépendance entre la structure de contrôle de ces risques et les activités de gestion des risques qui font l'objet de ce contrôle.

Concernant les activités de la salle des marchés d'EDF, des rapports de suivi quotidien des indicateurs de risque sont communiqués par le DCRF au directeur Trésorier du Groupe, au chef de la salle des marchés et au responsable du DCRF. Ces mêmes acteurs sont immédiatement informés pour action en cas de dépassement de limites. Un point hebdomadaire est fait par le DCRF au Comité de Coordination Opérationnelle de la DCFT. Le Comité Stratégique de la DCFT vérifie périodiquement le respect des limites et statue sur les modifications de limites spécifiques nécessaires.

De plus, des audits internes réguliers s'assurent de la mise en place effective des contrôles. Le dispositif de contrôle interne recouvre deux niveaux de contrôle :

- le contrôle interne exercé à la maille de la DCFT : l'animateur de contrôle interne est le responsable du département contrôle des risques financiers. Une équipe dédiée est en charge d'élaborer et de réaliser un plan de contrôle interne annuel. Ce plan intègre plusieurs missions vérifiant l'application des procédures de contrôle et le respect des cadres de travail par la salle des marchés.
- le contrôle exercé par la Direction de l'Audit Groupe qui programme annuellement des audits sur les activités liées aux marchés financiers et au contrôle des risques financiers.

Par ailleurs, EDF peut mandater, si nécessaire, des cabinets externes pour auditer les procédures de contrôle des risques financiers.

4.1.1.3.3 RISQUE DE LIQUIDITÉ

Le Groupe EDF vise à disposer à tout moment des ressources financières suffisantes pour financer l'activité courante, les investissements nécessaires à son développement futur, les dotations annuelles au portefeuille d'actifs dédiés pour la couverture des engagements nucléaires de long terme et également pour faire face à tout événement exceptionnel. La gestion de la liquidité a pour objectif de rechercher des ressources au meilleur coût et de s'assurer de leur obtention à tout instant. Ces éléments sont exposés à la section 9.10.1 (« Position de liquidité et gestion du risque de liquidité »).

EDF a mis en place un suivi régulier du risque de liquidité du Groupe, intégré au cycle de gestion, incluant des scénarii de stress. Par ailleurs, le Comité de Coordination Opérationnelle effectue une revue hebdomadaire des besoins de liquidité.

4.1.1.3.4 RISQUE DE CHANGE

Du fait de la diversification de ses activités et son implantation géographique, le Groupe EDF est exposé aux risques de fluctuation des parités de change qui peuvent avoir un impact sur les écarts de conversion, les postes de bilan, les charges financières du Groupe, les fonds propres et les résultats.

Facteurs de risque



De manière générale, les flux de trésorerie d'exploitation de la maison-mère et de ses filiales sont libellés dans leur devise locale à l'exception des flux liés aux achats de combustibles, principalement libellés en dollars, et de certains flux liés à des achats de matériel pour des montants moindres cependant.

Ces éléments sont exposés à la section 9.10.3 (« Gestion du risque de change »).

4.1.1.3.5 RISQUE ACTIONS

EDF est exposée au risque sur actions sur les titres détenus dans le cadre des actifs dédiés constitués pour couvrir le coût des engagements de long terme liés au nucléaire et sur les titres détenus dans le cadre de ses actifs de trésorerie.

Ce risque est exposé aux sections 9.10.5 (« Gestion du risque actions ») et 9.10.6 (« Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF »).

4.1.1.3.6 RISQUE DE TAUX D'INTÉRÊT

L'exposition du Groupe aux variations de taux d'intérêt recouvre deux natures de risques : un risque d'évolution de la valeur des actifs et passifs financiers à taux fixe et un risque d'évolution des flux liés aux actifs et passifs financiers à taux variable.

Afin de limiter son exposition au risque de taux, le Groupe, dans le cadre de sa politique générale, fixe des principes avec pour objectif de limiter le risque de variation de la valeur des actifs placés ou l'augmentation possible des charges financières.

Ces éléments sont exposés à la section 9.10.4 (« Gestion du risque de taux d'intérêt »).

4.1.1.3.7 RISQUE DE CONTREPARTIE

Le risque de contrepartie se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le Groupe EDF sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ses contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas de ce fait ses obligations contractuelles. Ces pertes peuvent être de natures diverses : la faillite d'une des contreparties peut conduire le Groupe à constater des factures impayées (risque de règlement), à perdre des contrats dégageant des bénéfices (coût d'opportunité), à subir un surcoût pour remplacer les contrats non honorés (coût de remplacement), à devoir payer des pénalités à des tiers si la défaillance d'une des contreparties entraînait par ricochet l'incapacité du Groupe à honorer ses propres obligations, etc.

Les entités du Groupe ayant une activité importante sur les marchés énergies ou financiers (EDF, EDF Energy, EDF Trading et EnBW) ont mis en place une méthodologie d'attribution de limites pour chaque contrepartie selon plusieurs critères (notations des agences de rating, endettement, capacité d'autofinancement, actifs, fonds propres) et en tenant compte de l'échéance et de la nature des transactions. Un suivi régulier de la consommation des limites par contrepartie est réalisé au niveau de l'entité et le Groupe s'organise pour assurer une veille active sur ses contreparties majeures pour produire et tenir à jour l'exposition consolidée du Groupe au risque de contrepartie et se doter des règles et procédures de gestion des expositions consolidées au risque de contrepartie.

Le Conseil d'administration a validé le 1^{er} juillet 2004 le nouveau cadre de gestion du risque de contrepartie du Groupe applicable à EDF et aux entités dont elle assure le contrôle opérationnel. Ce nouveau cadre prévoit l'organisation de la gestion et du suivi du risque de contrepartie, les procédures et les circuits de remontée de l'information. Trois grands principes sont au cœur de ce cadre : (i) la réactivité de l'organisation, (ii) l'indépendance des fonctions de contrôle des risques par rapport aux activités qui génèrent les risques et (iii) la responsabilisation des entités sur leurs expositions. Il prévoit également une limite pour le Groupe qui s'appliquera à chaque contrepartie.

4.1.2 Gestion des risques industriels et environnementaux

4.1.2.1 GESTION DU RISQUE SÛRETÉ NUCLÉAIRE

Les facteurs de risques relatifs à la sûreté nucléaire figurent à la section 4.2.3 (« Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe ») ci-dessous.

Comme tout exploitant, le Groupe assume la responsabilité de la sûreté nucléaire de ses ouvrages. La sûreté nucléaire regroupe l'ensemble des dispositions techniques, organisationnelles et humaines qui sont destinées à prévenir les risques d'accidents et à en limiter les effets, et qui sont mises en œuvre à toutes les étapes de la vie d'une centrale nucléaire (de la conception à l'exploitation, jusqu'à la déconstruction). Les moyens mis en œuvre dans le cadre du dispositif de sûreté nucléaire ont permis une amélioration continue des performances en matière de protection des personnels contre les effets des rayonnements ionisants. L'ensemble de la démarche sûreté nucléaire fait l'objet de contrôles permanents internes et externes (voir ci-dessous et section 6.2.1.1.3.2 (« Environnement, Sûreté, Radioprotection »)).

La réalisation du parc nucléaire français a conduit à la mise en place d'une démarche de sûreté qui prend en compte, dès la conception, les risques qui pourraient survenir en cours d'exploitation des centrales, qu'ils soient liés au fonctionnement propre des installations ou à des agressions internes et externes. Cette démarche s'appuie notamment sur l'application de règles d'exploitation strictes et sur des compétences intégrées au Groupe (ingénierie nucléaire, recherche et développement (« R&D »)), permettant une anticipation de la résolution de défaillances, une évaluation des matériels de manière continue, une réévaluation régulière des marges de sûreté, une veille technologique et la mise en œuvre de techniques nouvelles plus performantes.

Le maintien et l'amélioration du niveau de sûreté reposent également sur le concept de défense en profondeur, qui prévoit le traitement systématique du risque de défaillances techniques, organisationnelles et humaines en interposant des lignes de défense successives et indépendantes au niveau des installations, process et organisation.

La qualité et la sûreté de l'exploitation du parc nucléaire d'EDF font l'objet de multiples contrôles internes (notamment assurés par l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection, directement rattaché au Président Directeur Général d'EDF) mais aussi externes, notamment assurés par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), dont le statut a été transformé le 13 juin 2006 par la Loi n° 2006-686 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire afin de lui conférer celui d'autorité administrative indépendante. Les centrales nucléaires doivent se conformer à un référentiel dont les objectifs sont fixés par l'ASN, qui en assure le contrôle. L'organisation de crise prévue en cas de situation accidentelle est régulièrement évaluée au travers d'exercices de simulation d'accidents. Chaque année, une centaine d'exercices est organisée pour l'ensemble du parc nucléaire français. Dix environ sont d'une ampleur nationale. Le régime de responsabilité applicable aux exploitants européens et les assurances associées sont décrits à la section 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires »).

4.1.2.2 GESTION DU RISQUE DE SÛRETÉ HYDRAULIQUE

Les facteurs de risques relatifs à la sûreté hydraulique figurent à la section 4.2.2 (« Risques liés aux activités du Groupe ») ci-dessous.

En vertu des contrats de concession ou d'autorisations administratives, le Groupe exploite des ouvrages hydroélectriques. En tant qu'exploitant, il est responsable de leur niveau de sûreté.

Les principaux risques liés à ces ouvrages ou à leur exploitation sont le risque

de rupture du barrage ou d'installations hydrauliques associées, les risques liés à la gestion des ouvrages en période de crue et les risques liés aux variations de débit ou de niveau du fait de l'exploitation des aménagements.

Les trois activités stratégiques en matière de gestion de la sûreté hydraulique sont la surveillance des barrages et des ouvrages associés, la gestion des ouvrages en période de crue, et la maîtrise des variations de débit (voir section 6.2.1.1.4.2 (« La sûreté hydraulique »)). Pour améliorer encore la gestion de ces risques, EDF a lancé en 1995, sur ses ouvrages en France et dans les DOM, une démarche de mise sous assurance qualité de ces trois activités qui a abouti fin 2003 à leur certification ISO 9001 dans chacun des Groupes d'Exploitation Hydraulique. Ces certifications constituent la base d'une démarche de progrès continu dans la maîtrise de la sûreté hydraulique. Elles ont depuis été renouvelées par les organismes de certification. Par ailleurs, la détection, l'analyse des incidents éventuels, la mise en œuvre des actions correctives et préventives, le retour d'expérience et le partage d'expérience constituent la base du processus d'amélioration du niveau de sûreté des installations. Dans la continuité de la démarche initiée en 2005 pour l'identification des risques de défaillances par famille de matériel et dans un contexte marqué par quelques avaries ayant entraîné l'indisponibilité d'installations sur du moyen terme (barrage de Tuillères en Dordogne, etc.), EDF a décidé en 2006 d'engager un programme de mise à niveau technique et de maintenance renforcée des ouvrages pour un montant global de l'ordre de 560 millions d'euros sur la période 2007-2011 afin de rénover certaines installations, de maintenir, dans la durée, un niveau élevé de sûreté hydraulique et de préserver à terme les performances techniques de son parc. Ce programme de rénovation du patrimoine hydraulique intitulé Sûreté et Performance de l'Hydraulique (« SuperHydro ») d'une durée de 5 ans entraînera, transitoirement pendant la durée des travaux, des indisponibilités plus conséquentes que celles enregistrées ces dernières années.

Les actions de sensibilisation et d'information auprès du public sur les dangers présentés par les aménagements hydroélectriques, engagées en 1996, sont renouvelées et amplifiées chaque année. La rupture d'un barrage de retenue ou d'un ouvrage associé pourrait avoir des conséquences graves sur les personnes et les biens situés en aval. La prévention du risque majeur que représente la rupture d'un barrage par la surveillance et la maintenance des ouvrages est assurée sous le contrôle des DRIRE (Directions Régionales de l'Industrie et de l'Environnement). Les 68 plus grands barrages font l'objet d'un plan particulier d'intervention mis en œuvre sous l'autorité du préfet, dans le cadre de la Loi sur les risques majeurs.

À ce titre, EDF a souscrit un programme d'assurance responsabilité civile générale (voir section 4.1.3.1 (« Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire) »)).

4.1.2.3 GESTION DES RISQUES LIÉS AUX INSTALLATIONS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION DU GROUPE

Les facteurs de risques relatifs aux installations de transport et de distribution du Groupe figurent à la section 4.2.2 (« Risques liés aux activités du Groupe ») ci-dessous.

En ce qui concerne les ouvrages de transport et de distribution, les investissements réalisés prennent en compte la sécurité des biens et des personnes.

Par ailleurs, en France :

- vis-à-vis des tiers, des actions de communication ont lieu notamment avec des associations de pêcheurs et les syndicats agricoles pour rappeler les dangers de manipulation d'outils à proximité des lignes ;
- vis-à-vis des exploitants, les interventions sont soumises à des habilita-

tions, lesquelles supposent, en amont, un contrôle de connaissances, complété de visites de chantiers réalisées par la hiérarchie et l'expert prévention de l'unité concernée.

À ce titre, EDF a conclu un programme d'assurance responsabilité civile générale (voir section 4.1.3.1 (« Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire) »)).

4.1.2.4 GESTION DES RISQUES LIÉS AUX ACCIDENTS INDUSTRIELS OU AUX IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX ET SANITAIRES DU GROUPE

Les activités du Groupe pourraient, en l'absence d'une gestion adéquate, être à l'origine d'accidents industriels ou d'importants impacts environnementaux et sanitaires.

Ces risques d'atteinte au milieu naturel ou à la santé des riverains, de son personnel et de ses sous-traitants sont encadrés par des règles de plus en plus contraignantes en matière environnementale et en matière de santé publique. Les facteurs de risques correspondants figurent à la section 4.2.2 (« Risques liés aux activités du Groupe ») ci-après.

La politique environnementale du Groupe intègre notamment l'évolution des grands dossiers environnementaux tels que la lutte contre le changement climatique, les atteintes à la biodiversité, etc.

La mise en œuvre opérationnelle de cette politique s'appuie sur le déploiement d'un « Système de Management Environnemental » au sein de l'ensemble des entités du Groupe ayant une influence directe ou indirecte sur les impacts environnementaux. La mise en place de ce Système de Management Environnemental permet de garantir un meilleur contrôle de la connaissance et de l'application de la réglementation et d'anticiper les évolutions réglementaires. Ce système a été certifié ISO 14001 en avril 2002 (voir section 6.4.3.1 (« Politique de développement durable et service public »)). En ce qui concerne les accidents industriels, la norme ISO 14001 implique la mise en œuvre d'un ensemble contrôlé d'actions planifiées et systématiques, en particulier pour ce qui concerne la prévention des risques majeurs, les tests de situations d'urgence et la gestion de la sécurité. À ce titre, le Groupe a souscrit un programme d'assurance responsabilité générale (voir section 4.1.3.1 (« Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire) »)).

Chaque année, des audits de suivi sont réalisés, par un organisme accrédité externe au Groupe EDF, sur les entités formant le périmètre de certification. En 2005, l'audit de renouvellement a permis de confirmer, pour 3 ans, le certificat ISO 14001 pour le Système de Management Environnemental mis en œuvre par le Groupe. Un nouvel audit de renouvellement aura lieu en 2008.

4.1.3 Assurances

Pour limiter les conséquences de certains événements sur sa situation financière, le Groupe EDF s'est doté de programmes d'assurances dédiés à la couverture de ses principaux risques en matière de dommages aux biens, de responsabilité civile et d'assurances de personnes, étant précisé que les risques nucléaires font l'objet d'un régime de responsabilité civile dérogatoire décrit ci-dessous.

La politique d'assurances est conduite par la Division Assurances du Groupe qui a pour mission de proposer et d'optimiser continuellement la politique de gestion des risques transférables aux marchés de l'assurance et aux marchés alternatifs. Une fois la politique Groupe définie et validée par le Conseil d'administration d'EDF, la Division Assurances du Groupe

Facteurs de risque



en organise la mise en œuvre au travers d'EDF Assurances, filiale de courtage d'assurances dédiée au Groupe EDF, et auprès d'acteurs majeurs du marché de l'assurance et de la réassurance.

L'échange d'information entre la Direction Contrôle des Risques Groupe (voir section 4.1.1 (« Cadre général de la gestion et du contrôle des risques du Groupe ») ci-dessus) et la Division Assurances du Groupe a été systématisé de manière à ce que les deux directions puissent bénéficier d'une vision consolidée et aussi exhaustive que possible des risques du Groupe. À partir de cette vision partagée, le Groupe est en mesure de rechercher une couverture adaptée des risques assurables en cohérence avec les principes arrêtés par la politique d'assurances du Groupe.

EDF a décidé de mettre en place des programmes d'assurances de Groupe largement étendus à ses filiales dont elle a le contrôle afin, d'une part, d'homogénéiser les couvertures de risques et d'en rationaliser la gestion, et d'autre part, de maîtriser les coûts d'assurance correspondants. Pour le risque dommages, EDF participe, en tant que membre, à la mutuelle *Oil Insurance Limited* (« OIL ») pour faire face aux risques de dommages (hors réseaux aériens) sur les biens propres ou en concession du Groupe (EDF et ses filiales consolidées au sens US GAAP), notamment les centrales nucléaires (hors accident nucléaire), les centrales thermiques, les barrages, les postes de transformation des réseaux. OIL est une mutuelle d'assurance dédiée aux besoins des entreprises du secteur de l'énergie qui offre à ses membres une couverture limitée des dommages matériels. Au-delà de ces couvertures de base, EDF a mis en place des compléments d'assurances couvrant EDF ainsi que de nombreuses filiales françaises et internationales dont EDF Energy.

EDF Assurances réalise régulièrement des visites de sites en partenariat avec les services internes et les principaux assureurs. Ces visites permettent d'identifier les risques éventuels liés à l'activité du Groupe et de les évaluer afin d'apprécier la constante adéquation des couvertures d'assurance avec ces risques.

Le montant total des primes des assurances d'EDF et des programmes Groupe gérés par EDF Assurances, tous types de couvertures confondus, s'élève ainsi à 115 millions d'euros en 2007, dont 97 millions d'euros pris en charge par EDF.

EDF considère que les polices souscrites dans le cadre de la politique d'assurance Groupe sont en adéquation avec les capacités d'offre actuelle du marché de l'assurance pour des acteurs de taille et d'activité similaires dans le monde, notamment en ce qui concerne les plafonds et les franchises de garantie. La nature et les montants des couvertures d'assurances mises en place sont susceptibles d'être modifiés à tout moment en fonction des conditions de marché, du rythme de déploiement des programmes d'assurance et de l'appréciation du Conseil d'administration d'EDF sur les risques et sur l'adéquation de leurs couvertures.

Les contrats d'assurances, suivant les pratiques du marché, comprennent des exclusions, des limites et/ou des sous-limites.

4.1.3.1 ASSURANCES RESPONSABILITÉ CIVILE (HORS RESPONSABILITÉ CIVILE NUCLÉAIRE)

PÉRIMÈTRE : EDF ET LES FILIALES CONTRÔLÉES PAR EDF

EDF a conclu un programme d'assurance responsabilité civile générale la couvrant contre les conséquences pécuniaires de la responsabilité civile (hors nucléaire) pouvant lui incomber dans le cadre de ses activités à raison de dommages causés aux tiers. Sont en particulier inclus les risques de responsabilité civile liés à la rupture d'un barrage, aux centrales thermiques,

aux postes 400 kV de la région parisienne et aux autres ouvrages de réseaux, ainsi que ceux liés aux atteintes à l'environnement à la suite, par exemple, d'un rejet de substance solide, liquide ou gazeuse.

Ces garanties sont achetées dans la limite des capacités disponibles à des conditions économiques acceptables sur les marchés de l'assurance et de la réassurance. Le plafond maximal de couverture est de 1 milliard d'euros. Pour ce programme, la part de risque conservée par le Groupe, y compris la participation de Wagram Insurance Company Ltd, n'excède pas 5 millions d'euros par incident, les filiales optant généralement pour des franchises réduites plus adaptées à leurs capacités financières.

4.1.3.2 ASSURANCE RESPONSABILITÉ CIVILE DES MANDATAIRES SOCIAUX

PÉRIMÈTRE : LES DIRIGEANTS ET MANDATAIRES SOCIAUX D'EDF ET DES FILIALES CONTRÔLÉES PAR EDF

EDF a conclu un programme d'assurance « responsabilité civile des mandataires sociaux » les couvrant contre les conséquences pécuniaires de leur responsabilité civile dans le cadre de leurs fonctions de dirigeants.

4.1.3.3 ASSURANCE DOMMAGES (HORS BIENS NUCLÉAIRES)

4.1.3.3.1 PROGRAMME DOMMAGES CONVENTIONNELS

PÉRIMÈTRE : EDF, EDF ENERGY, AINSI QUE DE NOMBREUSES AUTRES FILIALES FRANÇAISES ET INTERNATIONALES

Wagram Insurance Company Ltd. (société irlandaise d'assurance détenue à 100 % par EDF), des assureurs et réassureurs apportent, par rapport aux couvertures « OIL », des extensions de couverture (couverture additionnelle des dommages aux biens pour porter la limite maximale à 600 millions d'euros, et selon les filiales, abaissement du niveau de franchise). Pour ce programme « dommages conventionnels », la rétention du Groupe sur un sinistre (comprenant la franchise et la part de risque conservée par Wagram Insurance Company Ltd.) n'excède pas 20 millions d'euros.

Ce programme comprend, pour la plupart des filiales contrôlées par EDF, mais pas pour EDF, une couverture des « pertes d'exploitation » en cas de dommage matériel. Les actions et mesures mises en œuvre pour prévenir les risques industriels et environnementaux et en limiter les effets sont décrites à la section 4.1.2 (« Gestion des risques industriels et environnementaux »).

Ce programme « Dommages » continuera d'être progressivement étendu aux autres filiales contrôlées par EDF qui définissaient, jusqu'à présent, elles-mêmes leur politique de couverture pour ce type de risque.

EDF met en place des polices visant à couvrir les risques spécifiques à l'occasion des chantiers (polices tous risques chantier / tous risques montage). Ces polices ne font pas partie d'un programme Groupe mais sont souscrites au cas par cas pour les chantiers importants, tel que l'EPR à Flamanville.

4.1.3.3.2 COUVERTURES TEMPÊTES

PÉRIMÈTRE : RÉSEAU DE DISTRIBUTION AÉRIEN D'ERDF EN FRANCE MÉTROPOLITAINE ET D'EDF EN CORSE

À la suite des tempêtes de 1999 qui ont eu un impact global sur les coûts d'EDF d'environ 1,5 milliard d'euros, EDF a souhaité se couvrir contre les conséquences des dommages matériels causés par les tempêtes sur le réseau de distribution, lequel représente la plus grosse partie de l'exposition au risque. À cet effet, EDF a conclu avec CDC IXIS Capital Market en décembre 2003 un contrat innovant de couverture financière déclenchée par un indice lié aux vitesses de vent relevées aux stations de Météo-

France, pondérées par la densité et la vulnérabilité du réseau de distribution dans chaque région. Le contrat a pour objet de couvrir le réseau de distribution d'EDF contre les conséquences d'événements exceptionnels et prend en compte la réduction attendue de l'exposition sur la période en raison des investissements de prévention programmés par EDF. Ce contrat est un contrat d'échange de flux dont les flux variables (« indemnités ») sont dus à EDF lorsqu'un indice reposant sur la vitesse de vent dépasse une valeur seuil, calibrée suivant un modèle stochastique pour être franchie une fois tous les 5 ans. Pour l'année 2007, les flux fixes (« primes ») relatifs à ce contrat se sont élevés à 30 millions d'euros. Les flux variables (« indemnités ») maximum sont de 319 millions d'euros.

Les autres filiales d'EDF disposant de réseaux et RTE-EDF Transport ne sont pas couverts contre le risque de tempête affectant les réseaux aériens.

4.1.3.4 ASSURANCE SPÉCIFIQUE AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITANT D'INSTALLATIONS NUCLÉAIRES

4.1.3.4.1 RESPONSABILITÉ CIVILE

Les polices d'assurances souscrites aujourd'hui par EDF sont conformes à la Loi française du 31 octobre 1968, modifiée par la Loi du 16 juin 1990, qui a traduit les obligations, en termes de responsabilité civile des exploitants nucléaires, résultant de la Convention de Paris (voir section 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires »)). Ainsi, en vue de garantir la disponibilité des fonds requis du fait de ces obligations, EDF a opté pour la conclusion de polices d'assurances auprès des AGF, d'AXA Corporate Solutions, et de European Liability Insurance for the Nuclear Industry (ELINI). Les montants couverts par ces polices correspondent aux plafonds de responsabilité encourus en cas d'accident tels que fixés par la réglementation tant sur une installation nucléaire, qu'en cours de transport. Pour les accidents sur site, le montant total couvert est de 91,5 millions d'euros par accident nucléaire, cette limite pouvant jouer au maximum deux fois par site sur une période de trois ans. Une assurance spécifique couvre la responsabilité civile nucléaire consécutive aux accidents en cours de transport. La limite de couverture dépend de la réglementation du ou des pays traversés à l'occasion du transport ; pour les accidents en cours de transport en France, le montant total couvert est de 23 millions d'euros.

À compter de la mise en application de la Loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (voir

section 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires »)), EDF sera tenue d'ajuster ses couvertures d'assurance de façon à respecter le nouveau plafond de la garantie d'indemnisation (700 millions d'euros en ce qui concerne la responsabilité de l'exploitant d'une installation nucléaire). À cette fin, EDF recherchera dans ce nouveau cadre législatif les solutions de couverture possibles (pools nucléaires, mutuelles, etc.). Cette disposition ne sera applicable qu'à la date d'entrée en vigueur des protocoles portant modification des Conventions de Paris et de Bruxelles relatives à la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire et en matière de dommages nucléaires, lorsqu'au moins deux tiers des États les auront ratifiés.

EnBW exploite des centrales nucléaires en Allemagne. Dans ce pays, la responsabilité de l'exploitant d'une installation nucléaire est une responsabilité sans faute et illimitée. Dans le cadre de la Loi atomique, les exploitants de centrales nucléaires doivent mettre en place une garantie financière d'un montant de 2,5 milliards d'euros par incident. EnBW a ainsi souscrit une assurance de responsabilité civile nucléaire à hauteur de 255,6 millions d'euros et conclu avec les autres sociétés mères des exploitants allemands d'installations nucléaires (E.ON, RWE et Vattenfall Europe) un contrat de solidarité pour couvrir les 2 244,4 millions d'euros restants. Ce contrat stipule qu'en cas de sinistre, et une fois que l'exploitant nucléaire concerné et sa société mère allemande ont épuisé leurs propres capacités, les autres sociétés contribuent financièrement pour que l'exploitant puisse faire face à ses obligations.

Pour plus d'informations sur la réglementation en matière de responsabilité civile d'exploitant nucléaire, voir la section 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires ») ci-dessous.

4.1.3.4.2 ASSURANCES DOMMAGES AUX INSTALLATIONS NUCLÉAIRES

En complément des couvertures découlant de la participation d'EDF à la mutuelle « OIL », les dommages matériels (y compris suite à un accident nucléaire) affectant les installations nucléaires d'EDF en France, ainsi que les frais de décontamination nucléaire sont couverts par un programme d'assurance faisant appel au pool atomique français et à l'*European Mutual Association for Nuclear Insurance* (EMANI), pour une capacité totale de 1 250 millions d'euros au-delà d'une franchise de 200 millions d'euros.

EnBW dispose, avec des franchises plus basses, d'une couverture comparable à celle d'EDF grâce à la mutuelle EMANI et au pool allemand.

4.2 Facteurs de risque

Le Groupe exerce son activité dans un environnement en forte évolution induisant de nombreux risques, dont certains échappent à son contrôle, et qui s'ajoutent aux risques inhérents à l'exercice de ses métiers. Le Groupe décrit ci-dessous les risques significatifs auxquels il estime être exposé. Ces risques ou l'un de ces risques pourraient avoir une incidence négative sur son activité et/ou ses résultats. En outre, d'autres risques, dont il n'a pas actuellement connaissance ou qu'il considère comme non significatifs à ce jour pourraient avoir le même effet négatif.

Les risques présentés ci-dessous concernent :

- les risques liés à l'ouverture des marchés européens de l'énergie (voir section 4.2.1 (« Risques liés à l'ouverture des marchés européens de l'énergie »)) ;

- les risques liés aux activités du Groupe (voir section 4.2.2 (« Risques liés aux activités du Groupe »)) ;
- les risques spécifiquement liés aux activités nucléaires du Groupe (voir section 4.2.3 (« Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe »)) ;
- les risques liés à la structure et à la transformation du Groupe (voir section 4.2.4 (« Risques liés à la structure et à la transformation du Groupe »)) ; et
- les risques liés à la structure du capital d'EDF et à la cotation de ses actions (voir section 4.2.5 (« Risques liés à la structure du capital d'EDF et à la cotation de ses actions »)).

Facteurs de risque



4.2.1 Risques liés à l'ouverture des marchés européens de l'énergie

Le Groupe doit faire face à une concurrence accrue sur les marchés européens de l'énergie, en particulier sur le marché français de la fourniture d'électricité qui est son principal marché.

EN FRANCE

Depuis le 1^{er} juillet 2007, le marché de l'électricité est totalement ouvert à la concurrence. Tous les clients d'EDF ont maintenant la faculté de choisir leur fournisseur d'électricité et peuvent en conséquence s'adresser à un de ses concurrents (voir section 6.2.1.2 (« Commercialisation »)). EDF s'est préparée à affronter cette concurrence. Toutefois, au regard de sa précédente position de monopole, EDF ne peut que perdre des parts de marché en France. Ces pertes pourraient être de plus en plus significatives, notamment du fait de la modification du paysage concurrentiel (émergence de nouveaux acteurs, fusions entre opérateurs existants, etc.). La diminution des parts de marché d'EDF pourrait avoir, à consommation et prix constants, un impact négatif sur le chiffre d'affaires du Groupe. Enfin, pour atteindre ses objectifs, EDF pourrait être amenée à augmenter ses dépenses de commercialisation ou à réduire ses marges (notamment en cas de concurrence sur les prix), ce qui aurait un impact négatif sur sa profitabilité.

HORS DE FRANCE

Au travers de ses différentes filiales en Europe, le Groupe est confronté à des situations concurrentielles différentes, notamment sur le marché de l'électricité :

- au Royaume-Uni, le marché est totalement ouvert depuis les années 1990 et très concurrentiel ;
- en Allemagne, le marché est également totalement ouvert et devient de plus en plus concurrentiel, notamment en raison de la baisse des tarifs de transport et de distribution ;
- en Italie, le degré d'ouverture du marché est comparable à celui de la France, et Edison occupe une position de challenger de l'opérateur historique (Enel) ;
- dans le reste de l'Europe, et en particulier en Europe centrale et orientale, le rythme de l'ouverture s'accélère pour les nouveaux membres de l'Union Européenne.

Dans certains pays, ou dans certaines régions au sein d'un pays, le Groupe doit mener une stratégie de défense de ses parts de marché, comme en France. Dans d'autres, au contraire, il doit mener une stratégie offensive de conquête de parts de marché. Le type de concurrence auquel le Groupe doit faire face dans ces différents pays, l'évolution de cette concurrence, et son effet sur les activités et les résultats du Groupe sont donc variables d'un pays à l'autre. Ils dépendent du degré d'ouverture réglementaire du pays concerné, mais aussi de nombreux autres facteurs sur lesquels le Groupe n'a pas non plus de contrôle.

Dans ce contexte, et même si le Groupe estime que le marché européen de l'électricité présente des opportunités, le Groupe pourrait ne pas être en mesure de défendre ses parts de marché ou de gagner les parts de marché escomptées ou encore pourrait voir diminuer sa marge, ce qui aurait un impact négatif sur ses activités, sa stratégie et ses résultats financiers.

Le cadre réglementaire et juridique qui organise la libéralisation du secteur de l'énergie est récent. Ce cadre pourrait évoluer dans le futur et devenir plus contraignant.

Les activités du Groupe, en France et à l'étranger, sont soumises à de nombreuses réglementations (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)). Par ailleurs, et même au sein de l'Union européenne où les directives ne font que fixer le cadre général, le régime réglementaire et juridique peut varier d'un pays à l'autre.

Ce cadre réglementaire et juridique, qui organise la libéralisation du secteur de l'énergie, est relativement récent et n'apporte pas nécessairement toutes les solutions aux difficultés que soulève l'ouverture des marchés. Il est donc susceptible d'évolutions futures qui pourraient être favorables ou défavorables au Groupe. Par exemple, ces évolutions futures du cadre réglementaire et juridique, que ce soit en France ou à l'étranger, pourraient entraîner des coûts supplémentaires, ne pas être en adéquation avec le modèle de développement du Groupe ou modifier le contexte concurrentiel dans lequel le Groupe devrait opérer.

Risques liés au fait que le Groupe restera, sans doute pour les prochaines années, l'acteur le plus important du marché français de l'électricité.

Bien qu'amené à enregistrer une baisse de ses parts de marché en France, EDF restera sans doute, pour les années à venir, l'acteur le plus important du marché français de l'électricité, notamment dans la production et la fourniture. Les activités de transport et de distribution (assurées par RTE-EDF Transport et par ERDF) doivent être menées dans un cadre garantissant leur indépendance par rapport aux activités de production et de commercialisation de manière à permettre à tous les utilisateurs un accès non discriminatoire.

EDF entend se conformer strictement aux règles applicables en termes de concurrence et de non-discrimination.

Cela étant, des concurrents ont engagé et pourraient engager des contentieux au titre du non-respect de ces règles, litiges qui pourraient être tranchés dans un sens contraire aux intérêts du Groupe.

Par ailleurs, indépendamment de toute action contentieuse à l'initiative de concurrents, les autorités compétentes pourraient (voir en particulier les sections 6.5.1.1 (« Législation européenne — Ouverture du marché ») et 6.2.1.2.1 (« Ouverture du marché français de la commercialisation d'électricité ») ci-dessous) prendre des décisions contraires aux intérêts économiques ou financiers du Groupe ou impactant son modèle d'opérateur intégré et équilibré.

Enfin, des États européens pourraient arguer d'une ouverture qu'ils considéreraient comme insuffisante du marché français pour prendre des mesures visant à freiner le développement du Groupe sur leur territoire.

Cela pourrait avoir des conséquences négatives significatives sur le modèle, les activités et les résultats financiers du Groupe.

Les lois et les règlements qui exigent que les activités de transport et de distribution soient gérées de manière indépendante limitent le contrôle sur ces activités.

Conformément aux lois et règlements en vigueur, EDF a mis en place une gestion indépendante de ses réseaux de transport et de distribution par rapport aux activités de production et de vente et a procédé à la filialisation de ses activités de transport et de distribution. EDF pourrait être affectée par la perte de contrôle de certaines décisions opérationnelles pouvant avoir un impact sur les coûts de fonctionnement, qui constituent des éléments importants de la rentabilité des activités de transport et de distribution

en France. Parallèlement, EDF continuera à supporter les risques liés à l'exploitation des activités de transport et de distribution, aux responsabilités éventuelles vis-à-vis des tiers et aux éléments pouvant affecter la rentabilité des actifs de transport et de distribution.

Il pourrait en être de même dans des pays où le Groupe est propriétaire ou gère des réseaux de transport ou de distribution et où il est soumis aux mêmes types de contraintes réglementaires.

4.2.2 Risques liés aux activités du Groupe

Le Groupe exploite des installations pouvant porter atteinte de manière significative à l'environnement naturel ou humain ou pour lesquelles des accidents ou des agressions externes pourraient avoir des conséquences graves.

Les risques spécifiques aux installations nucléaires font l'objet d'un développement particulier dans la section 4.2.3 (« Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe ») ci-dessous.

En ce qui concerne les installations hydrauliques, même s'il n'en est pas propriétaire mais concessionnaire, le Groupe est responsable en tant qu'exploitant de la sûreté de l'ensemble de ses ouvrages. Les principaux risques liés aux aménagements hydrauliques et à leur exploitation sont les suivants : le risque de rupture du barrage ou d'installations hydrauliques associées, les risques liés à la gestion des ouvrages en période de crue, le risque lié aux variations de débit ou de niveau du fait de l'exploitation des aménagements. À ces risques s'ajoutent ceux liés à des agressions ou actes de malveillance de toute nature.

Le Groupe met en œuvre, lors de la construction des ouvrages hydro-électriques, et au cours de leur exploitation, et notamment avec la collaboration des pouvoirs publics, toutes les mesures nécessaires de prévention et de sécurité (voir section 6.2.1.1.4.2 (« La sûreté hydraulique »)). Toutefois, le Groupe ne peut pas garantir que de tels événements ne se produiront jamais ou que les mesures prises seront dans tous les cas pleinement efficaces, en particulier pour faire face à des événements externes (crues, imprudence de tiers).

En ce qui concerne les installations de transport et de distribution d'électricité, les personnes travaillant sur ce type d'ouvrages ou se trouvant à proximité, peuvent s'exposer, en cas d'accident, d'erreur ou d'imprudence, au risque d'électrocution. Dans ce domaine, le Groupe met aussi en place les mesures nécessaires de prévention et de sécurité. Ceci étant, le Groupe ne peut garantir que ces mesures s'avèreront suffisantes dans tous les cas.

En France comme à l'étranger, des interrogations sont exprimées au sujet de l'éventualité de risques pour la santé humaine dus à l'exposition à des champs électromagnétiques (CEM) provenant notamment des lignes électriques exploitées par le Groupe. Sur la base de nombreuses expertises réalisées ces vingt dernières années, de nombreuses instances sanitaires internationales (dont l'Organisation Mondiale de la Santé (OMS), le Centre International de Recherche sur le Cancer (CIRC), l'Académie des Sciences américaine, l'Institut américain pour la santé et l'environnement (NIEHS), le Bureau National de Radioprotection anglais (NRPB)) considèrent, en l'état des connaissances scientifiques actuelles, que l'existence de dangers pour la santé liés à l'exposition aux CEM n'est pas démontrée ; dans un rapport publié en juin 2007, l'OMS considère que les risques sanitaires, s'ils existent, sont faibles. La Commission Européenne, par précaution, a établi des recommandations relatives à l'exposition du public et des travailleurs aux champs électromagnétiques, recommandations

dont le respect a été préconisé par l'OMS dans son rapport de juin 2007, et qui sont respectées par le Groupe. Les risques potentiels ou perçus par le public, ou tout élément venant à démontrer l'existence de risques pour la santé, pourraient conduire à la mise en place d'une réglementation imposant l'adoption de mesures de sécurité plus contraignantes pour l'exploitation ou la construction du réseau public de transport et de distribution.

Enfin, plus généralement, le Groupe exploite ou a exploité des installations qui dans le cadre de leur fonctionnement courant peuvent être, ou ont pu être, à l'origine d'accidents industriels ou d'impacts environnementaux et sanitaires (par exemple, rejets insuffisamment contrôlés, fuites dans les câbles électriques isolés avec de l'huile sous pression, défaillance des installations de dépollution, micro-organismes pathogènes, amiante, polychlorobiphényles (« PCB »), etc.). En particulier, dans certaines installations, des quantités importantes de produits dangereux (notamment explosifs ou inflammables, tels que le gaz et le fioul), sont entreposées. Ces installations peuvent être situées dans des zones industrielles où sont menées d'autres activités présentant le même type de risques.

Le Groupe met en œuvre, dans le cadre de la norme ISO 14001 (voir section 4.1.2.4 (« Gestion des risques liés aux accidents industriels ou aux impacts environnementaux et sanitaires du Groupe »)), toutes les mesures nécessaires à la fois de prévention et de réparation éventuelle pour tout accident industriel ou toute atteinte à l'environnement des ouvrages qu'il exploite. Ces mesures sont destinées en particulier à protéger le Groupe à la fois d'un risque d'accident (explosion, incendie, etc.) survenant dans ses propres installations, mais aussi contre les effets d'un tel accident survenant dans une installation voisine.

Toutefois, le Groupe ne peut garantir que ces mesures s'avèreront pleinement efficaces en cas de survenance de l'un des événements mentionnés ci-dessus.

Un accident du type de ceux décrits dans les paragraphes ci-dessus aurait des conséquences graves sur les personnes et les biens et la responsabilité du Groupe pourrait être engagée. Les couvertures au titre des assurances responsabilité civile et dommages souscrites par le Groupe (voir section 4.1.3.1 (« Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire) »)) pourraient s'avérer significativement insuffisantes. En outre, le Groupe ne peut garantir qu'il arrivera toujours à maintenir un niveau de couverture au moins égal au niveau de couverture existant et à un coût qui ne soit pas plus élevé.

Par ailleurs, ces accidents pourraient entraîner l'arrêt de l'exploitation de l'installation concernée et, potentiellement, de l'exploitation d'installations similaires dont on pourrait considérer qu'elles présentent potentiellement les mêmes risques.

D'autre part, les installations exploitées par le Groupe pourraient constituer des objectifs pour des agressions externes ou des actes de malveillance de toute nature. Des dispositifs de sécurité ont été prévus à la conception des ouvrages et des sites, et des dispositifs de protection sont mis en place par EDF. De plus, et en lien avec les pouvoirs publics, les mesures de sécurité contre toute forme d'agression ont été renforcées. Néanmoins, comme pour toutes les mesures de sécurité destinées à se protéger contre une menace externe, le Groupe ne peut garantir qu'elles s'avèreront pleinement efficaces dans tous les cas et notamment en cas de survenance de l'un des événements mentionnés ci-dessus. Le Groupe ne peut pas non plus garantir que les réglementations européennes et nationales relatives à la protection des sites sensibles et des infrastructures critiques ne deviendront pas plus contraignantes, ce qui pourrait entraîner des investissements ou des coûts additionnels pour le Groupe.

Facteurs de risque



Une agression ou un acte de malveillance commis sur ces installations pourrait avoir des conséquences similaires à celles de l'un des accidents décrits ci-dessus : (i) dommages aux personnes et aux biens, (ii) responsabilité du Groupe recherchée sur le fondement de mesures jugées insuffisantes, (iii) interruption de l'exploitation.

L'un quelconque de ces événements pourrait avoir des conséquences négatives significatives sur l'image, les activités, les résultats et la situation financière du Groupe.

Une partie importante des revenus du Groupe provient d'activités soumises à des tarifs réglementés dont le niveau pourrait avoir un impact sur les résultats du Groupe.

En France, une partie importante des revenus d'EDF dépend de tarifs réglementés fixés par décret, sur proposition ou après avis de la Commission de régulation de l'énergie (« CRE ») (tarif intégré et TURP — voir section 6.2.2.4 (« Tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (« TURP ») »)). Ce mode de fixation des tarifs par des autorités de régulation se retrouve dans d'autres pays où le Groupe est présent : notamment le Royaume-Uni, l'Allemagne, la Chine, la Hongrie et la Slovaquie.

Ces tarifs font l'objet de négociations régulières entre les opérateurs et les autorités compétentes. Les autorités publiques et le régulateur peuvent décider de limiter, voire bloquer les hausses de tarif, à qualité de service équivalente. Ces mêmes autorités peuvent également modifier les conditions d'accès à ces tarifs régulés (pour la France, voir section 6.5.1.2 (« Législation française ») relative à la Loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie).

Même si les tarifs réglementés peuvent évoluer de manière favorable pour le Groupe, celui-ci ne peut garantir que les tarifs réglementés seront toujours fixés à un niveau qui lui permette d'améliorer ou de conserver ses marges et ses taux de retour sur investissements ou à un niveau qui soit compatible avec une ouverture effective des marchés. Cela pourrait avoir un impact négatif significatif sur les activités et les résultats financiers du Groupe.

Par ailleurs, en France, les dispositions de la Loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie ont prévu notamment la mise en place pendant une période de deux ans, d'un tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (« TaRTAM ») pour les clients finals qui en ont fait la demande écrite auprès de leur fournisseur avant le 1^{er} juillet 2007. En vertu de l'arrêté du 3 janvier 2007, le TaRTAM est égal au tarif réglementé de vente hors taxes majoré de 10 %, 20 % ou 23 % suivant les caractéristiques du consommateur final choisissant de bénéficier de ce tarif. De plus, toujours en France, la Loi du 21 janvier 2008 relative aux tarifs réglementés de l'électricité et du gaz permet aux clients particuliers qui auront choisi une offre de marché pour leur logement de pouvoir revenir aux tarifs régulés de l'électricité pour ce même logement, au plus tôt six mois après avoir fait valoir leur éligibilité, et sous réserve d'en avoir fait la demande avant le 1^{er} juillet 2010. Cette Loi a étendu aux consommateurs professionnels (ayant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA) le droit au retour au tarif régulé en cas de déménagement, pour l'électricité uniquement. EDF ne peut garantir que les dispositions légales et réglementaires relatives à l'application de ces dispositions permettant un retour à un tarif réglementé ne se prolongeront pas, ou qu'il n'y aura pas d'autres dispositifs tarifaires mis en place à leur échéance. EDF ne peut pas non plus garantir que ces dispositions n'auront pas un impact négatif significatif sur les activités et les résultats financiers du Groupe, ni que cet impact ne sera pas supérieur, pour ce qui concerne le TaRTAM, à celui que

le Groupe est actuellement en mesure d'évaluer (voir section 12.3 (« Impact du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché »)), ni que les hypothèses retenues par le Groupe pour les besoins de cette estimation n'évolueront pas dans un sens augmentant de manière significative l'impact négatif de l'application de ce tarif sur les activités et les résultats financiers du Groupe.

EDF est chargée de certaines obligations, notamment de service public, rémunérées par des mécanismes qui pourraient ne pas assurer une compensation complète des surcoûts encourus ou qui pourraient être remis en cause.

Le contrat de service public conclu entre l'État et EDF le 24 octobre 2005 précise les missions de service public devant être assurées par EDF et prévoit également les mécanismes de compensation en faveur d'EDF pour ce qui est de la prise en charge de ces missions (voir section 6.4.3.4 (« Service public en France »)).

EDF ne peut assurer que les mécanismes de compensation prévus par les dispositions légales et réglementaires qui lui sont applicables dans le cadre de la prise en charge de ces missions de service public et de la mise en place des tarifs réglementés permettront une compensation intégrale des surcoûts encourus par le Groupe en raison de la prise en charge de ces missions et/ou de la mise en place de ces tarifs. EDF ne peut également garantir que ces mécanismes de compensation ne seront jamais remis en cause.

Si l'un de ces événements devait se produire, il pourrait avoir un impact négatif sur l'activité du Groupe et ses résultats financiers.

Les activités du Groupe nécessitent de nombreuses autorisations administratives qui peuvent être difficiles à obtenir ou dont les conditions d'obtention peuvent faire l'objet d'un durcissement significatif ; certaines activités font l'objet d'une fiscalité particulière.

La conduite et le développement des activités industrielles du Groupe, production, transport, distribution, sont sujets à de nombreuses autorisations administratives, tant au niveau local que national, en France comme à l'étranger. Les procédures d'obtention et de renouvellement de ces autorisations peuvent être longues et complexes. L'obtention effective de ces autorisations n'est pas systématique et les conditions qui y sont attachées ne sont pas toujours immuables ou prévisibles. Le Groupe EDF pourrait donc avoir à dépenser des sommes significatives pour se conformer aux exigences liées à l'obtention ou au renouvellement de ces autorisations (par exemple les coûts de montage des dossiers d'autorisation, investissements liés à la mise en place d'équipements demandés avant délivrance de l'autorisation). Il pourrait aussi voir son activité industrielle pénalisée à cette occasion. Des délais, des coûts trop importants ou l'interruption de son activité industrielle due à son incapacité à maintenir ou obtenir le renouvellement des autorisations, pourraient avoir un impact négatif sur les activités et la rentabilité du Groupe. Par ailleurs, le Groupe peut avoir investi des ressources sans obtenir les permis et autorisations nécessaires et devoir ainsi se retirer d'un projet ou y renoncer, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur son activité ou son développement.

Certaines activités du Groupe, par exemple la production nucléaire, thermique et hydraulique en France, sont soumises à une fiscalité particulière, qui pourrait s'alourdir. Cela aurait un impact négatif sur les résultats financiers du Groupe.

Le Groupe exerce parfois ses activités de production, de transport ou de distribution dans le cadre d'octroi de concessions de droit public et n'est pas toujours propriétaire des actifs qu'il exploite.

Le Groupe n'est pas toujours propriétaire des actifs qu'il utilise pour ses activités et, dans ce cas, opère fréquemment sous le régime de la concession de droit public.

Ainsi, ERDF n'est pas propriétaire de l'ensemble des actifs des réseaux de distribution : elle les exploite dans le cadre de contrats de concession passés avec les collectivités locales (voir section 6.2.2.2 (« Concessions »)). Il résulte de la Loi du 8 avril 1946 et de la Loi du 10 février 2000 que seule EDF peut être désignée comme gestionnaire de leur réseau de distribution par les collectivités locales, à l'exception des réseaux exploités sous le régime des Entreprises Locales de Distribution (ELD). Ainsi, lors du renouvellement du contrat de concession, ERDF ne peut pas être mise en concurrence avec d'autres acteurs. Le Groupe ne peut toutefois pas garantir que de telles dispositions ne seront pas modifiées dans le futur par voie législative, ou ne seront pas remises en cause par la Cour de justice des Communautés européennes ou considérées comme contraires au droit européen. Par ailleurs, le renouvellement de ce type de contrat pourrait être obtenu à des conditions économiques dégradées pour EDF.

En France, RTE-EDF Transport est propriétaire et gestionnaire du réseau public de transport en application d'un cahier des charges type de concession, signé par le ministre de l'Industrie (décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006) (voir section 6.2.2.1 (« Transport – RTE-EDF Transport ») et section 6.5.2.2 (« Législation française »)).

Les ouvrages de production hydraulique de 4,5 MW et plus sont également exploités dans le cadre de concessions accordées par l'État. Le renouvellement de chacune de ces concessions doit dorénavant faire l'objet d'une mise en concurrence (voir section 6.2.1.1.4.4 (« Les enjeux actuels et futurs de la production hydraulique »)). La Loi sur l'eau votée le 30 décembre 2006 a, en outre, supprimé le droit de préférence au concessionnaire sortant. Le Groupe EDF ne peut garantir qu'il obtiendra le renouvellement en sa faveur de chacune des concessions qu'il exploite actuellement. Dans l'hypothèse où une concession ne serait pas reconduite, le concessionnaire sortant ne bénéficie, en l'état de la réglementation en vigueur, d'aucune indemnisation. La Loi de finances rectificative pour 2006 prévoit néanmoins le remboursement sous conditions des dépenses non amorties liées soit aux travaux de modernisation, soit aux travaux permettant d'augmenter les capacités de production. Le Groupe EDF ne peut pas non plus garantir que le renouvellement d'une concession se fera dans les conditions économiques de la concession initiale. De tels événements pourraient avoir un impact négatif sur ses activités et ses résultats financiers.

Le Groupe exerce ses activités également dans le cadre de concessions de distribution ou de production d'électricité dans d'autres pays où il est présent (notamment Royaume-Uni, Allemagne, Italie).

En fonction du contexte propre à chaque pays, les concessions de transport, de distribution ou de production pourraient ne pas être maintenues ou être renouvelées en sa faveur avec une évolution des conditions économiques du cahier des charges de la concession, ce qui aurait un impact négatif sur ses activités et ses résultats financiers.

Le Groupe doit respecter des règles de plus en plus contraignantes en matière environnementale et sanitaire, qui sont des sources de coûts et peuvent engager la responsabilité du Groupe.

Les activités du Groupe sont soumises à des règles en matière de protection de l'environnement et de santé publique de plus en plus nombreuses et contraignantes. Ces règles concernent les activités industrielles du Groupe, production, transport et distribution d'énergie ainsi que les activités

de commercialisation d'énergie et de fourniture de services énergétiques, qui doivent par exemple intégrer dans leurs offres la notion de maîtrise de la demande d'énergie (pour une description des réglementations en matière d'environnement, d'hygiène et de sécurité applicables au Groupe, et des réglementations futures susceptibles d'avoir un impact sur ses activités voir section 6.5.4.4 (« Autres réglementations en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)).

En France, la Loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique (voir section 6.5.2.2 (« Législation française »)), telle que complétée par les dispositions réglementaires en vigueur, prévoit certaines dispositions en matière d'économies d'énergie. L'objectif visé est de diminuer de 2 % par an en moyenne d'ici 2015 l'intensité énergétique finale, c'est-à-dire le rapport entre la consommation d'énergie et le PIB. C'est dans ce cadre que le gouvernement a fixé aux fournisseurs d'énergie des objectifs d'économies d'énergie. Pour répondre à cet objectif, EDF a choisi de mettre en place un programme d'actions d'efficacité énergétique couvrant l'ensemble de ses marchés et visant à lui permettre de satisfaire à ses obligations légales et réglementaires. EDF ne peut cependant garantir que les actions menées par le Groupe en faveur de la maîtrise de la demande d'énergie seront suffisantes pour atteindre les objectifs fixés par les pouvoirs publics. EDF ne peut également pas plus garantir que les exigences légales et réglementaires ne se renforceront pas en la matière, notamment en ce qui concerne les obligations d'économies d'énergie qui seront fixées pour la prochaine période triennale. Cela pourrait avoir un impact financier négatif pour EDF.

Les réglementations relatives à la qualité de l'air et aux rejets des grandes installations de combustion, dont certaines entrent en vigueur en 2008, pourraient se durcir. Notamment, la stratégie CAFE (« *Clean Air for Europe* ») élaborée par la Communauté européenne fixe des objectifs très ambitieux en termes de réduction des principaux polluants dans l'air (voir section 6.5 « Environnement législatif et réglementaire »). L'adoption de cette stratégie au cours du premier semestre 2006 a ouvert le chantier de révision des directives « Qualité de l'air » (échéance 2010), « Plafonds d'émission » (NEC : pour une application en 2020), et « IPPC – *Integrated Pollution Prevention and Control* » (pour une application en 2016). De nouveaux plafonds très contraignants seront ainsi introduits pour certains polluants (NO_x, SO₂, poussières, etc.), correspondant aux niveaux de performances environnementales aux BAT (« *Best Available Technologies* ») ; la flexibilité nationale pour déroger aux BAT qui existe dans la directive actuelle IPPC n'existe qu'à titre très exceptionnel dans la directive IPPC révisée. Ces révisions conduiront très vraisemblablement à des contraintes environnementales supplémentaires, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur la disponibilité, la compétitivité, le renouvellement ou le développement du parc de production thermique du Groupe.

Des investissements importants pourraient en outre être nécessaires pour le Groupe afin de se conformer à la mise en œuvre de la directive européenne établissant un système d'échange de quotas de gaz à effet de serre (« GES »). Cette directive GES vise pour l'instant les quotas CO₂. Des réglementations transposant la directive GES actuelle ont été adoptées ou sont en cours d'élaboration dans les pays européens. L'éventuel dépassement par le Groupe des quotas d'émissions CO₂ attribués et l'achat de quotas manquants qui en résulterait pourraient entraîner des dépenses supplémentaires importantes, par rapport à celles prévues par le Groupe. Pour la seconde période (2008-2012), les Plans Nationaux d'Allocation des Quotas (PNAQ2) ont été validés par la Commission européenne lors du dernier trimestre 2007. Les PNAQ2 sont dans l'ensemble plus contraignants que lors de la précédente période : celui adressé par la France à la Commission européenne fin décembre 2006 réduit le volume des quotas alloués de 155,6 Mt à 132,8 Mt par an,

Facteurs de risque



et se traduit par une réduction de 24 % des quotas affectés au secteur de l'énergie. En outre, au-delà de 2012, la Commission européenne a annoncé le 23 janvier 2008 la publication de deux textes concernant la réduction des GES : l'un est une proposition de décision visant à préciser les objectifs permettant aux pays de l'Union européenne de réduire leurs émissions de gaz à effet de serre d'au moins 20 % d'ici 2020 par rapport à 1990, l'autre est une proposition de décision qui modifierait le marché des permis d'émission. À partir de 2013, en plus du CO₂, le système de quotas s'appliquerait aux autres GES pris en compte par le protocole de Kyoto : CH₄, N₂O, HFC, PFC, SF₆. Le système est susceptible d'évoluer notamment à partir de 2012 vers un renforcement des contraintes. En outre, les différences entre les réglementations adoptées par les différents pays d'Europe pour l'allocation de quotas de GES pourraient engendrer des distorsions de concurrence au détriment du Groupe.

Par ailleurs, la Commission européenne a annoncé également le 23 janvier 2008 la publication d'une directive pour la promotion des Énergies renouvelables qui contiendra l'objectif de 20 % de leur part dans la consommation finale, sachant qu'en 2005, cette part atteignait 8,5 % pour l'Europe des 27 (voir section 6.5.4.5.1.1 (« Le « Paquet Énergie et changement climatique » »)). Cette décision pourrait amener les États membres à adopter des transpositions augmentant les obligations des producteurs d'électricité pour faciliter le développement de ces énergies, ce qui pourrait amener des surcoûts pour les entreprises concernées.

D'autre part, la Loi sur l'eau et les milieux aquatiques, publiée le 30 décembre 2006, et les décrets d'application qui en découleront, impactent la fiscalité et les conditions d'exploitation des ouvrages d'EDF (voir section 6.5.4.4 (« Autres réglementations en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)).

Enfin, le Groupe est soumis à des réglementations relatives aux polychlorobiphényles (« PCB ») et polychloroterphénylés (« PCT ») dans les différents pays où il exerce ses activités (voir section 6.5.4.4 (« Autres réglementations en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)). En France, notamment, la réglementation prévoit le traitement de tous les appareils pollués avant le 31 décembre 2010. Un non-respect de cette échéance pourrait exposer le Groupe à des contentieux significatifs.

D'autres réglementations actuelles et futures, dans le domaine de l'environnement et de la santé, et concernant les activités du Groupe ou ses actifs, pourraient également avoir un impact financier significatif pour le Groupe.

La responsabilité du Groupe pourrait se trouver engagée, même s'il n'a commis aucune faute ou violation des règles applicables. La responsabilité du Groupe pourrait se trouver engagée aussi en réparation de violations, dommages ou préjudices causés par des entités qui ne faisaient alors pas partie du Groupe EDF et dont le Groupe aurait ensuite repris les installations.

Les règles actuelles et leurs évolutions à venir ont eu et devraient avoir pour résultat d'accroître le niveau des charges d'exploitation et d'investissements nécessaires pour respecter ces règles. Le Groupe pourrait même se trouver dans l'obligation de fermer certaines installations qui ne pourraient être mises en conformité avec les règles nouvelles. Par ailleurs, d'autres règles, plus contraignantes ou portant sur des domaines nouveaux, qui ne sont pas envisagées aujourd'hui, pourraient être adoptées par les autorités compétentes et avoir un effet similaire.

En outre, la perception externe des parties prenantes de la politique du Groupe en matière de développement durable pourrait être altérée, ce qui pourrait se traduire par une dégradation de la notation extra-financière et de l'image du Groupe.

Le développement d'un marché européen intégré de l'électricité pourrait être freiné par l'insuffisance des interconnexions entre réseaux de transport aux frontières.

Ainsi que cela est indiqué à la section 6.3.1 (« Europe »), le développement d'un marché européen intégré de l'électricité souffre de l'insuffisance des interconnexions aux frontières. Cette situation a pour effet de limiter la capacité d'échange entre acteurs de pays différents, notamment la capacité d'adapter rapidement l'offre à la demande (risque de *black-out*), et laisse subsister entre les différents pays des différences de prix qui n'existeraient pas dans un marché européen intégré efficient. Elle contribue à freiner l'émergence d'acteurs de taille européenne efficient car elle limite les possibilités de synergies entre les sociétés d'un même groupe situées de part et d'autre d'une frontière.

S'il existe actuellement plusieurs projets de développement d'interconnexions, leur construction est toutefois ralentie notamment par des considérations environnementales, financières, réglementaires et d'acceptabilité locale.

Ainsi, l'absence d'interconnexions suffisantes entre les pays où le Groupe est implanté ou leur développement trop lent pourrait limiter les synergies industrielles que le Groupe a pour objectif de réaliser entre ses différentes entités ou provoquer des coupures sur le réseau dans les pays où le Groupe est implanté, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur ses résultats, ses activités et ses perspectives.

Des coupures de courant généralisées du système électrique en France ou sur un territoire desservi par une filiale du Groupe, pourraient avoir, en particulier si elles étaient imputables au Groupe, des conséquences sur les activités, les résultats et l'image du Groupe.

Le Groupe pourrait être à l'origine d'un *black-out* (tel que celui survenu le 4 novembre 2006 en Europe) ou se trouver impliqué dans un *black-out*, même si l'événement l'ayant causé s'est produit sur un autre réseau ou est imputable à un autre acteur.

Les causes des *black-outs* sont diverses : déséquilibre local ou régional entre la production et la consommation d'électricité, rupture accidentelle d'alimentation, ruptures en cascade plus difficiles à circonscrire dans un marché d'échanges frontaliers, problèmes d'interconnexion aux frontières, investissements insuffisants, difficulté à coordonner les acteurs dans un marché libéralisé.

De telles ruptures d'alimentation (généralisées ou non) ont en premier lieu un impact sur le chiffre d'affaires du Groupe. Elles pourraient également avoir pour conséquence des dépenses de réparation pour la remise sous tension du réseau et entraîner des dépenses d'investissement s'il était décidé par exemple de créer des capacités supplémentaires de production ou de réseaux. Elles auraient enfin un impact négatif sur l'image du Groupe auprès de ses clients, en particulier si cette rupture d'alimentation s'avérait lui être imputable.

Des catastrophes naturelles, des variations climatiques significatives, ou tout événement important dont l'ampleur est difficilement prévisible, pourraient avoir un impact négatif significatif sur les activités industrielles et commerciales du Groupe.

En France, les tempêtes de décembre 1999 et la canicule de l'été 2003 ont entraîné des dépenses supplémentaires pour le Groupe EDF. Outre ces événements, d'autres catastrophes naturelles (inondations, glissements de terrain, séismes, etc.), d'autres variations climatiques significatives

(sécheresses, etc.) ou tout autre événement dont l'ampleur est difficilement prévisible (épidémie de grande ampleur, etc.) pourraient affecter les activités du Groupe.

Le Groupe EDF, à partir du retour d'expérience de chacun de ces événements, met en œuvre les mesures qui permettent d'en limiter les conséquences s'ils devaient se reproduire. Ainsi, à la suite des tempêtes de décembre 1999, EDF a engagé un programme de sécurisation de ses réseaux de transport et de distribution. À la suite de la canicule de l'été 2003, EDF a élaboré un plan « Aléas climatiques » de façon à mieux anticiper et prévenir les conséquences de telles situations (tel que cela fut le cas pour la canicule de l'été 2006). Les mesures prises peuvent également être coûteuses au-delà des frais de réparation des dégâts causés par la catastrophe naturelle et du manque à gagner correspondant à l'interruption de la fourniture.

Par ailleurs, à la suite des tempêtes de décembre 1999, EDF a mis en place pour son réseau de distribution une couverture spécifique contre le risque tempêtes (voir section 4.1.3.3.2 (« Couvertures tempêtes »)). Le Groupe ne peut pas garantir que ce programme de couverture spécifique sera toujours disponible ou que son coût ne deviendra pas plus élevé qu'il ne l'est aujourd'hui ou qu'il arrivera à maintenir une telle couverture. Hormis ce cas, les réseaux aériens du Groupe, y compris ceux de RTE-EDF Transport, ne bénéficient d'aucune couverture « dommages aux biens ». En raison de l'absence de couverture, des dommages à ces réseaux aériens pourraient avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe.

Enfin, dans l'hypothèse d'une épidémie sanitaire de grande ampleur, EDF a élaboré, et testé, en 2006 un plan visant à assurer la continuité de la fourniture d'électricité, en fonction de l'intensité de la crise, tout en garantissant la sécurité des installations et en minimisant les risques sanitaires encourus par ses salariés.

Malgré la mise en place de toutes ces mesures, le Groupe ne peut garantir que la survenance d'une catastrophe naturelle, d'un aléa climatique ou de tout autre événement, dont l'ampleur est par nature difficilement prévisible, n'aura pas des conséquences négatives significatives sur son activité, ses résultats et sa situation financière.

Risques liés aux conditions climatiques et à la saisonnalité de l'activité.

La consommation d'électricité a un caractère saisonnier et dépend notamment des conditions climatiques. Ainsi, la consommation d'électricité est en principe plus importante pendant les mois d'hiver. Par ailleurs, la production disponible peut aussi dépendre des conditions climatiques : faible hydraulité, fortes chaleurs contraignant la production du fait de l'obligation de respecter les températures limites des fleuves en aval des ouvrages, etc.

Les résultats du Groupe reflètent donc le caractère saisonnier de la demande en électricité et peuvent être affectés négativement par des variations climatiques significatives car le Groupe pourrait alors devoir compenser la moindre disponibilité des moyens de production économiques par des moyens ayant un coût de production plus élevé, ou bien recourir au marché de gros à des prix élevés.

Les choix technologiques effectués par le Groupe pourraient se trouver concurrencés par des technologies plus performantes.

Les activités du Groupe reposent sur un certain nombre de choix technologiques qui pourraient être concurrencés par d'autres technologies qui s'avèreraient plus efficaces, plus rentables et encore plus sûres.

L'utilisation de telles technologies par les concurrents du Groupe pourrait avoir pour effet de diminuer l'avantage concurrentiel dont le Groupe dispose au travers de certaines de ses technologies, et donc avoir un impact négatif sur ses activités, ses résultats financiers et ses perspectives.

La survenance de maladies professionnelles ou d'accidents du travail ne peut être exclue.

Bien que le Groupe mette tout en œuvre pour être en conformité avec les dispositions légales et réglementaires relatives à l'hygiène et à la sécurité dans les différents pays dans lesquels il exerce ses activités et considère avoir pris les mesures destinées à assurer la santé et la sécurité de ses salariés et des salariés des sous-traitants, le risque d'accidents du travail ou de maladies professionnelles ne peut, par principe, être exclu. Or, la survenance de tels événements pourrait donner lieu à des actions en justice à l'encontre du Groupe, et donner lieu, le cas échéant, au paiement de dommages et intérêts qui peuvent s'avérer significatifs.

Pour une description des mesures prises par le Groupe en matière de rayonnements ionisants, voir section 6.2.1.1.3.2 (« Environnement, Sécurité, Radioprotection »).

Concernant l'amiante, le Groupe a pris des mesures de traitement des matériaux, d'information et de protection décrites à la section 17.7 (« Santé et sécurité »). Pour une description des procédures en cours, voir section 20.5 (« Procédures judiciaires et d'arbitrages »).

Le Groupe est exposé aux risques des marchés de gros de l'énergie et des permis d'émission de CO₂.

Le Groupe opère sur les marchés dérégulés de l'énergie (principalement en Europe) dans le cadre de ses activités de production, de commercialisation et de distribution. À ce titre, le Groupe est exposé aux variations de prix des marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des permis d'émissions de CO₂.

Le Groupe gère son exposition aux risques à travers des achats et des ventes sur les marchés de gros et via des contrats long terme. Il s'agit, exception faite des marchés des produits pétroliers, de marchés récents qui sont encore en cours de développement. Ainsi, le manque de produits ou de profondeur peut limiter la capacité du Groupe à couvrir son exposition aux risques « marchés énergies ». Par ailleurs, ces marchés restent, pour certains, en partie cloisonnés par pays, en raison notamment de l'insuffisance des interconnexions. En outre, ces marchés peuvent connaître des fluctuations importantes et difficilement prévisibles de prix à la hausse comme à la baisse, ainsi que des crises de liquidité. Ces fluctuations peuvent avoir un impact aussi bien favorable que défavorable. La gestion des risques marchés énergies s'inscrit dans le cadre de la politique risques marchés énergies déployée par le Groupe (voir section 4.1.1.2 (« Gestion et contrôle des risques marchés énergies »)). Le Groupe assure la couverture de ses positions sur ces marchés par l'intermédiaire de produits dérivés tels que *futures*, *forwards*, *swaps* et options négociées sur les marchés organisés ou de gré à gré. Le Groupe ne peut cependant pas garantir une protection totale notamment contre les fluctuations importantes des cours, qui pourraient avoir un impact négatif significatif sur ses résultats financiers.

Le Groupe est exposé aux variations de prix et de disponibilité des matériels ou des prestations (hors combustibles) qu'il achète dans le cadre de l'exercice de ses métiers.

Facteurs de risque



Dans le contexte de hausse du prix des matières premières, le Groupe pourrait voir le coût d'approvisionnement de certains produits ou prestations critiques se renchérir fortement et durablement. Cette hausse pourrait en outre entraîner une diminution de l'offre, si certains fournisseurs étaient, de ce fait, obligés de réduire leur marge. Certains matériels ou certaines prestations font par ailleurs l'objet d'une demande accrue qui pourrait avoir un impact sur leur disponibilité, notamment les matériels pour les centrales à cycle combiné à gaz, les turbines éoliennes et les prestations et matériels dans le secteur nucléaire.

Le Groupe est exposé à des risques financiers.

De par ses activités, le Groupe EDF est exposé aux risques financiers :

- risque de taux d'intérêt pesant sur l'activité de financement trésorerie et la valeur des actifs ;
- risque de change lié à la détention de filiales opérant dans des devises autres que l'euro ou aux approvisionnements en devises notamment de combustibles et de matériels ;
- risque sur actions notamment lié aux titres détenus dans le cadre de la gestion des actifs dédiés constitués pour couvrir le coût des engagements de long terme liés au nucléaire d'EDF et aux titres détenus dans le cadre de ses activités de trésorerie ;
- risque de liquidité ;
- risque de contrepartie inhérent aux relations contractuelles.

L'organisation et les principes de gestion de ces risques sont décrits à la section 4.1.1.3 (« Gestion et contrôle des risques marchés financiers ») et les mesures de ces risques sont exposées à la section 9.10 (« Gestion et contrôle des risques financiers ») du présent Document de Référence. Cependant, le Groupe ne peut pas garantir une protection totale, notamment en cas de fluctuation importante des taux de change, des taux d'intérêt et des marchés d'actions.

4.2.3 Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe

Le Groupe EDF est le premier exploitant nucléaire mondial. L'électricité nucléaire représente plus de 80 % de sa production en France et la part du nucléaire dans le mix électrique d'EDF présente un atout compétitif important. Tout événement affectant de manière négative le nucléaire est susceptible d'avoir des conséquences sur les activités, la productivité, la situation financière et les résultats du Groupe, comparativement plus importantes que pour ses concurrents qui ont proportionnellement moins recours à cette source d'énergie.

Un accident nucléaire grave intervenant dans un pays étranger pourrait avoir des conséquences significatives sur le Groupe.

Certaines centrales nucléaires dans le monde ne bénéficient pas du même niveau de sûreté, de surveillance et de protection que les centrales du Groupe. Quelles que soient les précautions prises à la conception ou à l'exploitation, un accident grave est toujours possible et pourrait avoir pour effet de provoquer un rejet du nucléaire par l'opinion publique, entraînant la décision par les autorités compétentes de durcir sensiblement les conditions d'exploitation des centrales, ou les amenant à envisager de mettre fin à la production d'électricité d'origine nucléaire, ou encore les conduisant à ne plus autoriser temporairement ou définitivement l'exploitation d'une ou plusieurs installations nucléaires. Il ne peut pas non plus être exclu qu'une décision de ce type soit prise même en dehors du contexte d'un accident. Cela aurait un impact négatif significatif sur le modèle économique, la stratégie, les activités, les résultats et la situation

financière ainsi que les perspectives du Groupe.

En raison de ses activités nucléaires, le Groupe est exposé à des risques substantiels de responsabilité ainsi qu'à un éventuel surcoût significatif d'exploitation.

Même si le Groupe a mis en place des stratégies et des procédures de contrôle des risques correspondant à des standards élevés pour ses activités nucléaires, ces dernières restent par leur nature potentiellement risquées. Le Groupe pourrait ainsi devoir faire face à une responsabilité substantielle, notamment en raison d'incidents et d'accidents, d'atteintes à la sécurité, d'actes de malveillance ou de terrorisme, de chutes d'aéronefs, de catastrophes naturelles (telles que des inondations ou des tremblements de terre), de dysfonctionnements d'équipements ou de dysfonctionnements dans l'entreposage, la manutention, le transport, le traitement et le conditionnement des matières et des matériaux nucléaires. De tels événements pourraient avoir des conséquences graves, notamment en raison de contaminations radioactives et d'irradiations de l'environnement, des personnes travaillant pour le Groupe et de la population, ainsi qu'un impact négatif significatif sur les activités et la situation financière du Groupe.

En effet, l'exploitant nucléaire assume la responsabilité de la sûreté nucléaire de ses installations. Le régime de responsabilité applicable aux exploitants européens d'installations nucléaires, et les assurances associées, sont décrits aux sections 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires ») et 4.1.3.4.1 (« Responsabilité civile »). Ce régime repose sur le principe de la responsabilité sans faute de l'exploitant. En cas d'événement causant un dommage, le Groupe se trouverait automatiquement responsable dans la limite d'un plafond financier fixé par la Loi en France, indépendamment de la cause de l'événement causant un dommage et sans pouvoir se prévaloir des mesures de sûreté mises en place.

Le Groupe ne peut pas garantir que, dans les pays où il est exploitant nucléaire, les plafonds de responsabilité fixés par la Loi ne seront pas augmentés ou supprimés. Ainsi, les protocoles portant modification de la Convention de Paris et de la Convention de Bruxelles, actuellement en cours de ratification, prévoient un relèvement de ces plafonds. Le Groupe ne peut pas garantir également que les assurances couvrant cette responsabilité seront toujours disponibles ou que leur coût ne deviendra pas plus élevé qu'il ne l'est aujourd'hui, ou qu'il arrivera toujours à maintenir ces assurances.

Enfin, les dommages matériels affectant les installations nucléaires d'EDF sont couverts par un programme d'assurance (voir section 4.1.3.4.2 (« Assurances dommages aux installations nucléaires »)).

Malgré cette couverture, tout événement qui entraînerait des dommages importants sur une installation nucléaire d'EDF pourrait avoir un impact négatif sur l'activité, les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

L'activité nucléaire du Groupe est soumise à des réglementations particulièrement détaillées et contraignantes, qui pourraient se durcir.

L'activité nucléaire du Groupe est soumise à des réglementations détaillées et contraignantes, avec, notamment, en France, un régime de surveillance et de réexamen périodique des autorisations d'exploitation, qui relèvent au premier chef de la sûreté nucléaire, de la protection de l'environnement et de la santé publique, mais aussi de considérations de sécurité nationale (menace terroriste notamment). Ces réglementations peuvent faire l'objet d'un durcissement significatif de la part des autorités nationales ou européennes (voir description du « paquet nucléaire » et de la Loi sur la

transparence et la sécurité en matière nucléaire à la section 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires »)). Un tel événement pourrait se traduire par une augmentation significative des coûts relatifs au parc nucléaire du Groupe, ce qui aurait un impact négatif sur sa situation financière.

Par ailleurs, un durcissement des réglementations ou une éventuelle non-conformité aux réglementations en vigueur pourrait conduire à devoir arrêter temporairement ou définitivement une ou plusieurs installations nucléaires.

Le Groupe dépend, pour ses activités nucléaires, d'un nombre restreint d'acteurs.

Même si le Groupe met en œuvre une politique de diversification de ses fournisseurs dans le domaine du nucléaire, il dépend actuellement d'un nombre restreint d'acteurs.

Cette situation :

- limite la mise en concurrence entre fournisseurs,
- crée un risque d'exposition à la défaillance de l'un de ces fournisseurs.

Cela pourrait avoir un impact négatif sur les résultats et la situation financière du Groupe.

Le Groupe est exposé aux variations des conditions d'approvisionnement en uranium et des services de conversion et d'enrichissement.

Une partie des coûts d'exploitation du Groupe est constituée d'achats de combustibles nucléaires.

EDF s'approvisionne en uranium, en services de conversion et d'enrichissement au travers de contrats à long terme pourvus de mécanismes de couverture permettant d'atténuer et de lisser dans le temps les fluctuations de prix. Le fournisseur principal est le groupe Areva, mais EDF mène une politique de diversification en se fournissant auprès d'autres industriels (voir sections 4.3 (« Facteur de dépendance ») et 6.2.1.1.3.4 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés »)). Les prix et les volumes disponibles de l'uranium et des services de conversion et d'enrichissement subissent des fluctuations qui dépendent de facteurs ne relevant pas du contrôle du Groupe, notamment politiques et économiques (en particulier, accroissement de la demande dans un contexte de développement du nucléaire dans le monde, ou tension sur l'offre, par exemple liée à la survenance d'un incident d'exploitation dans une mine d'uranium).

Le Groupe ne peut garantir que les mécanismes de protection en place dans ses contrats de fourniture, ni que sa politique de diversification, lui permettra de se protéger complètement contre des variations brutales ou importantes des prix à la hausse. Le Groupe ne peut pas non plus garantir qu'à l'échéance des contrats long terme, il pourra les renouveler, notamment à des conditions de prix aussi favorables. Nonobstant la part modérée des coûts d'approvisionnement en uranium dans les coûts de production du nucléaire et le délai de plusieurs années entre l'achat de l'uranium et son utilisation en centrale, des variations brutales et importantes du prix de l'uranium pourraient avoir un impact négatif sur les résultats financiers du Groupe.

Risques liés au transport du combustible nucléaire.

Le transport de combustible nucléaire, neuf ou usé, est une opération très particulière qui nécessite des mesures de sûreté et de sécurité spécifiques et contraignantes. Ces contraintes pourraient encore s'accroître,

générant des difficultés et des coûts supplémentaires pour le Groupe. Par ailleurs, divers facteurs qui échappent au contrôle du Groupe (protestations des riverains ou d'associations antinucléaires, par exemple, sous forme de manœuvres d'empêchement des transports de matières nucléaires) peuvent ralentir ces opérations. Elles pourraient même se trouver interrompues, notamment en cas d'accident. Dans ce cas, EDF devrait ralentir, voire interrompre, tout ou partie de la production sur les sites concernés soit du fait de l'abstention de livraison d'assemblages neufs, soit du fait de la saturation des dispositifs d'entreposage des sites, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur les résultats financiers du Groupe.

Le parc nucléaire exploité par le Groupe est très standardisé. Dès lors, tout défaut de conception ou de fabrication sur une centrale doit être potentiellement corrigé sur les autres.

Le parc de centrales nucléaires exploitées par le Groupe en France est très standardisé (voir section 6.2.1.1.3.1 (« Le parc nucléaire d'EDF »)). Ceci représente pour le Groupe un avantage : cela lui permet de réaliser des économies d'échelle dans l'achat des équipements et l'ingénierie, de répercuter sur l'ensemble de son parc les améliorations effectuées sur les centrales plus récentes, d'anticiper, en cas de dysfonctionnement dans une centrale, les mesures à prendre dans les autres.

Cette standardisation a pour corollaire le risque d'un dysfonctionnement commun à plusieurs centrales ou générations de centrales. Le Groupe est ou a déjà été confronté, et ne peut exclure qu'il soit un jour de nouveau confronté à des réparations ou modifications lourdes et coûteuses, à effectuer sur l'ensemble ou une partie du parc, ni même qu'il survienne un événement pouvant avoir un impact sur le fonctionnement du parc, et entraîner un arrêt momentané ou la fermeture de tout ou partie du parc.

Un tel événement aurait un impact négatif sur les résultats financiers du Groupe et ses activités.

EDF pourrait ne pas réussir à exploiter ses centrales nucléaires sur une durée de vie d'au moins 40 ans.

EDF estime qu'une durée de vie de 40 ans est aujourd'hui acquise d'un point de vue technique grâce aux actions et moyens mis en œuvre pour atteindre cet objectif. EDF poursuit une politique de R&D soutenue portant sur les comportements à long terme des matériaux. Par ailleurs, la politique de maintenance et d'investissements s'adapte pour mieux prendre en compte le risque et la connaissance des phénomènes de vieillissement. Une exploitation sur une durée plus longue est même envisageable, à la lumière des prolongations de durée de vie d'ores et déjà accordées par les autorités compétentes aux États-Unis qui concernent des centrales nucléaires de technologie similaire (PWR).

Toutefois, l'exploitation par EDF des tranches nucléaires sur une durée de 40 ans et au-delà reste soumise à l'accord des autorités de sûreté, en particulier lors des examens approfondis de sûreté de périodicité décennale. Le Groupe ne peut garantir qu'il obtiendra les autorisations nécessaires le moment venu, ou que ces autorisations ne seront pas obtenues sous réserve de conditions entraînant pour le Groupe des dépenses ou des investissements supplémentaires.

Or, une exploitation sur 40 ans est l'hypothèse retenue par le Groupe pour le calcul des incidences comptables liées à la durée de vie du parc nucléaire (dotations aux amortissements pour actifs immobilisés, provisions, etc.). Si les autorités de sûreté optaient pour une fermeture de certaines tranches ou centrales avant 40 ans, cela rendrait nécessaire le remplacement plus rapide des capacités de production correspondantes par des investissements supplémentaires ou le recours à des achats d'électri-

Facteurs de risque



citée sur le marché. Il conviendrait de plus de revoir le plan d'amortissement pour réapprécier la durée résiduelle des centrales concernées. Cela aurait un impact négatif significatif sur les résultats financiers du Groupe et sa situation financière.

La construction de l'EPR pourrait rencontrer des difficultés ou ne pas aboutir.

Le Groupe a engagé la réalisation de l'*European Pressurized water Reactor* (« EPR ») à Flamanville (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire »)) en vue de renouveler son parc nucléaire. Toutefois :

- le Groupe pourrait ne pas obtenir, ou voir remises en cause par des décisions judiciaires, les autorisations nécessaires au démarrage de la construction et à la mise en service de l'EPR ;
- s'agissant d'un réacteur « tête de série », des difficultés techniques ou autres pourraient survenir lors de son développement, sa construction et le début de son exploitation. Ces difficultés pourraient ralentir ou empêcher la construction de l'EPR et sa mise en service, renchérir son coût global ou affecter ses performances.

Le programme EPR pour le renouvellement du parc de production est stratégique pour le futur du Groupe. Tout événement entraînant un retard ou un blocage de ce programme ou affectant la construction de la « tête de série » EPR ou des tranches suivantes aurait donc un impact négatif significatif sur l'activité et la situation financière du Groupe.

Le Groupe reste responsable de l'ensemble des déchets radioactifs issus de ses centrales nucléaires, et notamment des déchets à haute activité et à vie longue issus des combustibles usés.

Le cycle du combustible nucléaire est présenté à la section 6.2.1.1.3.4 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés »). En France, ainsi qu'il est indiqué dans ce paragraphe, en tant qu'exploitant et producteur des déchets, EDF est responsable des combustibles usés depuis leur sortie de centrale, lors des opérations de traitement et durant la gestion à long terme des déchets radioactifs, et assume cette responsabilité conformément aux orientations définies par les pouvoirs publics et sous leur contrôle.

La responsabilité du Groupe pourrait être recherchée en particulier en tant qu'exploitant nucléaire ou producteur au sens de la législation sur les déchets, en cas d'accident et en cas de dommage aux tiers ou à l'environnement liés aux combustibles usés ou aux déchets, même s'ils sont manipulés, transportés, détenus, entreposés ou stockés par d'autres intervenants qu'EDF (en particulier le groupe Areva et l'ANDRA), notamment en cas de défaillance de ces derniers. Dans le cas où EDF serait reconnue responsable pour des dommages causés aux tiers et/ou à l'environnement, le régime spécifique de responsabilité civile sans faute de l'exploitant nucléaire trouverait à s'appliquer, dans la limite des plafonds prévus par ce régime (voir section 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires »)).

En France, la gestion à long terme des déchets radioactifs a fait l'objet de divers travaux dans le cadre de la Loi dite Bataille et de l'adoption de la Loi n° 2006-739 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs le 28 juin 2006 (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés »)). Le Groupe ne peut garantir que l'ensemble de ses déchets de haute et moyenne activité à vie longue constituera des « déchets radioactifs ultimes » au sens de l'article 6 de la Loi n° 2006-739, et que ces déchets seront en conséquence directement stockés en couche géologique profonde. Le Groupe ne peut non

plus garantir dans quel délai les autorisations permettant un tel stockage seront attribuées par les pouvoirs publics, ce qui continuerait à faire peser des incertitudes sur le devenir des déchets, de la responsabilité et des coûts qui en résultent pour EDF. La survenance de l'un de ces événements aurait un impact négatif sur les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

Les provisions constituées par le Groupe pour les opérations de traitement du combustible usé et pour la gestion à long terme des déchets pourraient s'avérer insuffisantes.

Le Groupe a constitué des provisions pour les opérations de gestion (transport, traitement, conditionnement en vue du recyclage) du combustible nucléaire usé (voir note 31.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2007) à partir des conditions de prix et de volume de l'accord signé avec Areva en août 2004 qui couvre la période 2001-2007. Le montant des provisions actuellement constituées pour couvrir la période postérieure à 2007 pourrait s'avérer insuffisant si les conditions du renouvellement de ce contrat pour cette période, actuellement en cours de négociation, se révélaient plus onéreuses que celles actuellement applicables (pour l'année 2008, un accord transitoire a été conclu).

EDF a constitué des provisions pour la gestion à long terme des déchets, évaluées sur l'hypothèse du stockage géologique et sur la base d'une déclinaison raisonnable des travaux menés en 2006 par un groupe de travail réunissant l'ANDRA, les pouvoirs publics et les producteurs de déchets nucléaires (voir note 31.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2007 et section 6.2.1.1.3.4 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés — B. L'aval »)). Si la Loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs conforte, sans exclure d'autres axes de recherches complémentaires, que les « déchets radioactifs ultimes » doivent faire l'objet d'un stockage en couche géologique profonde, le Groupe ne peut garantir que l'ensemble de ses déchets de haute et moyenne activité à vie longue sera considéré comme tel, ni dans quel délai ce type de stockage, s'il était retenu, pourrait être effectué. En conséquence, le coût final de la gestion à long terme de déchets du Groupe pourrait être supérieur aux provisions constituées dans ses comptes. EnBW a également constitué des provisions pour couvrir ses engagements de long terme dans le nucléaire. Le Groupe ne peut garantir que le montant de ces provisions s'avèrera suffisant.

L'évaluation de ces provisions est sensible aux hypothèses retenues en termes de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme et d'échéanciers de décaissements. Compte tenu des éléments de sensibilité évoqués, la modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des montants provisionnés.

Si tel était le cas, l'insuffisance des provisions relatives aux engagements de long terme du nucléaire pourrait avoir un impact négatif significatif sur les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

La déconstruction du parc nucléaire existant pourrait présenter des difficultés qui ne sont pas envisagées aujourd'hui ou s'avérer sensiblement plus coûteuse que ce qui est aujourd'hui prévu.

La déconstruction du parc nucléaire d'EDF et d'EnBW est présentée aux sections 6.2.1.1.3.6 (« La déconstruction des centrales nucléaires ») et 6.3.1.2.3.1 (« Métiers de l'électricité »). Compte tenu de la taille du parc nucléaire du Groupe, sa déconstruction représente un enjeu technique et financier très important. Tout en ayant évalué les défis notamment techniques que représente la déconstruction (en particulier au travers de la

déconstruction des centrales de première génération) et identifié les solutions à développer, le Groupe EDF n'a jamais déconstruit de centrales nucléaires similaires à celles actuellement en service. Le Groupe a constitué des provisions pour couvrir ses dépenses de déconstruction. EnBW doit également déconstruire ses centrales et a constitué des provisions à cet effet.

Le Groupe ne peut garantir que les provisions ainsi constituées seront suffisantes ce qui dans ce cas aurait un impact négatif sur ses résultats financiers et sa situation financière.

Les actifs dédiés constitués par le Groupe pour couvrir les coûts de ses engagements de long terme dans le nucléaire (déchets radioactifs et déconstruction) pourraient s'avérer insuffisants.

La valeur de marché du portefeuille d'actifs dédiés s'élevait, au 31 décembre 2007, à environ 8,6 milliards d'euros pour EDF contre 6,3 milliards d'euros au 31 décembre 2006 (voir section 6.2.1.1.3.6 (« La déconstruction des centrales nucléaires – Les actifs constitués pour la couverture des engagements nucléaires de long terme (hors cycle d'exploitation) »)). Ces actifs sont constitués progressivement, sur la base de l'estimation des dépenses que le Groupe aura à supporter et de leur échéancier.

EDF a décidé, en septembre 2005, d'accélérer la constitution des actifs dédiés pour couvrir la totalité de l'assiette d'ici 2010. La Loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et des déchets radioactifs a conforté cette décision, dans la mesure où celle-ci impose aux opérateurs nucléaires une couverture totale des engagements nucléaires de long terme (hors cycle d'exploitation) dans un délai de 5 ans après promulgation de la loi. En outre, chaque opérateur est tenu, en 2007 puis ensuite tous les 3 ans, de transmettre à l'autorité administrative compétente un rapport portant notamment sur l'évaluation des charges relatives à la déconstruction des centrales nucléaires, les méthodes de calcul desdites provisions et la constitution des actifs dédiés correspondants. Par ailleurs, le décret du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007 ont précisé le dispositif de sécurisation du financement des charges nucléaires en établissant une nomenclature de l'ensemble de ces charges, en distinguant celles relevant du cycle d'exploitation, en encadrant leur évaluation ainsi que le taux d'actualisation retenu par les exploitants nucléaires pour le calcul des provisions afférentes. Ces textes fixent par ailleurs des règles d'investissement et de gestion pour les actifs dédiés et organisent le rôle des organes sociaux et de direction ainsi que les dispositifs de contrôle à mettre en place par les exploitants nucléaires (voir section 6.2.1.1.3.6 (« La déconstruction des centrales nucléaires — Les actifs constitués pour la couverture des engagements nucléaires de long terme (hors cycle d'exploitation) »)).

Les actifs dédiés d'EDF pourraient être jugés insuffisants au regard des textes réglementaires d'application de la Loi du 28 juin 2006 ou par l'autorité administrative et donner lieu à des mesures de régularisation (et notamment une dotation complémentaire aux actifs dédiés). Ces actifs dédiés pourraient aussi, au moment du paiement effectif, s'avérer insuffisants, si les charges réelles étaient sensiblement différentes ou si l'échéancier des dépenses de démantèlement ou de stockage était modifié. Cela aurait un impact négatif significatif sur sa situation financière. En outre, un durcissement des contraintes réglementaires nationales (en particulier celles qui pourraient avoir un impact sur l'assiette des actifs dédiés à constituer par EDF) ou communautaires, pourrait conduire à un renforcement des exigences en matière de constitution d'actifs dédiés et avoir une incidence sur la situation financière d'EDF.

Enfin, ces actifs sont constitués et gérés selon des règles prudentielles

strictes (voir section 6.2.1.1.3.6 (« La déconstruction des centrales nucléaires – Les actifs constitués pour la couverture des engagements nucléaires de long terme (hors cycle d'exploitation) »)). Le Groupe ne peut cependant garantir que les variations des cours des marchés financiers n'auront pas un impact négatif significatif sur la valeur de ces actifs (voir section 9.10.6 (« Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF »)) pour une analyse de sensibilité).

4.2.4 Risques liés à la structure et à la transformation du Groupe

La stratégie de développement du Groupe pourrait ne pas être mise en œuvre conformément aux objectifs définis par le Groupe.

En particulier, la mise en œuvre de la stratégie gazière du Groupe pourrait se heurter à des difficultés importantes.

Le développement des activités gazières du Groupe est un enjeu majeur tant du point de vue de l'utilisation du gaz pour la production d'électricité que pour le développement des offres duales gaz/électricité. Par ailleurs, le contexte concurrentiel évolue en France et en Europe, avec l'émergence de nouveaux acteurs, ou les rapprochements d'énergéticiens.

La demande de gaz en Europe est en croissance et les réserves non exploitées de gaz sont importantes dans le monde. Toutefois, les sources d'approvisionnement sont éloignées et les capacités de transport (par gazoduc ou par méthanier), de réception du gaz naturel liquéfié (« GNL ») et de stockage sont encore limitées. Pour servir son ambition gazière, le Groupe doit non seulement avoir accès à des sources d'approvisionnement compétitives, mais aussi disposer d'un accès aux infrastructures logistiques (stockage, gazoduc, terminal GNL) pour acheminer son gaz dans un périmètre proche de ses points de consommation et mettre en œuvre des synergies entre les différentes entités du Groupe (y compris les entités non contrôlées) en coordonnant et en connectant entre elles les positions du Groupe.

Le Groupe ne peut pas garantir qu'il sera en mesure, à des conditions financières acceptables, soit d'accéder à ces actifs gaziers, soit de les acquérir ou de participer à leur développement, ni qu'il sera en mesure de dégager les synergies escomptées.

Un de ces facteurs pourrait freiner le développement de la stratégie gazière du Groupe. Cela aurait un impact négatif sur ses activités, ses résultats financiers et ses perspectives.

Le Groupe entend également développer et consolider son offre de solutions intégrées de services, notamment les services d'éco-efficacité énergétique, pour accroître son chiffre d'affaires par client dans le cadre de l'ouverture à la concurrence du marché de l'énergie en Europe, et pour faire face à ses enjeux en matière d'efficacité énergétique et de développement durable.

Le marché des services énergétiques est un marché très compétitif, celui de l'efficacité énergétique, encore émergent, possède un fort potentiel de développement. Le Groupe ne peut garantir que son offre de services se développera avec succès.

Si le Groupe n'est pas en mesure de mettre en œuvre sa politique de développement dans ce domaine, cela pourrait avoir un impact négatif sur ses résultats financiers et ses perspectives.

Le Groupe entend enfin poursuivre son développement dans le métier

Facteurs de risque



de l'électricité en France et à l'étranger, conformément à son projet industriel, en fonction de son modèle d'activité dans chaque zone et au regard du retour d'expérience correspondant (équilibre amont-aval, stratégie de commercialisation, développement dans les énergies renouvelables ou dans d'autres modes de production : le nucléaire, l'hydraulique, le charbon, les centrales à cycle combiné à gaz, etc.). Il met ainsi en place des programmes de développement, de réorganisation, d'accroissement de la rentabilité (voir facteur de risque ci-dessous intitulé « Le Groupe met en œuvre des programmes visant à améliorer la performance opérationnelle et financière et renforcer sa flexibilité financière »), et de cessions.

En ce qui concerne son développement dans la production nucléaire, le Groupe pourrait ne pas réussir la mise en œuvre des projets qu'il a engagés à l'international ou les mettre en œuvre dans des conditions économiques, financières et juridiques non satisfaisantes.

En effet, le Groupe EDF est engagé, dans le cadre de partenariats, dans des projets de construction et d'exploitation de centrales nucléaires à l'international (aux USA, en Chine, ...). Ces projets nécessitent, en phase de développement, l'obtention d'autorisations administratives, de licences et permis. Il s'agit de chantiers de grande envergure, impliquant des investissements significatifs, et dont les conditions de financement sont encore à confirmer. Par ailleurs, le cadre réglementaire est, dans certains pays, en cours de mise à jour, ce qui pourrait avoir un impact sur les engagements et la responsabilité d'EDF. Même en cas de dispositifs contractuels protecteurs, le Groupe ne peut pas garantir que ces projets pourront être mis en œuvre dans des conditions économiques, financières ou juridiques qui soient satisfaisantes ou qu'ils assureront dans la durée la rentabilité escomptée au départ. Cela pourrait avoir un impact négatif sur l'image du Groupe et sa situation financière.

Plus généralement, le Groupe pourrait être confronté à une évolution imprévue du contexte réglementaire, économique et concurrentiel rendant inadéquats les choix retenus, rencontrer des difficultés de mise en œuvre de sa stratégie ou modifier cette stratégie. Le Groupe pourrait être amené à acquérir ou développer des actifs qui s'avèreraient finalement ne pas générer la rentabilité qu'il escomptait au départ. Le Groupe pourrait aussi être amené à ne pas réaliser les cessions qu'il envisage ou les réaliser à une valeur différente de la valeur souhaitée, du fait, notamment, de contraintes contractuelles financières ou réglementaires ou encore d'interventions politiques hors de France. Cela pourrait avoir un impact négatif sur les résultats financiers, la situation financière et les perspectives du Groupe.

Les différentes réorganisations nécessitées par l'ouverture du marché pourraient avoir des conséquences opérationnelles et financières pour EDF.

L'ouverture du marché a notamment eu pour conséquences la filialisation des activités de distribution, ainsi qu'une réorganisation des structures mixtes au travers desquelles EDF et Gaz de France géraient leurs ventes, leurs facturations, leurs services clientèle et leurs réseaux de distribution.

Les différentes réorganisations pourraient encore avoir des impacts sur le fonctionnement des activités de commercialisation et de distribution, et dans les relations avec les collectivités locales.

Elles pourraient par ailleurs générer des coûts importants liés notamment à l'adaptation des organisations et des fonctions support, notamment les systèmes d'information.

Risques liés aux systèmes d'information.

Le Groupe exploite des systèmes d'information multiples et très complexes (serveurs, réseaux, applications, base de données, etc.) qui sont indispensables à la conduite de son activité commerciale et industrielle, et qui doivent s'adapter à un contexte en forte évolution. Une défaillance de l'un de ces systèmes pourrait avoir des conséquences défavorables significatives pour le Groupe. En particulier, si les systèmes d'information mis en place ou devant encore être adaptés à la suite de l'ouverture totale des marchés au 1^{er} juillet 2007 n'étaient pas suffisamment fiables ou performants, cela pourrait avoir des conséquences négatives significatives pour EDF.

Enfin d'une façon générale, le Groupe ne peut garantir que la politique de renforcement des programmes de secours des systèmes d'information ne connaisse pas de difficultés techniques de déploiement ou/et des retards de mise en œuvre, ce qui pourrait — en cas de sinistre majeur — avoir un impact négatif significatif sur l'activité, les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

EDF est contrôlée par l'État en sa qualité d'actionnaire majoritaire.

En application de la Loi du 9 août 2004, l'État est l'actionnaire principal d'EDF et doit demeurer propriétaire d'au moins 70 % de son capital. En droit français, un actionnaire majoritaire contrôle la plupart des décisions sociales, et notamment les résolutions devant être adoptées en Assemblée Générale (en particulier l'élection et la révocation des membres du Conseil d'administration, la distribution de dividendes et la modification des statuts). Par ailleurs, la limite légale de dilution de la participation de l'État pourrait limiter la capacité d'EDF à recourir aux marchés de capitaux ou à réaliser des opérations de croissance externe.

Une partie importante des effectifs du Groupe appartient à des structures communes à EDF et Gaz de France ; le Groupe dépend en conséquence en partie des mécanismes de gestion mis en place dans ces structures communes.

À la fin de l'année 2007, environ 51 800 personnes employées par le Groupe appartiennent à des structures communes à EDF et Gaz de France (pour la quasi-totalité au service commun d'ERDF et GRDF, les deux filiales de distribution d'EDF et de Gaz de France). Un certain nombre de décisions prises dans le cadre de ces structures communes peuvent en conséquence avoir un impact sur EDF, en particulier sur ses coûts et sur la gestion de ses ressources. Par ailleurs, EDF et Gaz de France pourraient avoir des divergences d'intérêts concernant ces structures communes. De telles contraintes pourraient avoir un impact négatif sur le résultat et la situation financière du Groupe.

Le Groupe ne détient pas de majorité de contrôle au sein de certaines de ses filiales et participations considérées comme stratégiques ou partage le contrôle de ces entités avec d'autres actionnaires.

Ainsi que cela est décrit à la section 6.3.1.2.2 (« Détail de la participation d'EDF dans EnBW »), le Groupe EDF partage le contrôle d'EnBW avec OEW. Ce contrôle commun est exercé dans le cadre d'un pacte d'actionnaires. Le Groupe ne peut pas néanmoins garantir qu'il pourra toujours s'entendre avec OEW sur la politique à mener au sein d'EnBW.

Il en est de même au sein d'Edison où les deux actionnaires, EDF d'une part, AEM Milan (désormais A2A) et ses partenaires d'autre part, ont le contrôle conjoint et dont les relations sont régies par un pacte d'actionnaires (voir section 6.3.1.3.1.2 (« Prise de contrôle conjoint d'Edison par

EDF et AEM Milan (désormais A2A »)). Par ailleurs, les avantages qui doivent résulter de l'opération de prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et AEM Milan (désormais A2A), notamment au regard de la stratégie gazière du Groupe, dépendent en partie de la possibilité de combiner les activités d'Edison avec celles du Groupe d'une manière efficace et performante.

D'autres activités du Groupe sont, ou seront à l'avenir, exercées au sein d'entités dont le Groupe partage le contrôle, ou dans lesquelles il est actionnaire minoritaire. Dans ces situations, le Groupe pourrait se trouver confronté à des cas de blocage lorsque les partenaires sont en désaccord, ou des décisions contraires à ses intérêts pourraient être prises.

Cela pourrait limiter la capacité du Groupe à mettre en œuvre les stratégies définies et avoir un impact négatif significatif sur ses activités, ses résultats financiers, sa situation financière et ses perspectives.

Les actionnaires de certaines des filiales et participations du Groupe disposent d'options de vente leur permettant de faire racheter leurs actions par le Groupe, lequel pourrait donc être contraint de racheter ces titres à un moment ou à des conditions défavorables.

La structure et les conditions des options de vente dont disposent notamment les actionnaires d'EnBW et d'EDF Énergies Nouvelles sur le Groupe sont décrites aux sections 6.3.1.2 (« Allemagne — EnBW ») et 6.4.1.1.2 (« EDF Énergies Nouvelles »).

Le Groupe pourrait être contraint, en cas d'exercice d'options de vente, d'acquérir les titres sous-jacents à des conditions de prix, dictées par les termes des accords en vigueur, qui pourraient s'avérer supérieures à leur valeur de marché. Par ailleurs, le financement de ces acquisitions pourrait interférer avec d'autres dépenses d'acquisition ou d'investissement du Groupe, les retarder, ou obliger le Groupe à rechercher un financement à des conditions moins favorables. Cela pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe.

Le Groupe pourrait se trouver contraint de lancer une offre publique d'acquisition sur des sociétés cotées dans lesquelles il détient une participation.

Le Groupe dispose de participations dans certaines sociétés cotées pour lesquelles la législation applicable peut contraindre, sous certaines conditions, toute personne dépassant certains seuils de détention du capital, à lancer une offre publique d'achat sur l'ensemble des titres de capital existants. Le Groupe pourrait ainsi se trouver contraint de lancer une telle offre à des conditions, notamment de prix, défavorables, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur sa situation financière.

Risques liés à la dimension internationale des activités du Groupe.

Certains investissements et engagements du Groupe sont exposés aux risques et incertitudes liés aux activités exercées dans les pays pouvant connaître, ou ayant récemment connu, une période d'instabilité politique ou économique. Plusieurs pays dans lesquels le Groupe est présent ont une réglementation juridique moins développée et moins protectrice, maintiennent ou pourraient mettre en place des contrôles ou restrictions sur le rapatriement des bénéfices et des capitaux investis, fixent ou pourraient fixer des taxes et redevances affectant les activités du Groupe, mettent en place ou pourraient mettre en place des règles contraignantes quant à l'activité des groupes internationaux. Dans ces pays, le secteur de l'électricité fait également l'objet d'une régulation parfois en forte évolution ou qui pourrait être influencée par des considérations politiques, sociales

et autres, qui pourraient influencer sur les activités ou la situation financière des filiales du Groupe et être ainsi contraires à ses intérêts. La survenance de l'un de ces événements pourrait avoir un impact négatif sur les activités, les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

Enfin, le Groupe a développé ou construit un portefeuille d'« *Independent Power Plants* » (« IPP ») dans différentes régions du monde et notamment au Brésil, au Vietnam, au Laos et en Chine, dans lequel il assure un ou plusieurs rôles (ingénierie, maîtrise d'ouvrage, maîtrise d'œuvre, investisseur, exploitant). À ces différents titres, la responsabilité du Groupe peut se trouver engagée ou la performance financière du Groupe peut être affectée, notamment par une rentabilité économique des IPP inférieure à ses prévisions, par la remise en cause des contrats d'achats d'électricité long terme ou des clauses de « *pass-through* » lorsqu'elles existent ou par une évolution notable des règles du marché de l'électricité du pays concerné.

EDF doit adapter en continu ses compétences dans un contexte en forte évolution et poursuivre le renouvellement d'une partie importante de son personnel en assurant le transfert d'expérience et de compétences aux nouveaux arrivants.

Les enjeux liés à l'atteinte des objectifs stratégiques du Groupe, dans un contexte en forte évolution (notamment l'ouverture totale des marchés à la concurrence, le développement international de la production d'électricité (nucléaire ou charbon propre), le développement de l'activité gaz, le développement des énergies renouvelables, etc.), impliquent une adaptation continue de ses compétences, notamment fonctionnelle et géographique.

En France, une part importante de certains personnels d'EDF atteindra bientôt l'âge de la retraite, malgré l'impact que la réforme du régime spécial de retraites des Industries Électriques et Gazières pourrait avoir sur l'âge moyen de départ à la retraite. Ainsi, dans la production nucléaire et dans la maintenance des réseaux, environ 45 % des effectifs pourraient partir à la retraite dans les dix prochaines années. Même si cette situation constitue une opportunité d'adaptation des compétences du personnel d'EDF aux nouveaux enjeux du Groupe, le renouvellement de ces personnels nécessite d'anticiper le transfert des connaissances.

Le Groupe EDF mettra tout en œuvre pour être en mesure d'acquérir, conserver, redéployer ou renouveler les compétences dont il aura besoin en temps utile et à des conditions satisfaisantes. Toutefois, il ne peut garantir que les mesures prises seront toujours complètement suffisantes, ce qui pourrait avoir un impact sur son activité et ses résultats financiers.

Le Groupe EDF pourrait être obligé de faire face à des engagements importants en matière de retraites et autres avantages du personnel.

En France, le financement du régime de retraites de la branche des Industries Électriques et Gazières (« IEG ») a fait l'objet d'une réforme inscrite dans la Loi du 9 août 2004 (voir section 17.8 (« Régime des retraites et régime complémentaire maladie »)).

Les principales mesures de la réforme du financement du régime spécial de retraites des IEG sont ainsi entrées en vigueur au 1^{er} janvier 2005.

Les provisions comptabilisées au titre du régime spécial de retraite correspondent aux droits spécifiques des agents liés aux prestations non couvertes par les régimes de droit commun.

L'évaluation tient également compte de la part des frais de gestion de la CNIEG qui sont à la charge de l'entreprise, la CNIEG assurant la gestion

Facteurs de risque



et le versement des pensions auprès des inactifs. Le montant de la provision pour retraite s'élève à 8 790 millions d'euros au 31 décembre 2007.

Par ailleurs, la réforme des régimes spéciaux de retraite, dont celui des IEG, visant notamment à allonger les durées de cotisation, est susceptible de s'accompagner de mesures spécifiques à la charge des entreprises qui sont en cours de négociation (notamment des mesures concernant les salaires, des évolutions du dispositif de protection sociale, un accompagnement des parcours professionnels, etc. – voir section 17.8.1 (« Régime spécial de retraite ») ci-dessous et note 41 aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2007). Cela pourrait avoir un impact négatif significatif sur sa situation financière.

Hors de France, les principaux engagements de retraite concernent EDF Energy et EnBW. Les fonds de pension constitués par EDF Energy ont été, sur la base de la dernière évaluation actuarielle au 31 décembre 2007, estimés insuffisants à hauteur d'environ 257 millions de livres sterling. EDF Energy verse des contributions additionnelles visant à compenser ces insuffisances (voir section 6.3.1.1.3 (« Financements — Retraites »)). Les engagements d'EnBW sont intégralement provisionnés.

Aux engagements au titre des retraites, s'ajoutent d'autres engagements pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi (avantages en nature énergie, indemnités de fin de carrière, indemnités de secours immédiat) et pour avantages à long terme du personnel en activité (rentes accidents du travail et maladies professionnelles, médailles du travail, rentes d'invalidité, etc.) (voir note 31.6 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2007).

Les montants de ces engagements, les provisions constituées et, pour EDF Energy, les fonds de pension mis en place et les contributions additionnelles visant à compenser les insuffisances de fonds, sont calculés sur la base d'estimations qui reposent sur certaines hypothèses, notamment des hypothèses actuarielles et un taux d'actualisation susceptible d'être ajusté en fonction des conditions de marché, ainsi que sur les règles régissant respectivement les prestations versées par le régime de droit commun et les montants à la charge du Groupe. Ces hypothèses et ces règles pourraient faire l'objet, dans le futur, d'ajustements susceptibles d'augmenter les engagements actuels du Groupe au titre des retraites et autres avantages au personnel et donc nécessiter d'augmenter le montant des provisions correspondantes (et des contributions additionnelles pour EDF Energy). Cela pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière et les résultats financiers du Groupe.

Par ailleurs, en France, la Loi du 9 août 2004 instaure une solidarité entre les entreprises de la branche des IEG pour la part du financement des droits spécifiques qui leur incombe. En cas de défaillance d'une entreprise de la branche des IEG, EDF pourrait donc être amenée à financer une partie des obligations de cette entreprise. Cela pourrait également avoir un impact négatif sur la situation financière et les résultats financiers du Groupe.

Le régime spécial d'assurance maladie des salariés et anciens salariés des IEG reste à sécuriser sur le moyen et le long terme.

Des négociations de branche se poursuivent et visent deux objectifs :

- préserver et sécuriser, pour les agents actifs et inactifs des Industries Électriques et Gazières, le régime spécial de sécurité sociale en matière d'assurance maladie ;

- améliorer la couverture maladie globale en la rendant comparable à celle assurée par les grands groupes français.

À défaut d'accord satisfaisant, les employeurs de la branche des IEG, dont EDF, pourraient se trouver en situation de devoir financer tout ou partie du déficit du régime ce qui pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe.

Les conflits sociaux pourraient avoir un impact négatif sur l'activité du Groupe.

Le Groupe ne peut exclure une détérioration des relations sociales ou des perturbations sociales. Des grèves, débrayages, actions de revendication ou autres troubles sociaux pourraient venir perturber son activité. Le Groupe n'a contracté aucune assurance pour les pertes résultant d'interruptions d'activité provoquées par les mouvements sociaux. En conséquence, sa situation financière et ses résultats d'exploitation pourraient être affectés de manière négative par des perturbations sociales.

Le Groupe met en œuvre des programmes visant à améliorer sa performance opérationnelle et financière et renforcer sa flexibilité financière. Les objectifs fixés dans le cadre de ces programmes pourraient ne pas être atteints.

Le Groupe met en œuvre des programmes visant à améliorer sa performance opérationnelle et financière et renforcer sa flexibilité financière. Après l'achèvement du programme Altitude en 2007, le Groupe engage un nouveau programme sur trois ans, le programme Excellence Opérationnelle (voir section 12.1). Sa mise en œuvre, prévue en 2008 en France, sera progressivement étendue aux autres filiales du Groupe. Il vise à améliorer les résultats du Groupe en réalisant des synergies et des progrès continus sur ses processus opérationnels et supports, ses méthodes d'achats, ses projets de transformation et de développement.

Le Groupe ne peut pas garantir que ces programmes auront les résultats escomptés dans le calendrier prévu. Ceci pourrait avoir un impact négatif significatif sur les résultats financiers, la situation financière et les perspectives du Groupe.

Risques liés à l'évolution des normes IFRS applicables par le Groupe.

Les comptes consolidés d'EDF au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2007 ont été établis, comme pour les deux précédents exercices, selon les normes comptables internationales applicables telles qu'approuvées par l'Union Européenne au 31 décembre 2007 (voir note 1.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2007).

Ce référentiel évolue et de nouvelles normes ou interprétations sont actuellement en cours de préparation et/ou d'approbation par les organismes internationaux compétents. En ce qui concerne les normes ou interprétations en cours d'approbation ou d'homologation par les organismes internationaux compétents, le Groupe étudie l'impact potentiel que ces dernières pourraient avoir sur ses états financiers. Concernant les normes ou interprétations en cours de préparation par les organismes internationaux compétents, le Groupe ne peut préjuger ni de l'évolution possible que ces dernières pourraient entraîner sur le référentiel, ni des impacts éventuels qu'elles pourraient avoir sur ses états financiers.

4.2.5 Risques liés à la structure du capital d'EDF et à la cotation de ses actions

4.2.5.1 VOLATILITÉ SIGNIFICATIVE DU COURS DES ACTIONS

Les marchés boursiers ont connu ces dernières années d'importantes fluctuations qui n'ont pas toujours été en rapport avec les résultats des sociétés dont les actions sont négociées. De telles fluctuations de marchés pourraient affecter de manière significative le cours des actions EDF.

Le cours des actions EDF pourrait également être affecté de manière significative par de nombreux facteurs affectant le Groupe EDF, ses concurrents, ou les conditions économiques en général et le secteur de l'énergie en particulier.

4.2.5.2. FLUCTUATION DU TAUX DE CHANGE

Les actions EDF sont admises aux négociations uniquement en euros et tout paiement futur de dividendes sera réalisé en euros. La contre-valeur en devise du cours de l'action et de tout dividende versé à un actionnaire d'EDF pourrait être affectée de manière significative par une dépréciation de l'euro.

4.2.5.3. RISQUES LIÉS AUX FUTURES CESSIONS PAR L'ÉTAT D'ACTIONS EDF

Au 31 décembre 2007, l'État détenait 84,85 % du capital d'EDF. Si l'État décidait de réduire davantage sa participation dans le capital d'EDF, une telle cession par l'État, ou la perception qu'une telle cession est imminente, pourrait affecter d'une manière négative le cours des actions EDF.

4.3 Facteur de dépendance

En 2007, EDF (hors RTE-EDF Transport) s'adresse à 20 289 fournisseurs (contre 22 915 en 2006 et 29 965 en 2005). Les 5 premiers fournisseurs d'EDF représentent 24 % du montant commandé total d'EDF³ et les 10 premiers représentent 30,3 %.

Certains fournisseurs et sous-traitants de produits ou prestations achetés par le Groupe dans le cadre de son activité ne sont pas substituables. La question de la dépendance d'EDF vis-à-vis de ses fournisseurs se présente essentiellement dans le domaine du nucléaire et, dans une moindre mesure, dans le domaine de l'informatique et des télécommunications.

Le Groupe EDF a développé une compétence d'architecte ensembleur de son parc de production et d'intégrateur du cycle du combustible nucléaire, compétence qui lui apporte une expertise technique indépendante de celle de ses fournisseurs.

Le Groupe EDF a des relations commerciales très importantes avec le groupe Areva, qui intervient lors de chacune des étapes du cycle du combustible nucléaire. Le groupe Areva intervient également dans le domaine de la construction, de l'équipement et de la maintenance du parc de production nucléaire.

Le groupe Areva est le premier fournisseur d'EDF dans le domaine nucléaire. À cet égard, EDF estime être en situation d'interdépendance vis-à-vis du groupe Areva. Les relations entre EDF et le groupe Areva relatives au cycle du combustible sont régies par des contrats le plus souvent pluriannuels actuellement en cours de négociation dans le cadre de leur renouvellement. Les conditions commerciales des accords qui seraient ainsi renouvelés avec le groupe Areva pourraient se révéler moins favorables que les conditions actuellement applicables. Pour l'amont du cycle du combustible nucléaire (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés — A. L'amont »)), EDF s'appuie encore pour une part importante mais décroissante sur le groupe Areva, qui représentait en 2007 de l'ordre de 70 % des achats d'EDF dans l'amont du cycle, contre environ 78 % en 2006 :

- le groupe Areva fournit à EDF une part importante de ses besoins en uranium naturel. Toutefois, EDF mène actuellement une politique de diversification de ses sources d'approvisionnement, en vue d'équilibrer les parts de marché entre le groupe Areva et les autres fournisseurs ;

- en matière de conversion, la part prépondérante des besoins d'EDF est assurée par l'usine Comurhex du groupe Areva en concurrence avec d'autres fournisseurs mondiaux ;
- dans le domaine de l'enrichissement, EDF s'appuie majoritairement sur le groupe Areva, en particulier via les services d'enrichissement de son usine Georges Besse I. EDF et Areva ont prolongé en 2007 leur relation contractuelle relative à l'utilisation de Georges Besse I jusqu'en 2010. EDF achète également des services d'enrichissement auprès d'autres fournisseurs maîtrisant déjà la technologie de l'ultracentrifugation ;
- dans la filière uranium de retraitement (« URT »), EDF s'appuie pour certains types de prestations sur le groupe Areva et d'autres, notamment l'enrichissement, sur des fournisseurs étrangers (Tenex et Urenco) ;
- pour la fabrication des assemblages de combustible, EDF fait appel à deux fournisseurs : les groupes Areva et Westinghouse.

Pour l'aval du cycle du combustible nucléaire, voir section 6.2.1.1.3.4 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés — B. L'aval »).

L'intégralité des opérations de traitement du combustible usé est effectuée dans l'usine du groupe Areva de La Hague. Ces opérations sont réalisées dans le cadre d'un protocole de 2001 conclu pour la période 2001-2015 et d'un accord de 2004 pour la période 2001-2007. EDF et Areva travaillent à la mise en place d'un nouvel accord pour la période post-2007. Pour l'année 2008, un accord transitoire a été conclu. Cet accord transitoire conclu avec AREVA pour l'année 2008 a été renouvelé en mars 2008 pour les opérations prévues en 2009 et couvre également les opérations industrielles de l'usine de MELOX à Marcoule (fabrication et livraison des assemblages MOX).

La soulte libératoire pour la quote part EDF du démantèlement des installations de La Hague sera partie intégrante du nouveau contrat encore en négociation.

Dans le domaine du développement et de la maintenance des centrales.

Le groupe Areva était, ces dernières années, le principal fournisseur du Groupe EDF en ce qui concerne le développement et la maintenance des centrales. En particulier, le groupe Areva fournit les chaudières nucléaires et leurs pièces de rechange et une partie importante de la chaudronnerie, tuyauterie et robinetterie de l'îlot nucléaire. Depuis

³ Hors RTE-EDF Transport et hors achat de combustible

Facteurs de risque



plusieurs années, une diversification a été engagée, en particulier auprès de Westinghouse et de Mitsubishi, pour le remplacement de gros composants (générateurs de vapeur en particulier).

Pour préparer le renouvellement de son parc de production, EDF a choisi de s'appuyer sur la technologie EPR, développée avec le groupe Areva, en lançant la réalisation d'une tête de série. Dans le cadre de la réalisation de cette tête de série, EDF a conclu en 2007 un contrat avec Areva pour la fourniture de la chaudière de l'EPR à Flamanville 3. En raison de la conclusion de ce contrat, le groupe Areva est redevenu en 2007 le plus important fournisseur d'EDF dans le domaine du développement et la maintenance des centrales.

De plus, EDF entretient également des relations avec le groupe Alstom pour la maintenance de certains composants de ses centrales nucléaires et thermiques à flamme. Les produits et services fournis par Alstom à EDF sont particulièrement importants pour ce qui concerne la maintenance des groupes turbo-alternateurs des centrales nucléaires, ainsi que pour la maintenance de certains gros composants du parc thermique à flamme. EDF n'estime pas être en situation de dépendance vis-à-vis du groupe Alstom.

Enfin, le Groupe EDF estime ne pas être globalement en situation de dépendance vis-à-vis d'un client particulier.

Informations concernant l'émetteur

5



5.1 Histoire et évolution de la société

P.33

5.2 Investissements

P.34

5.1 Histoire et évolution de la Société

Dans le présent Document de Référence, la référence aux statuts correspond aux statuts de la Société tels qu'approuvés par le décret n° 2004-1224 du 17 novembre 2004 pris en application de la Loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières (« la Loi du 9 août 2004 ») et tels que modifiés par l'Assemblée générale mixte en date du 14 février 2006.

5.1.1 Dénomination sociale et siège social

La dénomination de la Société est : « Électricité de France ». La Société peut aussi être légalement désignée par le seul sigle « EDF ».

Le siège social est fixé à Paris 8^{ème} : 22-30, avenue de Wagram.

5.1.2 Registre du Commerce et des Sociétés, code APE

La Société est immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le numéro 552 081 317.
Son code APE est 401 E.

5.1.3 Date de constitution et durée de la Société

EDF a été constituée, en vertu de la Loi n° 46-628 du 8 avril 1946, sous la forme d'un Établissement Public Industriel et Commercial (« EPIC »).

EDF a été transformée en société anonyme par la Loi du 9 août 2004 et le décret du 17 novembre 2004. La durée de la Société est de 99 ans à compter du 20 novembre 2004, sauf dissolution anticipée ou prorogation.

5.1.4 Forme juridique et législation applicable

Depuis le 20 novembre 2004, EDF est une société anonyme à Conseil d'administration régie par les lois et règlements applicables aux sociétés commerciales, notamment le Code de commerce, dans la mesure où il n'y est pas dérogé par des dispositions plus spécifiques telles que, notamment, la Loi n° 46-628 du 8 avril 1946, la Loi n° 83-675 du 26 juillet 1983, la Loi n° 2000-108 du 10 février 2000, la Loi du 9 août 2004, la Loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie et par ses statuts.

5.1.5 Historique

Les éléments suivants présentent les grandes étapes du développement du Groupe.

EDF a été créée en 1946. Avant 1946, le secteur électrique s'était développé autour de nombreuses sociétés locales sur l'ensemble du territoire français. À la fin des années 1930, coexistaient en effet environ 200 entreprises de production, une centaine pour le transport, 1 150 pour la distribution. Cette multitude de sociétés privées, auxquelles s'ajoutaient 250 régies locales, prenait en charge environ 20 000 concessions de distribution. De cet apparent émiettement se sont dégagés un certain nombre de grands groupes, soit dans la production, soit dans la distribution.

En 1946, les secteurs de l'électricité et du gaz sont nationalisés. La Loi du 8 avril 1946 crée EDF sous la forme d'un EPIC et fonde le statut du personnel des Industries Électriques et Gazières (les « IEG »). La Loi laisse toutefois subsister un certain nombre de Distributeurs Non Nationalisés (« DNN ») ou Entreprises Locales de Distribution (« ELD »).

Les années 1946-2000 sont celles du développement de l'outil industriel. Il s'agit d'abord du parc thermique au charbon puis au fioul et du parc hydraulique, avec notamment la construction des barrages de Tignes en 1952 et Serre-Ponçon en 1960. En 1963, à la suite de la décision du Gouvernement d'assurer l'indépendance énergétique de la France par l'énergie nucléaire, EDF met en service la première unité de production nucléaire de taille commerciale à Chinon (70 MW), première d'une série de 6 tranches de la filière Uranium Naturel Graphite Gaz (« UNGG ») dont la construction s'est échelonnée jusqu'en 1972. Les chocs pétroliers de 1973 et 1979 se traduisent par une accélération de la substitution du thermique par du nucléaire. En 1969, la filière UNGG est abandonnée pour la filière à Eau Pressurisée (« REP ») qui sera utilisée pour les nouvelles centrales : palier de 900 MW, 34 tranches dont la construction s'échelonna jusqu'en 1988, puis palier de 1 300 MW, 20 tranches dont la construction s'échelonna jusqu'en 1994, puis palier N4 de 1 450 MW, 4 tranches mises en service en 2000 et 2002.

C'est à partir des années 1990 qu'EDF s'implante de manière significative à l'étranger. En 1992, le Groupe prend une participation au capital de la société Edenor, société de distribution - commercialisation située en Argentine. Cette participation sera par la suite portée à 90 %. En mai 1996, EDF acquiert 11,34 % du capital de l'électricien brésilien Light, société de distribution - commercialisation située dans l'État de Rio de Janeiro. EDF détient 94,8 % du capital de cette société au 31 décembre 2004. En décembre 1998, EDF acquiert 100 % de London Electricity

Informations concernant l'émetteur



(devenue EDF Energy le 30 juin 2003). Cette politique se poursuit en 2001, avec l'acquisition de 34,5 % d'EnBW et la montée au capital de l'italien Edison par le consortium IEB (63,8 %), dont EDF détient 18,03 %, et en 2002, où London Electricity acquiert 100 % du capital de EPN Distribution plc et de Seeboard plc, deux sociétés de distribution d'électricité situées respectivement dans l'est et le sud-est de l'Angleterre.

En France, le développement majeur de ces dernières années est l'ouverture du marché, sous l'impulsion des textes européens. En février 1999, les sites dont la consommation d'électricité dépasse 100 GWh/an, soit 20 % du marché, peuvent choisir leur fournisseur. Le seuil d'éligibilité est ensuite progressivement abaissé. En mai 2000, c'est 30 % du marché qui est ainsi ouvert à la concurrence, puis 37 % en février 2003. En juillet 2004, l'ensemble du marché des professionnels, soit 69 % du marché total, est ouvert. Depuis juillet 2007, l'ouverture est réalisée à 100 % avec les résidentiels.

Parallèlement, les structures nécessaires au bon fonctionnement d'un marché concurrentiel sont mises en place. La Commission de Régulation de l'Électricité (devenue Commission de Régulation de l'Énergie — CRE) est créée en mai 2000. La même année, afin de garantir un accès non discriminatoire à tous les acteurs du marché, EDF crée le Réseau de Transport d'Électricité (devenu, en 2005, filiale à 100 % d'EDF sous la dénomination « RTE-EDF Transport »), entité interne et indépendante en charge de gérer le réseau public de transport haute tension et très haute tension de l'électricité. En 2000, le Groupe forme, avec le spécialiste du négoce Louis Dreyfus, la société de négoce EDF Trading. Elle deviendra une filiale à 100 % en 2003. En 2001, Euronext et différents acteurs industriels et financiers du marché de l'électricité, dont EDF, créent Powernext, la bourse française de l'électricité. En 2002, en contrepartie de la prise de participation d'EDF dans EnBW, la Commission européenne demande à EDF de mettre en place un système d'enchères de capacités de fourniture d'électricité (Virtual Power Plants — VPP), pour faciliter

l'accès au marché à d'autres commercialisateurs. En 2003, le Groupe EDF cède sa participation dans la Compagnie Nationale du Rhône à Suez.

Le 20 novembre 2004, en application de La Loi du 9 août 2004, EDF devient une société anonyme à Conseil d'administration.

Le 12 mai 2005, EDF et AEM Milan (désormais A2A) ont conclu des accords relatifs à leur décision de prise de contrôle conjointe d'Edison. Suite au lancement d'une offre publique d'achat le 4 octobre 2005, cette prise de contrôle conjointe a été finalisée le 26 octobre 2005, date de clôture de l'offre.

Depuis 2005, le Groupe EDF a mis en œuvre sa stratégie de recentrage sur l'Europe en cédant le contrôle de ses filiales Edenor et Light, ainsi que ses actifs au Mexique.

Enfin, EDF a été introduite en bourse au dernier semestre de l'année 2005. Cette opération a été effectuée par la mise à disposition du marché de 196 371 090 actions nouvelles émises par la Société et par la cession de plus de 34,5 millions de titres détenus par l'État auprès de salariés et anciens salariés d'EDF et de certaines de ses filiales. Elle a été suivie par la cession de 45 millions de titres détenus par l'État le 3 décembre 2007.

Fin novembre 2006, EDF Énergies Nouvelles, filiale détenue à 50 % par le Groupe EDF, a été introduite en bourse. Cette opération a donné lieu à l'émission de 18 946 854 actions nouvelles EDF Énergies Nouvelles dont 4 798 464 étaient réservées au Groupe EDF.

Depuis le 1^{er} janvier 2008, l'activité de distribution d'EDF est assurée par Électricité Réseau Distribution France (ERDF), filiale détenue à 100 % par EDF issue de la filialisation des activités de distribution en application de la Loi relative au secteur de l'énergie du 7 décembre 2006.

5.2 Investissements

Pour une description des principaux investissements réalisés par la Société au cours de la période 2006-2007, voir section 9.9.1.2 (« Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement ») du présent Document de Référence. Concernant la politique d'investissement du Groupe pour les exercices futurs, voir section 6.1.6 (« Politique d'investissement ») ci-après.

6

Aperçu des activités



6.1 <u>Stratégie</u>	P.35
6.2 <u>Présentation de l'activité du Groupe EDF en France</u>	P.38
6.3 <u>Présentation de l'activité du Groupe EDF à l'international</u>	P.73
6.4 <u>Autres activités et fonctions transverses</u>	P.98
6.5 <u>Environnement législatif et réglementaire</u>	P.109

Le Groupe EDF est un énergéticien intégré, présent sur l'ensemble des métiers de l'électricité : la production, le transport, la distribution, la commercialisation et le négoce d'énergies. Il est l'acteur principal du marché français de l'électricité et détient des positions fortes sur les trois autres principaux marchés européens (Allemagne, Royaume-Uni, Italie) qui en font l'un des électriciens leader en Europe et un acteur gazier reconnu. Avec une puissance installée de 126,7 GW dans le monde (124,5 GW en Europe) pour une production mondiale de 610,6 TWh, il dispose, parmi les grands énergéticiens européens, du parc de production le plus important et le moins émetteur de CO₂ grâce à la part du nucléaire et de l'hydraulique dans son mix de production. Le Groupe EDF fournit de l'électricité, du gaz et des services associés à plus de 38 millions de comptes clients⁴ dans le monde et en Europe (dont plus de 28 millions en France).

Les activités du Groupe EDF traduisent le choix d'un modèle équilibré entre France et international ainsi qu'entre opérations concurrentielles et régulées. En 2007, le Groupe a réalisé un chiffre d'affaires consolidé de 59,6 milliards d'euros, un résultat net part du Groupe de 5,6 milliards d'euros et a dégagé un excédent brut d'exploitation de 15,2 milliards d'euros.

Depuis le 1^{er} juillet 2007, le Groupe EDF exerce ses activités de commercialisation dans un marché européen de l'énergie totalement ouvert à la concurrence. Depuis le 1^{er} janvier 2008, ERDF, la filiale à 100 % d'EDF, assure l'activité de distribution en France, à l'instar de RTE-EDF Transport pour les activités de transport.

6.1 Stratégie

Le monde est aujourd'hui confronté à un défi énergétique majeur : répondre à la croissance des besoins, dans un contexte de contrainte climatique et de raréfaction des ressources. Une période de prix des combustibles élevés et d'importants besoins d'investissement s'ouvre, entraînant des tensions sur les prix de l'électricité. En Europe, le principe d'objectifs environnementaux sur l'efficacité énergétique, ainsi que sur la part des énergies renouvelables et la réduction des émissions de gaz à effet de serre (notamment via le marché des émissions de carbone) a été adopté par l'Union européenne.

Cette situation impose une politique énergétique alliant maîtrise de l'énergie, recours accru aux énergies renouvelables et développement du nucléaire. Le recours au nucléaire, permettant de concilier compétitivité, indépendance énergétique et faibles émissions de CO₂, semble aujourd'hui incontournable dans le mix énergétique du futur, aussi bien en France que dans un grand nombre de régions du monde.

Premier producteur nucléaire mondial, disposant d'une base européenne unique avec une présence forte sur les quatre principaux marchés et bénéficiant d'une marge de manœuvre financière significative, le Groupe EDF a les atouts pour tirer parti de ce contexte.

Le groupe EDF a pour ambition de se positionner comme un leader des énergies de demain, en alliant performance industrielle, financière, commerciale, sociale et sociétale, au service d'un développement durable, contribuant par l'ensemble de ses activités à relever les défis énergétiques et environnementaux.

En France, tout particulièrement, le Groupe a engagé depuis 2005 un important programme de relance des investissements dans les moyens de production et dans les réseaux. Les investissements opérationnels en France sont ainsi passés de 3,1 milliards d'euros en 2004 à 4,5 milliards d'euros en 2007. À compter de 2008, le Groupe EDF entend investir plus de 35 milliards d'euros sur trois ans, dont 20 milliards d'euros en France dans la production et les réseaux (voir section 6.1.6 (« Politique d'investissements ») ci-dessous).

L'ambition du Groupe EDF se traduit essentiellement par les priorités stratégiques suivantes : améliorer dans la durée la performance industrielle, opérationnelle et financière en France, renforcer et développer la position de leader en Europe, investir dans le gaz naturel pour satisfaire la demande des clients du Groupe et les besoins de ses centrales de production, promouvoir l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables et les technologies performantes sur le plan environnemental, et participer au renouveau du nucléaire dans le monde. Dans ce cadre, la réussite du programme « Excellence Opérationnelle » constitue pour le Groupe EDF une priorité. Après l'achèvement du programme de performance Altitude (2005-2007), dont les objectifs ont largement été dépassés à fin 2007, le Groupe engage en 2008 un nouveau programme de trois ans. Ce programme mis en œuvre en 2008 en France sera progressivement étendu aux autres filiales du Groupe. Il vise à améliorer, de façon continue et pérenne, la performance du Groupe dans toutes ses dimensions : processus opérationnels et supports, méthodes d'achats, projets de transformation et développement, réalisations de synergies, innovation. Le Groupe, pour la période 2008-2010, a pour objectif de

⁴ Un client peut avoir 2 deux comptes clients : un pour l'électricité et un pour le gaz.

Aperçu des activités



réaliser un gain de 1 milliard d'euros sur l'excédent brut d'exploitation du Groupe de 2010 par rapport à celui de 2007 (voir section 12.1 (« L'amélioration de la performance : « Programmes Altitude » et « Excellence Opérationnelle » ») ci-dessous).

6.1.1. Améliorer dans la durée la performance industrielle, opérationnelle et financière en France

Le Groupe compte poursuivre sa stratégie d'acteur intégré reposant notamment sur un équilibre entre activités régulées (transport et distribution) et activités non régulées (production et commercialisation). EDF entend :

- Fournir à ses clients de nouvelles offres, élargies au gaz et aux services, centrées sur l'éco-efficacité énergétique.

Dans un contexte d'ouverture totale du marché depuis le 1^{er} juillet 2007, EDF privilégie une stratégie commerciale différenciée par segment de clientèle, destinée à améliorer la satisfaction de ses clients, et par là même préserver son portefeuille de clients et en accroître la valeur. Cette stratégie s'appuie sur la notoriété d'EDF et inclut le développement d'offres multi-services et bi-énergies (électricité et gaz), notamment pour la clientèle résidentielle, ainsi que de nouvelles prestations à plus forte valeur ajoutée.

Engagée dans la lutte contre le changement climatique, EDF développe des offres électricité autour de la maîtrise de l'énergie via sa gamme d'offres « Bleu Ciel d'EDF », qui intègre les énergies renouvelables réparties (dont le photovoltaïque, la pompe à chaleur, chauffe-eau solaire, etc.), les téléservices et services innovants, et les offres de services liés à des opérations d'isolation/rénovation. EDF produit des certificats d'économies d'énergie par son action auprès de ses clients, centrée sur l'efficacité énergétique.

Dans le gaz, EDF vise une part de marché globale de l'ordre de 10 % (volumes vendus aux clients finals) pour la France en 2010.

- Poursuivre l'optimisation engagée de son mix de production d'électricité et pérenniser l'outil de production.

EDF a décidé en 2005 d'améliorer l'optimisation de son mix de production en renforçant ses moyens de semi-base et de pointe. Le Groupe procède ainsi aux investissements suivants : (i) remise en service de 4 tranches fioul (2 540 MW), (ii) construction de turbines à combustion (TAC) (1 055 MW), et (iii) construction d'un cycle combiné à gaz de 440 MW et transformation des centrales au fioul du site de Martigues (750 MW) en deux cycles combinés gaz fonctionnant en semi-base (930 MW, soit un gain de 180 MW).

Concernant son activité hydro-électrique, EDF entend préserver son potentiel de production et étudier de nouveaux projets.

Le Groupe conduit en parallèle d'importants programmes de maintenance de son parc de production, notamment hydraulique et nucléaire. EDF a ainsi engagé un programme de mise à niveau technique et de maintenance de ses installations hydrauliques, « Sécurité et Performance de l'Hydraulique », d'un montant d'environ 560 millions d'euros sur la période 2007-2011.

Dans le nucléaire, le Groupe a lancé un programme de maintenance renforcé dit État Exemplaire des Installations (d'un montant de 600 millions d'euros d'investissements sur une période de 5 ans) et étudie également

des investissements sur la prochaine décennie pour remplacer les générateurs de vapeur des tranches 900 MW. Ces programmes concourent à la pérennisation du parc nucléaire et à l'allongement de la durée d'exploitation moyenne du parc, au-delà de 40 ans, qui est un objectif du Groupe EDF.

- Préparer le renouvellement du parc nucléaire et conserver un temps d'avance au niveau technologique.

Pour les moyens de base, EDF prépare le renouvellement du parc nucléaire en construisant l'EPR de Flamanville (1 600 MW, mise en service industrielle prévue en 2012).

- Promouvoir une politique d'investissements soutenus dans les réseaux d'électricité

EDF entend rester un opérateur exemplaire et transparent sur ses activités régulées. EDF vise à conforter l'activité Distribution, garante de l'ancrage local du Groupe en France et concourant, par la qualité du service offert et son professionnalisme, à une prestation qui puisse satisfaire tous les utilisateurs du réseau. Dans cette optique, EDF cherche à promouvoir une politique d'investissements soutenus dans les réseaux, avec des technologies innovantes et génératrices de performance.

Pour l'activité Transport, au-delà des enjeux liés au renforcement du réseau très haute tension en France, le Groupe est très favorable au développement des interconnexions, propres à fluidifier les échanges transfrontaliers. Ainsi, le Groupe soutient le renforcement des coopérations entre GRT, de manière à accélérer l'intégration des marchés régionaux et à terme du marché européen.

6.1.2. Renforcer et développer le leadership européen d'EDF

Au-delà du programme d'investissements lancé en France, le Groupe EDF entend conforter son leadership à partir de ses positions actuelles en renforçant son portefeuille d'actifs de production en Europe, en accompagnant la croissance de ses filiales, et en poursuivant l'intégration du Groupe.

- Royaume-Uni : fort de sa présence au Royaume-Uni, le Groupe EDF accompagne la croissance organique de sa filiale, EDF Energy, par des investissements amont (CCGT de 1 300 MW à West Burton), et entend y jouer un rôle de premier plan dans le renouvellement du nucléaire ; en outre, une filiale commune à EDF Energies Nouvelles et EDF Energy est créée pour développer les énergies renouvelables au Royaume-Uni ;
- Allemagne : le Groupe EDF appuie le développement d'EnBW en Allemagne (achèvement de la centrale hydraulique de Rheinfelden, centrale au charbon supercritique à Karlsruhe, développement commercial en dehors de sa zone historique, énergies renouvelables et efficacité énergétique) ; le Groupe EDF soutient également son développement à l'international (PECO, Turquie) ;
- Italie : le Groupe EDF appuie le renforcement du modèle d'activité d'Edison, reposant notamment sur une sécurisation des approvisionnements gaziers, un renforcement de l'équilibre amont/aval par des gains de parts de marché aval, ainsi que son développement à l'international (Grèce et Balkans notamment) ;
- Benelux : dans la même logique de consolidation, EDF entend bâtir une position intégrée solide au Benelux, marché voisin au cœur de la plaque continentale ;
- Suisse : des négociations entre Atel Holding (dans laquelle EDF détient une participation) et EOS Holding se sont engagées, avec pour objectif la création d'un pôle énergétique en Suisse occidentale ; en outre, le

Groupe EDF entend renforcer son accès aux capacités de production de pointe suisses, complémentaires au parc existant du Groupe ;

- Pays d'Europe Centrale et de l'Est sans exclure la Russie, qui présentent un important potentiel de développement.

EDF continue à examiner et étudier les différentes possibilités de croissance externe qui répondent aux trois critères de cohérence stratégique, de rentabilité financière, et d'acceptabilité dans les pays concernés.

6.1.3. Investir dans le gaz naturel pour satisfaire la demande de ses clients et les besoins de ses centrales de production

Le Groupe entend sécuriser ses approvisionnements gaziers nécessaires à l'alimentation des centrales à cycle combiné à gaz (CCG) et au développement de ses ventes aux clients finals, principalement au travers d'offres duales : les besoins agrégés du groupe sont estimés à environ 45 Gm³ à moyen terme.

Le Groupe a un objectif de part de marché moyenne des ventes en volumes aux clients finals sur la zone regroupant la France, le Royaume-Uni, l'Allemagne et l'Italie en 2015 proche de 15 %. Le Groupe EDF souhaite donc développer son portefeuille de contrats d'achat de gaz et sa présence dans les réserves de gaz comme dans les infrastructures logistiques (gazoducs, chaîne GNL, stockage) soit au travers d'investissements, soit au travers de réservations de droits contractuels. Il construit progressivement un portefeuille de positions, à partir des projets historiques d'Edison en Europe du Sud-Est et de nouveaux projets développés par les entités en Europe du Nord-Ouest.

Ces projets permettront au Groupe EDF de mener des négociations directes auprès des producteurs en vue d'accroître son indépendance à l'égard de ses concurrents pour ses approvisionnements et d'en améliorer les conditions, d'entrer dans le marché du GNL et d'augmenter les synergies intra-groupe.

6.1.4. Promouvoir l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables et les technologies performantes sur le plan environnemental

- Services centrés sur l'efficacité énergétique à l'aval : le Groupe EDF a pour ambition d'être leader sur le marché de l'éco-efficacité énergétique. Il entend augmenter de 50 % chaque année le nombre de clients souscrivant des offres de maîtrise de l'énergie et d'énergies renouvelables décentralisées d'ici 2012. EDF apporte sur ses différents marchés européens des solutions en terme de croissance maîtrisée de la consommation et de solutions énergétiques innovantes. Il développe des offres autour de la maîtrise de l'énergie, favorise le développement des énergies réparties intégrées au bâti (photovoltaïque, pompe à chaleur, ...) en s'appuyant sur sa filiale EDF Energies Nouvelles Réparties.
- Développer les énergies renouvelables centralisées : pour le Groupe EDF, les énergies renouvelables constituent un axe majeur de son développement. Le Groupe compte tripler, seul ou avec des partenaires, ses capacités installées en énergies renouvelables (hors hydraulique) d'ici 2012. Cette filière contribue à un mix énergétique faiblement émetteur de CO₂ et est complémentaire du nucléaire. Le Groupe entend poursuivre son développement dans l'hydraulique et via sa filiale EDF Energies Nouvelles dans le photovoltaïque et l'éolien.

- Technologies charbon : le Groupe EDF entend également exploiter, en Europe et dans le monde, les opportunités liées aux technologies les plus récentes (centrales charbon supercritique), et contribuer à la mise au point des technologies de capture, de transport et de stockage du CO₂ (« CCS : Carbon Capture & Sequestration »).

6.1.5. Être un acteur majeur du renouveau du nucléaire dans le monde

Leader mondial du nucléaire, le Groupe EDF détient des atouts déterminants (exploitation du premier parc au monde, ingénierie) pour son développement à l'international, dans un contexte qui devient aujourd'hui plus favorable à cette technologie. Le Groupe EDF a pour objectif d'investir dans plus de 10 EPR, de les mettre en service et de les exploiter d'ici 2020, notamment dans le cadre de partenariats stratégiques. Quatre pays prioritaires ont été identifiés à ce jour :

- USA : EDF et Constellation Energy ont signé en juillet 2007 un accord de partenariat stratégique pour développer, réaliser, détenir et exploiter conjointement des centrales nucléaires de type EPR (au minimum 4) aux États-Unis ; de plus, un accord de coopération a été conclu qui a pour objet l'étude d'opportunités communes d'investissements aux États-Unis et au Canada dans l'énergie, notamment dans la production d'électricité ;
- Chine : EDF et China Guangdong Nuclear Power Corp. (« CGNPC ») ont signé en novembre 2007 un accord qui permet à EDF de devenir investisseur et opérateur en Chine, au travers d'une participation d'environ un tiers au capital de la société Taishan Nuclear Power Company, destinée à faire réaliser, détenir et exploiter deux unités EPR achetées par CGNPC ;
- Royaume-Uni : dans le cadre de la relance du nucléaire en cours, l'ambition est de développer jusqu'à 5 EPR du type de celui de Flamanville 3 ;
- République sud-africaine, dans l'hypothèse où le modèle EPR serait choisi par ce pays.

Par ailleurs le Groupe a signé en janvier 2008 un protocole d'accord avec le Qatar, visant à accompagner le Qatar dans ses réflexions sur le recours au nucléaire civil. D'autres perspectives pourraient se préciser à court et moyen terme.

En complément, pour sécuriser en volume et en prix ses approvisionnements, EDF étudie la possibilité d'une entrée dans l'amont du nucléaire.

6.1.6. Politique d'investissement

L'objectif d'investissements du Groupe EDF est de plus de 35 milliards d'euros pour 3 ans sur la période 2008-2010, dont 20 milliards en France dans la production et les réseaux.

En 2007, les investissements du Groupe EDF se sont élevés à 8,5 milliards d'euros contre 6,6 milliards d'euros en 2006 et 5,3 milliards d'euros en 2005⁵.

L'année 2007 confirme la relance des investissements opérationnels du Groupe EDF : ces investissements sont en hausse de 26 % par rapport à 2006. En France, les investissements de production et de réseaux s'élèvent, en 2007, à 4,5 milliards d'euros contre 3,8 milliards en 2006, en hausse de plus de 18 %. Les investissements de production augmentent en 2007 de plus de 40 % par rapport à ceux de 2006. À l'international, en 2007, les investissements s'élèvent à 3 milliards d'euros (voir section 9.9.1.2 (« Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissements ») ci-dessous).

⁵ Le chiffre s'entend hors investissements liés à la prise de contrôle conjointe du Groupe Edison qui était déjà en cours de finalisation lorsque le Groupe a communiqué sur sa politique d'investissements.

Aperçu des activités



À ces 7,5 milliards d'euros d'investissements opérationnels, se sont ajoutés de l'ordre de 1 milliard d'euros d'investissements de croissance externe.

Cette croissance des investissements a débuté en 2006, année où les investissements opérationnels (5,9 milliards d'euros) ont enregistré une hausse de près de 15% par rapport à 2005. Entre 2006 et 2005, la hausse a atteint 21,5% pour la France (3,8 milliards d'euros contre 3,2 milliards d'euros en 2005) dont 53% pour les investissements de production tandis qu'à l'international, les investissements opérationnels ont été pratiquement stables (2,1 milliards d'euros en 2006 et 2 milliards

d'euros en 2005). A ces investissements opérationnels se sont ajoutés en 2006 0,7 milliard d'euros d'investissements de croissance externe, après 0,1 milliard d'euros réalisés en 2005⁶.

2008 devrait être une année de forts investissements dans un contexte d'évolution croissante des charges opérationnelles (hausse du coût des matières premières, des énergies et des équipements, impacts des hausses de charges de personnel associées à l'accompagnement de la réforme du régime des retraites). Elle verra la poursuite du programme d'investissements qui dépassera 10 milliards d'euros.

6.2 Présentation de l'activité du Groupe EDF en France

6.2.1 Opérations non régulées France

Les opérations non régulées d'EDF en France, activités en concurrence, comprennent la production et la commercialisation d'électricité. EDF met en œuvre un modèle intégré pour la gestion opérationnelle conjointe de ses portefeuilles d'actifs amont (production-achats d'énergie et de combustibles) et aval (ventes en gros - commercialisation) pour garantir la fourniture à ses clients avec la meilleure maîtrise possible des risques liés aux aléas physiques et de marché dans une optique de maximisation de la marge brute.

6.2.1.1 PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

EDF regroupe l'essentiel de ses activités de producteur d'électricité en France au sein de la Direction Production Ingénierie qui dispose de l'ensemble des compétences et des leviers de performance nécessaires pour exploiter le premier parc de production d'électricité européen et assurer son développement et sa pérennité.

Au 31 décembre 2007, la Direction Production Ingénierie comptait 35 609 salariés. Elle est organisée autour de trois grands métiers : le nucléaire, l'hydraulique et le thermique à flamme.

En outre, via son ingénierie, elle apporte ses compétences techniques et industrielles à l'ensemble du Groupe dans les trois domaines nucléaire, hydraulique et thermique à flamme (voir section 6.3 « Présentation de l'activité du Groupe EDF à l'international »).

6.2.1.1.1 PRÉSENTATION GÉNÉRALE DU PARC DE PRODUCTION D'EDF

6.2.1.1.1.1 COMPOSITION ET CARACTÉRISTIQUES DU PARC INSTALLÉ

Avec une puissance installée totale de 96,2 GW en France continentale⁷ au 31 décembre 2007, EDF dispose du parc de production le plus important d'Europe, représentant environ 16 % de la puissance installée totale des principaux pays européens (soit les 22 pays membres de l'UCTE — *Union for the Coordination of Transmission of Electricity* — qui comprennent notamment l'Allemagne, l'Italie, l'Espagne et le Royaume-Uni).

En 2007, la production du parc d'EDF a été de 477,5 TWh.

Le parc métropolitain se compose, au 31 décembre 2007, de :

- 58 tranches nucléaires fonctionnant à partir des réacteurs à eau pressurisée (« REP ») (une tranche étant définie comme une unité de production regroupant un réacteur, des générateurs de vapeur, une turbine, un alternateur et leurs auxiliaires) : ces tranches sont réparties sur 19 sites ; elles possèdent des puissances électriques variables : 34 tranches ont une puissance de 900 MW, 20 tranches ont une puissance de 1 300 MW et 4 tranches ont une puissance de près de 1 500 MW ; elles ont une moyenne d'âge de 22 ans⁸ (entre 6 et 30 ans) ;
- 32 tranches thermiques à flamme en fonctionnement ayant une moyenne d'âge d'environ 30 ans pour celles en service ; à ces tranches viennent s'ajouter 6 tranches à l'arrêt, y compris les deux dernières tranches au fioul qu'EDF a décidé de réactiver d'ici fin 2008 ; par rapport au 31 décembre 2006, 1 tranche au charbon a été, en 2007, mise en retrait définitif d'exploitation suite à la décision du Conseil d'administration du 25 mai 2005 ;
- 447 centrales hydrauliques, ayant une moyenne d'âge d'environ 50 ans ;

À cela viennent s'ajouter :

- les capacités de production éoliennes d'EDF Energies Nouvelles en France (voir section 6.4.1.1.2 (« EDF Energies Nouvelles ») ci-dessous) et des usines d'incinération du Groupe TIRU (voir section 6.4.1.1.3 (« Autres participations dans le secteur des énergies nouvelles — Groupe TIRU ») ci-dessous) ;
- 67 centrales hydrauliques rattachées au périmètre opérationnel de la Direction Production Ingénierie mais détenues par des filiales du Groupe : SHEMA (100 %), FHVM (69,7 % depuis le 8 janvier 2008) et FHYT (détenue à 99 % par FHVM depuis le 8 janvier 2008), représentant un total de 70,1 MW de capacité installée en 2007 et 238 GWh de productible.

⁶ Ce chiffre s'entend hors investissements liés à la prise de contrôle conjointe du Groupe Edison qui était déjà en cours de finalisation lorsque le Groupe a communiqué sur sa politique d'investissement.

⁸ Moyenne arithmétique calculée à partir de la mise en service industriel.

⁷ Pour la Corse et les DOM, voir section 6.2.2.3 (« Systèmes énergétiques insulaires »).

6.2.1.1.1.2 ÉVOLUTION DE LA PUISSANCE INSTALLÉE ET DE LA PRODUCTION DU PARC AU COURS DES TROIS DERNIÈRES ANNÉES

Le tableau ci-dessous présente l'évolution du parc installé au cours des trois dernières années :

Parc installé ⁽¹⁾	au 31 décembre 2005		au 31 décembre 2006		au 31 décembre 2007	
	En MW	%	En MW	%	En MW	%
Nucléaire	63 130	65	63 130	65	63 130	65
Hydraulique ⁽²⁾	19 990	21	20 062	21	20 069	21
Thermique ⁽³⁾	13 920	14	13 206	14	13 032	14
TOTAL	97 040	100	96 398	100	96 231	100

(1) Exprimé en MW de puissance couplée au réseau.

(2) Hors Corse et DOM, soit 371 MW en 2007.

(3) Hors Corse et DOM, soit 1 405 MW en 2007.

Le tableau ci-dessous présente l'évolution de la production du parc installé d'EDF au cours des trois dernières années :

Production	au 31 décembre 2005		au 31 décembre 2006		au 31 décembre 2007	
	En TWh	%	En TWh	%	En TWh	%
Nucléaire	429,2	88	428,1	88	418	88
Hydraulique ^{(1) (3)}	37,5	8	40,2	8	41,2	8
Thermique ⁽²⁾	21,4	4	16,9	4	18,2	4
TOTAL	488,1	100	485,2	100	477,5⁽⁴⁾	100

(1) Hors Corse et DOM, soit 1,4 TWh en 2007.

(2) Hors Corse et DOM, soit 4 TWh en 2007.

(3) Production brute : la consommation d'électricité nécessaire au fonctionnement des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) s'élève à 7,7 TWh en 2007, ce qui conduit à une production hydraulique nette de la consommation liée au pompage de 33,5 TWh.

(4) Cette valeur de 477,5 correspond à l'expression à une décimale de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis.

6.2.1.1.2 ATOUTS DU PARC DE PRODUCTION

Avec une puissance installée totale de 96,2 GW en France au 31 décembre 2007, EDF détient en France continentale le parc de production le plus important d'Europe. Ce parc possède des atouts significatifs :

- **Un mix de production compétitif avec de faibles coûts variables de production et une exposition limitée aux fluctuations des marchés des hydrocarbures grâce aux parcs nucléaires et hydrauliques.**
- **Une diversité des moyens de production permettant de répondre de façon adéquate à la couverture des besoins du portefeuille « aval » d'EDF (clients finals, VPP, ventes sur les marchés de gros, etc.).** L'appel aux différentes composantes du parc est géré en donnant, à chaque instant, la priorité aux moyens offrant les coûts variables les plus bas. L'hydraulique au fil de l'eau est utilisée en production de base. Le nucléaire, en raison de son coût variable de production peu élevé, fonctionne en base et semi-base. L'hydraulique modulable (correspondant à des barrages de retenue) et le parc thermique à flamme sont sollicités en production de semi-base et de pointe.
- **Un parc nucléaire standardisé et important dont la maîtrise de l'ensemble du cycle de vie permet à EDF de bénéficier d'avantages compétitifs.** Par ailleurs, EDF met en œuvre les actions visant à allonger la durée de vie de ses centrales et à en améliorer les performances techniques.
- **Un parc produisant à plus de 95 % sans émission de CO₂** grâce à la prépondérance du nucléaire et de l'hydraulique, ce qui représente un avantage concurrentiel dans un contexte réglementaire de plus en plus contraignant.

- **Une position géographique à la croisée des échanges d'électricité entre la plaque continentale et les péninsules électriques** (Italie, Espagne, Royaume-Uni).

6.2.1.1.3 PRODUCTION NUCLÉAIRE

La production d'électricité réalisée par EDF à partir de son parc de centrales nucléaires constitue, au 31 décembre 2007, 88 % de sa production totale d'électricité. Les caractéristiques de ce parc sont détaillées ci-après.

6.2.1.1.3.1 LE PARC NUCLÉAIRE D'EDF

EDF décline son modèle de réacteur REP selon trois niveaux, ou paliers, de puissance électrique disponible :

- le palier 900 MW composé de 34 tranches d'environ 900 MW (soit une puissance totale de 30 770 MW) ;
- le palier 1 300 MW composé de 20 tranches d'environ 1 300 MW (soit une puissance totale de 26 370 MW) ;
- le palier N4, le plus récent, composé de 4 tranches d'environ 1 500 MW (soit une puissance totale de 5 990 MW) ;

soit un ensemble de 58 tranches en fonctionnement réparties sur 19 sites et constituant une puissance totale installée de 63 130 MW au 31 décembre 2007.

La première tranche du palier 900 MW a été mise en service industriel à Fessenheim en 1978. La tranche la plus récente a été mise en service industriel à Civaux en 2002. Aujourd'hui, ce parc est fort d'un retour d'expérience équivalent à près de 1 300 années-réacteurs (somme arith-

Aperçu des activités



métique des années d'exploitation des centrales REP d'EDF). Avec un âge moyen d'environ 22 ans pour une durée de vie technique estimée supérieure à 40 ans, le parc nucléaire d'EDF est l'un des plus jeunes des parcs installés dans le monde.

EDF est propriétaire de 50 % de Tihange 1 en Belgique et détient des participations dans des centrales allemandes, au travers de sa participation dans EnBW.

EDF est propriétaire des sites des installations nucléaires, ce qui présente un avantage pour le renouvellement du parc. En effet, EDF dispose déjà des emplacements nécessaires à la construction de nouvelles tranches.

Les centrales d'EDF issues des filières de première génération ont été progressivement mises à l'arrêt et sont actuellement en cours de déconstruction.

Contrats d'allocation de production

EDF a développé une coopération industrielle avec des opérateurs européens dans le domaine nucléaire, sous forme de contrats d'allocation de production adossés à des tranches du parc nucléaire français d'EDF. Ainsi, EDF compte, dans son parc, 4 centrales en participation (à hauteur de 1,4 GW) avec les énergéticiens européens suivants :

- Fessenheim 1-2 : EnBW (17,5 %) et un groupement d'électriciens suisses CNP (15 %) ;
- Bugey 2-3 : Electricité de Laufenbourg en Suisse (17,5 %) ;
- Tricastin 1 à 4 : Electrabel (12,5 %) ;
- Cattenom 1-2 : EnBW (5 %).

Le principe de ces contrats d'allocation de production, au niveau de chaque tranche concernée, est de mettre à disposition des partenaires — en contrepartie du règlement de leur quote-part des frais de construction, des coûts annuels d'exploitation (incluant le coût du combustible), des taxes locales et spécifiques au nucléaire et des coûts liés à sa déconstruction — la part de l'énergie produite leur revenant effectivement. Dans ces opérations, les partenaires ont partagé avec EDF les risques industriels lors du développement du parc (3 têtes de série sont concernées) et assument ceux de l'exploitation actuelle des centrales. En revanche, ils n'ont aucun rôle opérationnel.

Par ailleurs, EDF a conclu un second type de contrat d'allocation de production (pour un total de 2 GW) permettant aux partenaires d'EDF de bénéficier d'une quote-part de production d'électricité adossée à un parc de centrales déterminé. Ces contrats concernent principalement les centrales suivantes :

- Chooz B1-B2 (tête de série N4) : Electrabel et la société belge SPE (25 %) ;
- Cattenom 3-4 : Electricité de Laufenbourg en Suisse (7,8 %) et le groupement d'électriciens suisses CNP (21,8 %).

Enfin, EDF a conclu le 30 novembre 2007 un contrat d'allocation de production avec Enel relatif à la centrale Flamanville 3 en construction (voir Section 6.2.1.1.3.5 B. 3. ci-dessous).

6.2.1.1.3.2 ENVIRONNEMENT, SÛRETÉ, RADIOPROTECTION

A. Le respect de l'environnement

EDF entreprend des efforts importants afin de réduire le volume et l'impact des rejets gazeux et liquides de ses centrales nucléaires dans l'environnement. De 1990 à 2002, tout en étant déjà largement inférieur aux limites réglementaires, EDF a divisé par 30 les rejets liquides (hors tritium et carbone 14). Depuis, les rejets liquides ont à nouveau été divisés par deux

entre 2002 et 2007. Ces rejets ont aujourd'hui atteint un niveau plancher très bas.

Sur le plan de la gestion des déchets d'exploitation de faible et moyenne activité (déchets « FAMA »), EDF poursuit ses actions afin de limiter leur entreposage sur l'ensemble des sites nucléaires. Par ailleurs, l'évacuation des déchets de très faible activité (« TFA ») vers le centre de stockage des déchets à très faible activité (« CS-TFA ») de Morvilliers de l'Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs (l'« ANDRA ») s'effectue depuis 2004.

Pour une description du traitement des déchets nucléaires de l'aval du cycle du combustible et de la déconstruction, voir respectivement les sections 6.2.1.1.3.4 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés — B. L'Aval ») et 6.2.1.1.3.6 (« La déconstruction des centrales nucléaires ») ci-dessous.

Une démarche de certification ISO 14001 (voir section 6.4.3.1.2 (« Les outils de mise en œuvre de la politique de développement durable ») ci-dessous) a été entreprise en 2002 pour l'ensemble des unités de production nucléaire. En 2004, toutes les unités étaient certifiées. La certification a été renouvelée en 2005. Le prochain renouvellement de la certification est prévu pour 2008.

B. Une démarche de sûreté nucléaire omniprésente

EDF, en sa qualité d'exploitant nucléaire, assume la responsabilité de la sûreté nucléaire et, dans un contexte en évolution rapide (marché concurrentiel, enjeux environnementaux, etc.), réaffirme la priorité absolue que représente la sûreté nucléaire.

La réalisation du programme électronucléaire français a conduit à la mise en place par EDF d'une démarche de sûreté qui :

- prend en compte, dès la conception, les risques qui pourraient survenir en cours d'exploitation des centrales, qu'ils soient liés au fonctionnement propre des installations ou à des agressions internes ou externes ;
- repose sur l'application de règles d'exploitation rigoureuses mais aussi sur l'attitude prudente et interrogative des équipes techniques au travers de la formation et de la mise en place d'une véritable « culture de la sûreté » ;
- s'appuie sur l'expérience accumulée de l'exploitation d'un parc standardisé de 58 réacteurs (soit près de 1 300 années réacteurs) ;
- bénéficie d'une ingénierie nucléaire et d'une R&D intégrées au Groupe pour anticiper la résolution de défaillances, maintenir les installations en l'état, faire évoluer les matériels de manière continue, réévaluer les marges de sûreté, assurer la veille technologique ainsi que la mise en œuvre de techniques nouvelles plus performantes et la maîtrise d'ouvrage des installations en déconstruction.

La sûreté nucléaire fait l'objet de nombreux contrôles, tant internes qu'externes. Le contrôle externe de la sûreté des installations nucléaires en France est assuré par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (« ASN »).

EDF fait l'objet des contrôles externes suivants :

- À l'échelon national :
 - des inspections réglementaires sont menées sur sites par l'ASN, de façon programmée ou inopinée (environ 400 inspections par an) ;
 - un processus de réexamen décennal de sûreté a également été mis en place depuis 1990. Il vise à renforcer la maîtrise de la conformité des centrales nucléaires en exploitation au référentiel de sûreté et à rééva-

luer ce dernier en fonction du retour d'expérience et des nouvelles connaissances acquises. Ce référentiel de sûreté ainsi réévalué est ensuite stabilisé jusqu'au réexamen suivant. Les objectifs sont fixés par l'ASN (qui en contrôle le respect), EDF propose des solutions pour y répondre et les met en œuvre après approbation de l'ASN. Un réexamen de sûreté a été engagé dans le cadre des deuxièmes Visites Décennales des centrales 900 MW et 1 300 MW : le processus de réévaluation du référentiel de sûreté s'est terminé en 2004 pour le palier 900 MW et en 2006 pour le palier 1 300 MW. Dans les deux cas, l'ASN s'est prononcée favorablement sur la poursuite de l'exploitation des centrales par EDF jusqu'à ce qu'elles atteignent l'âge de 30 ans, date de leur troisième visite décennale, sous réserve de la réalisation sur chacune d'elles des contrôles, vérifications, et modifications matérielles et documentaires résultant du réexamen de sûreté. Les deuxièmes Visites Décennales ont été réalisées à fin 2007 sur 32 centrales du palier 900 MW sur un total de 34, et sur 5 centrales du palier 1 300 MW, sur un total de 20.

Le réexamen de sûreté associé aux troisièmes Visites Décennales du palier 900 MW ainsi que celui associé aux premières Visites Décennales du palier 1 500 MW sont en cours et donnent lieu à des échanges techniques approfondis avec l'ASN. Le réexamen décennal de sûreté constitue une étape essentielle de l'allongement de la durée de vie des centrales (voir section 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires ») ci-dessous).

EDF a attribué à Areva le 14 juin 2007 le premier des grands contrats passés dans le cadre des troisièmes Visites Décennales du palier 900 MW, pour des études et des travaux de maintenance et de modernisation des installations concernées.

- À l'échelon international, des inspections permettant la mise en commun d'une expérience acquise dans le monde, ont lieu régulièrement :
 - les OSART (*Operational Safety Review Team*) de l'AIEA (Agence Internationale de l'Énergie Atomique), sont effectuées à la demande de l'ASN et ont pour objectif de formuler des recommandations et de procéder à la diffusion de bonnes pratiques ;
 - les visites internationales « *Peer Review* » menées par le WANO (*World Association of Nuclear Operators*) sont organisées à la demande d'EDF et portent sur l'évaluation des performances de sûreté par rapport aux meilleures pratiques internationales.

Par ailleurs, EDF a mis en place des procédures de contrôle interne. À titre d'exemple :

- EDF réalise tous les trois à quatre ans pour chaque unité nucléaire des Évaluations Globales de Sûreté qui se déroulent sur 3 semaines et impliquent environ 30 inspecteurs ;
- l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection, rattaché à et nommé par le Président et Directeur Général d'EDF, effectue des audits qui permettent de porter chaque année un avis sur la sûreté globale du parc nucléaire et de proposer à la direction de l'entreprise des actions de progrès.

EDF veut atteindre, en ce qui concerne l'état de ses installations, un niveau comparable aux meilleurs exploitants mondiaux, ce qui nécessite la poursuite de l'amélioration des comportements et des pratiques sur les chantiers de maintenance, ainsi que la réalisation d'investissements ciblés sur des rénovations de locaux et de matériels. Fin 2006, le programme « Obtenir un état exemplaire des installations » a été engagé pour amener l'ensemble des sites nucléaires au niveau des meilleurs standards interna-

tionaux en matière de tenue des installations. Ce programme d'investissement et de maintenance porte sur un montant de l'ordre de 600 millions d'euros d'investissements sur une période de 5 ans.

EDF est soumise à la Loi du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)). Cette Loi garantit à tout individu l'accès à l'information en ce qui concerne les impacts sur la santé et l'environnement et formalise la transparence sur la sécurité nucléaire.

C. Dispositif d'alerte

En cas de situation accidentelle, une organisation de crise est prévue pour permettre de limiter les conséquences sur l'environnement et les populations. Pour assurer la sécurité de l'installation et la protection des populations, le dispositif s'appuie sur deux plans étroitement coordonnés, conçus pour le niveau national et le local : il s'agit du Plan d'Urgence Interne (« PUI »), élaboré par EDF, et du Plan Particulier d'Intervention (« PPI »), élaboré par les préfets en collaboration avec les services de l'État et EDF. Afin d'assurer une meilleure efficacité et donc une meilleure protection des populations, ces plans prennent notamment en compte le risque d'actes de malveillance.

La pertinence du dispositif d'alerte, d'information et de protection des populations est évaluée régulièrement au travers d'exercices de simulation d'accidents, qui permettent d'assurer le bon fonctionnement de l'organisation de crise mais aussi d'améliorer son contenu, en clarifiant notamment les rôles et en validant l'ensemble des moyens matériels et humains sollicités. Chaque année, une centaine d'exercices est organisée pour l'ensemble du parc nucléaire français, soit environ un tous les trois jours. Une dizaine d'entre eux sont d'ampleur nationale, sous la direction de l'ASN et impliquent EDF, les préfetures et les pouvoirs publics.

D. Événements significatifs dans le domaine de la sûreté (ESS)

Les événements sont classés sur une échelle à 7 niveaux (de 1 à 7) suivant leur importance (échelle INES — *International Nuclear Event Scale*). Ceux sans conséquence pour la sûreté nucléaire sont qualifiés « d'écarts » ou encore nommés événements de niveau 0.

Depuis la mise en place en 1987 d'une échelle de ce type en France, aucun événement de niveau 3 (incident grave — très faible rejet à l'extérieur, et exposition du public représentant une fraction des limites réglementaires) et au-delà n'a eu lieu sur le parc nucléaire français. Il y a depuis 2002 au maximum un événement de niveau 2 (incident assorti de défaillances importantes des dispositions de sûreté et/ou contamination importante ou surexposition d'un travailleur) déclaré par an sur l'ensemble du parc nucléaire français, résultant seulement de défaillances des dispositions de sûreté (avant 2002, en moyenne 2 événements étaient recensés par an). La moyenne annuelle de déclaration d'événements de niveau 1 (anomalie sortant du régime de fonctionnement autorisé pour cause de défaillance de matériel, d'erreur humaine ou d'insuffisances dans les procédures) se situe autour de un par réacteur. Le nombre d'événements classés par an pour le parc nucléaire est donc de l'ordre de un par réacteur.

En 2007, aucun événement de niveau 2 n'a été répertorié. Le nombre moyen d'événements recensés de niveau 0 et plus est en 2007 de 10,8 par réacteur et le nombre moyen d'événements classés (recensés de niveau 1 et plus), est de 0,8 par réacteur. Les résultats de sûreté sur les cinq dernières années sont globalement stables.

E. Radioprotection

La mobilisation des acteurs de terrain a permis une amélioration continue des performances en matière de protection des personnels contre les

Aperçu des activités



effets des rayonnements ionisants. Ainsi, la dose collective annuelle moyenne de l'ensemble des intervenants, salariés d'EDF et d'entreprises extérieures, amenés à intervenir dans les centrales a été divisée par deux en moins de dix ans. En 2007, la dose collective moyenne est de 0,63 homme-sieverts par réacteur et par an, niveau comparable aux valeurs moyennes enregistrées par des exploitants allemands, japonais ou américains pour des réacteurs de même technologie, c'est-à-dire à eau pressurisée.

EDF poursuit ses efforts afin de continuer à baisser les doses individuelles des expositions aux rayonnements au-delà de la limite réglementaire. Ainsi, en 2007, le nombre d'intervenants, salariés d'EDF et des prestataires, dont la dose individuelle sur 12 mois glissants a dépassé 16 mSv tout en restant inférieure à 20 mSv (limite réglementaire annuelle) a été au maximum de 20 personnes en janvier 2007 (17 en 2006), et ce nombre décroît depuis (2 personnes sur douze mois glissants à fin décembre 2007) ; parmi eux, aucun n'a dépassé 18 mSv. Pour les années à venir, compte tenu des niveaux déjà atteints, l'effort devra porter de préférence sur les centrales dont les résultats dosimétriques sont les moins bons, notamment en procédant à l'assainissement des circuits.

L'amélioration continue des résultats en radioprotection implique une élévation de la qualité de la culture de la radioprotection au même niveau que la culture de la sûreté. Cette ambition se traduit notamment par la volonté de renforcer les équipes de spécialistes de radioprotection sur le terrain en nombre et en compétences.

6.2.1.1.3.3 LES PERFORMANCES D'EXPLOITATION DU PARC NUCLÉAIRE

Le nucléaire est un moyen de production dont le coût variable, essentiellement constitué par le combustible, est faible puisqu'il représente moins de 30 % des coûts d'exploitation⁹. Le niveau de production atteint et l'optimisation des coûts d'exploitation fixes sont donc les principaux leviers de compétitivité du parc nucléaire. Les leviers relatifs au cycle du combustible sont abordés par ailleurs à la section 6.2.1.1.3.4 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés ») ci-dessous. EDF cherche à accroître, toutes choses égales par ailleurs, sa production d'origine nucléaire et à diminuer les coûts d'exploitation hors combustible.

A. Mode de fonctionnement du parc nucléaire

Cycle de production

Les centrales REP alternent des cycles de production de 12 ou 18 mois et des arrêts afin que soit remplacée une fraction du combustible chargé en cœur.

À chaque fin de cycle de production, il y a une alternance entre deux types d'arrêts programmés :

- l'arrêt pour simple rechargement (« ASR ») durant lequel l'opération essentielle réalisée est le rechargement du combustible ; des essais périodiques et quelques opérations légères de maintenance peuvent être réalisés sur ce type d'arrêt. Cet arrêt a généralement une durée moyenne d'environ 35 jours ;
- la Visite Partielle (« VP »), consacrée au rechargement du combustible et à la maintenance dont la durée moyenne est généralement de l'ordre de 55 jours.

Tous les dix ans, la centrale est mise en arrêt pour une durée moyenne de l'ordre de 90 jours pour effectuer une Visite Décennale (« VD »), lors de

⁹ Les coûts d'exploitation se comprennent comme des coûts « cash » et se définissent de la façon suivante : coûts du combustible (y compris les charges de l'aval du cycle du combustible), dépenses de fonctionnement (achats et services extérieurs, personnel) et dépenses de maintenance (charges et investissements). Ils ne comprennent pas les investissements liés à la construction, les charges de déconstruction, ni les dotations aux amortissements et provisions.

laquelle un contrôle approfondi des principaux composants est réalisé.

Fonctionnement du parc nucléaire d'EDF

Les moyens de production nucléaire, en raison de leur coût variable peu élevé, sont en premier lieu utilisés en base, juste après l'hydraulique au fil de l'eau. Les variations de consommation de la clientèle finale d'EDF durant une année (été-hiver, jour-nuit) et la fluidité actuellement restreinte des marchés de gros en raison d'interconnexions limitées, conduisent ainsi à un fonctionnement du nucléaire également en semi-base. La forte saisonnalisation de la consommation en France (un facteur de l'ordre de 1,6 a été observé en 2007 entre la consommation mensuelle d'août et celle de décembre) et sa variabilité importante en hiver (pour une baisse de 1°C en hiver, la consommation en France augmente de 1 700 MW (source : RTE-EDF Transport)) imposent une certaine concentration des arrêts programmés du parc nucléaire entre avril et octobre. Suite à la canicule de 2003, la programmation des arrêts de tranches a été revue pour réduire le nombre des arrêts en juillet-août et favoriser un maintien en production du maximum de tranches « bord de mer », dont le mode de refroidissement est indépendant des fleuves et rivières.

Afin de concilier les enjeux liés à la forte saisonnalisation de la consommation en France, à la disponibilité des tranches des centrales, et à l'utilisation efficiente du combustible en réacteur, EDF a retenu aujourd'hui pour son parc de centrales des cycles de production de 12 et 18 mois. Fin 2007, cette répartition était la suivante :

- 28 tranches du palier 900 MW ont un cycle de production de 12 mois ;
- 6 tranches du palier 900 MW et les 20 tranches du palier 1 300 MW ont un cycle de production de 18 mois ;
- les tranches du palier N4 ont commencé leur transition d'un cycle de production de 12 mois vers un cycle de production de 18 mois (gestion ALCADÉ), avec une première tranche concernée en novembre 2007 ; les 3 autres tranches auront engagé cette transition d'ici l'été 2008.

B. Production et performances techniques

La production du parc nucléaire s'élève à 418 TWh en 2007 en retrait de 2,4 % (soit de l'ordre de 10 TWh) par rapport à 2006. La baisse de production est due à deux facteurs :

- en premier lieu, à une avarie générique touchant les générateurs de vapeur (« GV ») dans certaines unités de production ; cette avarie correspond à une obturation partielle des passages aménagés pour la circulation d'eau du circuit secondaire (« colmatage des GV ») ;
- en second lieu, et dans une moindre mesure, à un nombre de jours d'indisponibilité fortuite supérieur à la moyenne suite à des aléas techniques ponctuels rencontrés notamment au cours d'interventions de maintenance sur des alternateurs.

À cette production de 418 TWh en 2007 correspond un taux de production du parc nucléaire français (qui se définit comme l'énergie produite rapportée à l'énergie théorique maximale, cette dernière notion correspondant à un fonctionnement à la puissance installée toute l'année), encore appelé « load factor » (« Kp »), de 75,6 %. Ce taux, en retrait de 1,8 points par rapport au Kp de 2006 s'explique par :

- un coefficient de disponibilité « Kd » (énergie disponible¹⁰ rapportée à l'énergie théorique maximale, cette dernière notion correspondant à un fonctionnement à la puissance installée toute l'année) de 80,2 %, en retrait de 3,4 points par rapport à 2006 ;

¹⁰ L'énergie disponible est égale à l'énergie théorique maximale moins les pertes de production pour causes techniques inhérentes à la centrale, c'est-à-dire les arrêts programmés, les arrêts fortuits sur avaries ou pour impératifs de sûreté ainsi que la réalisation d'essais réglementaires.

- partiellement compensé par un coefficient d'utilisation (énergie produite rapportée à l'énergie disponible (« Ku »)) de 94,2 %, supérieur de 1,6 point au Ku de 2006.

Le phénomène de colmatage des GV a eu un impact sur le Kd de 2007 de 2,2 points. Ce phénomène avait été constaté pour la première fois à l'automne 2006 sur la centrale de Cruas, et avait eu un impact de 0,5 % sur le Kd 2006. Les analyses menées par EDF au cours de l'année 2007 ont permis d'estimer l'ampleur du phénomène : il touche potentiellement 15 tranches (8 tranches 1300 MW et 7 tranches 900 MW) sur les 58 du parc et nécessite un traitement par nettoyage chimique des générateurs de vapeur concernés. Un procédé de lessivage chimique a ainsi été progressivement mis au point au cours de l'année 2007 lors des opérations de traitement réalisées sur 4 premières tranches parmi les 15 concernées. Le traitement curatif de toutes les autres tranches concernées par ce phénomène est prévu au cours des prochaines années, dont 6 tranches programmées en 2008. L'impact global de cette avarie générique sur le Kd est estimé à 2 points en 2008 et en 2009. L'année 2008 sera par ailleurs consacrée à l'étude des actions possibles pour prévenir le phénomène.

L'objectif pour le coefficient de disponibilité est d'atteindre 85 % à moyen terme en concrétisant les leviers de performance suivants :

- résolution du problème de colmatage des GV ;
- mise en œuvre intégrale du plan de réduction des durées d'arrêt, et de réduction des indisponibilités fortuites ;
- poursuite du passage à des cycles de production de 18 mois au lieu de 12 mois pour les quatre tranches du palier 1 500 MW, avec un plein effet prévu à partir de 2010.

Les effets de ces leviers seront toutefois atténués par des programmes d'arrêt plus lourds dans les prochaines années en raison d'un nombre annuel plus important de visites décennales et d'opérations importantes de maintien du patrimoine en vue de garantir la prolongation de la durée de vie des centrales.

EDF considère qu'il existe également à terme un potentiel d'amélioration du « load factor » (Kp), par le développement des interconnexions à l'échelle européenne, qui permettrait au parc nucléaire français de trouver

des débouchés supplémentaires.

6.2.1.1.3.4 LE CYCLE DU COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE ET LES ENJEUX ASSOCIÉS

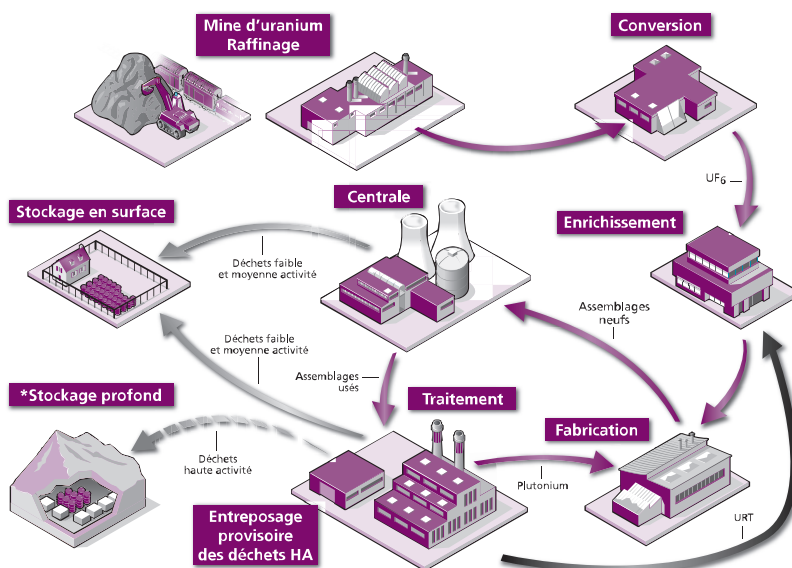
La production nucléaire française a représenté 418 TWh en 2007, ce qui correspond à un volume d'environ 1 200 tonnes de combustibles consommés (tonnes de métal lourd, uranium et plutonium) chaque année, dont environ 1 080 tonnes de combustibles UO₂ (uranium naturel fluoré puis enrichi), 100 tonnes de combustibles MOX (combustible fabriqué à partir du plutonium issu du retraitement) et 20 tonnes de combustible URT (uranium de retraitement).

Le cycle du combustible nucléaire regroupe l'ensemble des opérations industrielles menées en France et à l'étranger qui permettent de livrer le combustible pour produire de l'énergie en réacteur, puis d'assurer son évacuation et son traitement. Le cycle se décompose en trois étapes :

- l'amont du cycle : le traitement des concentrés issus du minerai d'uranium, la conversion, l'enrichissement et la fabrication du combustible (plus de deux ans) ;
- le cœur du cycle qui correspond à l'utilisation en réacteur : réception, chargement, exploitation et déchargement (trois à cinq ans) ;
- l'aval du cycle : l'entreposage en piscine, le traitement des combustibles usés, le conditionnement des déchets radioactifs et le recyclage des matières valorisables, l'entreposage des déchets conditionnés avant leur stockage, tel que prévu dans la Loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs (« la Loi du 28 juin 2006 »).

EDF organise la cohérence d'ensemble des opérations du cycle du combustible. Celles de l'amont et de l'aval sont réalisées par des prestataires, généralement au travers de contrats pluriannuels. EDF assure les opérations du cœur du cycle et acquiert l'essentiel des matières premières au stade de concentrés d'uranium (U₃O₈), les transformations en produits plus élaborés étant confiées aux industriels du cycle à travers des contrats de service (conversion, enrichissement et fabrication). EDF est propriétaire et responsable du combustible durant toutes les étapes suivantes.

Le schéma ci-dessous présente les différentes étapes de ce cycle :



* En ce qui concerne le stockage profond des déchets de haute activité à vie longue, voir section « B. L'aval – Le stockage des déchets ultimes conditionnés » figurant ci-dessous.

Aperçu des activités



Le coût du combustible se décompose à hauteur d'environ deux tiers pour l'amont et un tiers pour l'aval. Au sein de l'amont du cycle, les matières premières (dont la conversion), l'enrichissement et la fabrication des combustibles représentent chacun environ un tiers du coût du combustible.

A. L'amont

Afin d'assurer la continuité et la sécurité d'approvisionnement de ses réacteurs, EDF conserve la maîtrise globale de l'ensemble des opérations du cycle à chaque étape, et gère, dans une perspective de long terme, un portefeuille de contrats.

Par la constitution de stocks aux différentes étapes de l'amont du cycle du combustible (uranium naturel, uranium converti ou enrichi, assemblages neufs en magasin), EDF cherche à éviter d'avoir recours au marché de court terme en cas d'aléas de production dans les mines ou les usines du cycle. Ces stocks apportent des garanties en termes de sécurité d'approvisionnement et de prix, dans un marché des matières et services de l'amont caractérisé par de fortes tensions.

L'approvisionnement en uranium naturel

La plus grande partie des approvisionnements en uranium d'EDF est assurée à long terme par des contrats d'une durée de 7 à 15 ans déjà signés ou par des engagements réciproques devant être confirmés à terme par des contrats définitifs (options garantissant l'accès à des volumes sous conditions de négociations de prix). Cette politique d'achat a pour objectif premier de garantir la sécurité des approvisionnements d'EDF à long terme et contribue également à la couverture partielle du risque prix.

Une part importante des approvisionnements est assurée par Areva à partir de sources géographiques diverses. À partir de 2004, toujours pour renforcer la sécurité de ses approvisionnements, EDF a mené une politique de diversification qui l'a conduit à renforcer le recours à des fournisseurs autres qu'Areva, permettant l'accès à des zones géographiques à fort potentiel (en particulier l'Australie, le Kazakhstan et le Canada).

Ces contrats d'approvisionnements à long terme ont été conclus par EDF entre fin 2004 et début 2006 sur la base de prix inférieurs aux prix de marché spot et long terme actuels. Ces prix sont révisés selon des formules comprenant généralement, dans des proportions variables :

- un prix de base fixe, réévalué ou non suivant les cas, selon des taux d'inflation ;
- une part variable liée à différents indices (incluant, l'indice des prix publié par l'EURATOM représentatif des prix d'approvisionnement des électriciens européens), issus pour la plupart de contrats long terme conclus antérieurement ;
- dans certains cas, des prix planchers et plafonds.

Ces formules d'indexation atténuent et lissent dans le temps les variations à la hausse des prix de marché tout en permettant de bénéficier d'éventuelles baisses.

La conversion

Une part importante des besoins d'EDF est assurée par l'usine Comurhex (groupe Areva), ainsi que par les autres producteurs mondiaux, Cameco au Canada, Converdyn aux États-Unis et Tenex en Russie.

Les contrats conclus par EDF en 2007 permettent de pérenniser ce portefeuille au moins jusqu'en 2016. Le poids financier de l'étape de conversion est faible dans le coût du combustible.

L'enrichissement en Uranium 235

La majorité des services d'enrichissement achetés par EDF provient de l'usine Eurodif-Georges Besse I (groupe Areva) qui utilise la technologie dite de la diffusion gazeuse. Le groupe Areva a décidé de remplacer l'usine actuelle d'Eurodif au début de la prochaine décennie par une nouvelle installation (Georges Besse II) qui utilisera la technologie de l'ultracentrifugation plus modulaire et peu consommatrice d'électricité.

EDF et Areva négocient actuellement les conditions dans lesquelles EDF sera preneuse d'une partie de la production future de George Besse II. Par ailleurs, EDF et Areva ont prolongé en 2007 leur relation contractuelle relative à l'utilisation de George Besse I jusqu'en 2010.

Parallèlement, pour améliorer au plus tôt la compétitivité de son approvisionnement par le recours à des services d'enrichissement par ultra-centrifugation, EDF s'est assurée d'une couverture significative de ses besoins auprès d'Urenco et de Tenex, à partir de 2006.

La filière uranium de retraitement — URT

Cette filière permet d'utiliser l'uranium issu du traitement du combustible usé. Elle fournit actuellement une à deux recharges de combustible par an, qui sont chargées sur deux tranches de la centrale de Cruas. La quantité annuelle non actuellement utilisée est stockée sous forme stable de façon à pouvoir être utilisée ultérieurement, selon l'évolution du marché de l'uranium naturel. L'augmentation actuelle du prix de l'uranium naturel conduit EDF à examiner l'intérêt économique d'étendre cette filière à d'autres réacteurs.

La fabrication des assemblages de combustible

Les contrats avec les fabricants de combustibles — Areva NP et Westinghouse — ont été renouvelés début 2007 pour la période 2008-2012 pour l'ensemble des besoins et intègrent les évolutions de produits.

Le contrat conclu avec Areva NP en mars 2007 assure la part prépondérante des besoins d'EDF.

Le renforcement de la compétitivité par l'amélioration du rendement énergétique des combustibles

EDF met en œuvre une stratégie d'augmentation progressive des performances du combustible nucléaire sur ses différents paliers. L'objectif est d'accroître le rendement énergétique du combustible par augmentation du taux de combustion et d'optimiser les cycles d'exploitation afin d'augmenter la disponibilité des centrales nucléaires tout en permettant des profils d'arrêt cohérents avec la saisonnalité de la demande. Le taux de combustion moyen de l' UO_2 est passé de 33 GWj/t au début des années 80 à 45 GWj/t aujourd'hui.

B. L'aval

EDF assume sa responsabilité concernant le devenir et le traitement de ses combustibles usés et des déchets associés. Areva est en charge du traitement et l'ANDRA, conformément aux orientations définies par la Loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, est en charge des opérations de gestion à long terme de stockage des déchets ultimes.

La stratégie d'EDF, en accord avec l'État, actuellement retenue en matière de cycle du combustible est de pratiquer le traitement des combustibles usés et le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX. Les options actuelles conduisent à traiter environ 850 tonnes de combustible usé par an, sur environ 1 200 tonnes de combustibles consommées par an. Cette stratégie associée à l'amélioration des rendements du combustible, permet de s'assurer, avec les flexibilités industrielles

existantes, que les quantités de combustibles usés en attente restent cohérentes avec les capacités existantes des piscines d'entreposage.

Le décret autorisant EDF à introduire et utiliser du combustible MOX dans les réacteurs 5 et 6 de la centrale nucléaire de Gravelines a été publié au Journal Officiel du 3 novembre 2007, portant de 20 à 22 le nombre de réacteurs EDF autorisés à utiliser du MOX.

Le traitement des combustibles usés issus des centrales nucléaires d'EDF

Les combustibles usés en attente de traitement sont entreposés dans les piscines de refroidissement sous eau, dans des conditions reconnues sûres sur des échelles de temps de plusieurs décennies. À l'issue d'une période de 15 ans environ après leur déchargement du réacteur, les combustibles UO_2 usés sont traités à l'usine Areva NC de La Hague afin de séparer les produits réutilisables des déchets. Les déchets sont ensuite conditionnés et entreposés sur le site de La Hague dans des installations spécifiques.

Les relations entre EDF et Areva NC relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage pour la période 2001-2015 ont été formalisées par un protocole signé en août 2001.

Ce protocole a notamment été mis en œuvre par un contrat en date du 24 août 2004, applicable pour la période 2001-2007. Ce contrat organisait les activités de transport, de traitement et de conditionnement en vue du recyclage du combustible nucléaire usé issu des centrales d'EDF jusqu'à fin 2007. Il prévoyait :

- la prise en charge et le transport des combustibles nucléaires usés depuis les centrales EDF jusqu'à l'usine de retraitement de La Hague ;
- la séparation des matières combustibles recyclables (uranium, plutonium) des déchets de haute activité pour 5 250 tonnes de combustibles usés, soit une moyenne de 850 tonnes par an à compter de la date de signature du protocole de 2001 ;
- le conditionnement des déchets radioactifs contenus dans le combustible usé ;
- l'entreposage des déchets conditionnés dans l'attente de leur évacuation vers un centre de stockage.

EDF et Areva travaillent à la mise en place d'un nouvel accord pour la période post-2007. Pour l'année 2008, un accord transitoire a été conclu. Cet accord transitoire conclu avec AREVA pour l'année 2008 a été renouvelé en mars 2008 pour les opérations prévues en 2009 et couvre également les opérations industrielles de l'usine de MELOX à Marcoule (fabrication et livraison des assemblages MOX).

Le stockage des déchets ultimes conditionnés

Les déchets radioactifs, suivant leur nature, leur niveau de radioactivité et la durée de vie des radionucléides les constituant, ont été classés en différentes catégories : des déchets HA (haute activité) aux déchets TFA (très faible activité) en passant par les déchets FA et MA (faible et moyenne activité). Ils sont dits à vie longue lorsque leur période d'activité dépasse 30 ans, à vie courte dans le cas contraire.

- Déchets de haute activité à vie longue (« HAVL »)

La Loi n° 91-1381 du 30 décembre 1991, dite « Loi Bataille », a prévu des actions de recherche concernant les différentes options possibles de gestion des déchets de haute activité à vie longue et a précisément identifié trois solutions concernant le devenir de ces combustibles usés (voir section 6.5 « Environnement législatif et réglementaire ») :

- la séparation - transmutation (qui consiste à séparer les éléments radioactifs à vie longue et à les transmuter en éléments à vie plus courte) ;

- le stockage en couches géologiques profondes ;
- ou l'amélioration des procédés de conditionnement et d'entreposage de longue durée.

En s'appuyant sur les travaux menés dans le cadre de la Loi dite Bataille, la Loi du 28 juin 2006 définit un programme de recherche pour la gestion à long terme des déchets de haute activité à vie longue.

Elle institue un plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs et dispose que « [...] après entreposage, les déchets radioactifs ultimes ne pouvant pour des raisons de sûreté nucléaire ou de radioprotection être stockés en surface ou en faible profondeur font l'objet d'un stockage en couche géologique profonde ». Elle indique notamment que : « pour assurer [...] la gestion des déchets radioactifs à vie longue de haute ou moyenne activité, les recherches et études relatives à ces déchets sont poursuivies [...] et notamment le stockage réversible en couche géologique profonde [...] en vue de choisir un site et de concevoir un centre de stockage, de sorte que la demande de son autorisation [...] puisse être instruite en 2015 et, sous réserve de cette autorisation, le centre mis en exploitation en 2025 » (pour plus de précisions concernant la Loi du 28 juin 2006, voir section 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires ») ci-dessous).

Le traitement des combustibles usés permet la vitrification des déchets HAVL qui assure un conditionnement de très haute qualité, sous un volume réduit. L'ensemble des déchets HAVL ainsi produits, correspondant à l'exploitation du parc uranium naturel graphite gaz (« UNGG ») et à 40 années d'exploitation du parc REP actuel, représentera un volume d'environ 6 700 m³. Dans l'attente des décisions à prendre sur le stockage en couches géologiques profondes dans le cadre de la Loi du 28 juin 2006, les déchets HAVL conditionnés sont entreposés à La Hague dans des installations spécifiques.

- Déchets de moyenne activité à vie longue (« MAVL »)

Les structures des assemblages (coques et embouts, morceaux de gaines, etc.) également issus du traitement du combustible usé représentent des déchets de structure activés. À la différence des HAVL, ces déchets ne dégagent pas de chaleur et constituent des déchets MAVL. Ils sont aujourd'hui compactés et conditionnés dans des conteneurs en acier inoxydable. D'autres déchets MAVL sont produits par la recherche ou l'industrie du cycle du combustible. Le volume total, incluant notamment les déchets issus de l'exploitation du parc uranium naturel graphite gaz et ceux issus des 40 années de référence d'exploitation du parc REP actuel, représentera environ 37 000 m³ pour la part EDF. Ils se prêtent à un stockage plus rapide que les déchets HAVL, l'absence de dégagement de chaleur n'entraînant pas la nécessité d'un entreposage long pour refroidissement avant stockage.

De même que les déchets HAVL, les déchets MAVL sont entreposés à La Hague dans des installations spécifiques, dans l'attente des décisions sur le stockage en couches géologiques profondes qui seront à prendre dans le cadre de la Loi du 28 juin 2006.

- Déchets de faible et très faible activité (« FA » et « TFA »)

Les déchets FA à vie courte proviennent des installations nucléaires (gants, filtres, résines, etc.). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de l'Aube géré par l'ANDRA. Pour les déchets de faible activité à vie longue (« FAVL ») tels les déchets radifères et les déchets de graphite, des stockages dédiés sont à l'étude (voir section 6.2.1.1.3.2 (« Environnement, Sûreté, Radioprotection — A. Le respect de l'environ-

Aperçu des activités



nement ») ci-dessus). La Loi du 28 juin 2006 prévoit « la mise au point de solutions de stockage pour les déchets graphites et les déchets radifères, de sorte que le centre de stockage puisse être mis en service en 2013 ».

Les déchets TFA sont des déchets dont la radioactivité est comparable à la radioactivité naturelle. Provenant principalement de la déconstruction des installations nucléaires, ce sont surtout des gravats de démolition (béton, ferrailles, calorifuges, tuyauteries, etc.). Un contrat a été conclu le 21 février 2005 entre EDF, Areva NC, le CEA et l'ANDRA concernant la prise en charge par cette dernière des déchets TFA produits en vue de leur stockage sur le centre de Morvilliers pendant 30 ans à compter du 26 septembre 2003. Un protocole d'application a également été signé pour préciser les obligations des parties sur la période 2003-2008.

Prise en compte des charges futures concernant la gestion des combustibles usés et la gestion à long terme des déchets radioactifs

EDF constitue, chaque année des provisions pour l'aval du cycle du combustible nucléaire en France (voir note 31.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2007).

Le coût de stockage des déchets d'exploitation à vie courte peut être déterminé sur la base des contrats en cours avec l'ANDRA. Ces coûts constituent des charges constatées au fur et à mesure de la mise en stockage de ces déchets. En conséquence, elles ne font pas l'objet de provisions spécifiques dans les comptes du Groupe. En revanche, le coût de stockage des déchets issus de la déconstruction des centrales est provisionné.

Les coûts de gestion future des déchets de moyenne et haute activité à vie longue issus du traitement des combustibles usés (y compris le combustible engagé en réacteur et non encore irradié) font l'objet de provisions. Afin de dimensionner le montant des provisions assurant la couverture des charges futures relatives à leur gestion à long terme, EDF a retenu l'hypothèse d'un stockage géologique profond des déchets, en ligne avec le choix d'autres pays (Suède, Finlande, Belgique).

À l'initiative des pouvoirs publics, un groupe de travail réunissant les pouvoirs publics, l'ANDRA et les producteurs de déchets nucléaires (EDF, Areva, CEA) a travaillé de juin 2004 au 1^{er} semestre 2005 sur une réévaluation du coût d'un stockage géologique des déchets de moyenne et haute activité à vie longue, afin de disposer d'un référentiel commun et partagé. EDF a effectué en 2005 une déclinaison raisonnable des éléments issus de ces travaux, en s'assurant également de la cohérence avec les données internationales. Cette déclinaison prend en compte la part relative des déchets dont EDF est responsable et les volumes produits à la date de l'arrêté comptable (voir note 31.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2007).

La Loi du 28 juin 2006 (voir note 31.2 de l'annexe aux comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2007) a défini comme solution de référence le stockage de ces déchets en couche géologique profonde.

Conformément aux prescriptions de ladite Loi et de ses textes d'application parus en 2007, EDF a révisé le montant de ses provisions en prenant en compte notamment :

- les nouveaux délais fixés par la Loi ;
- la nouvelle notion de « combustible engagé » définie par l'arrêté du 21 mars 2007 comme étant l'intégralité du combustible chargé en réacteur, qu'il soit irradié ou non ;

- la nouvelle définition du cycle d'exploitation définie par le décret du 23 février 2007, précisant que le cycle d'exploitation du combustible fait référence à des installations industrielles construites ou en construction ;
- la notion d'exploitant de site pour l'évaluation des charges ;
- les besoins exprimés de financement de l'ANDRA et des Groupements d'Intérêt Public de Haute-Marne et de la Meuse ainsi que ses propres projets d'accompagnement territorial.

6.2.1.3.5 PRÉPARATION DE L'AVENIR DU PARC NUCLÉAIRE

EDF estime que le nucléaire constitue à ce jour une réponse durable et économiquement efficace aux besoins énergétiques futurs, dans un contexte d'épuisement des ressources fossiles ; en effet, les réserves mondiales prouvées d'énergies fossiles sont limitées, sur la base de la consommation actuelle, à environ 40 ans pour le pétrole, 65 ans pour le gaz naturel et 165 ans pour le charbon (AIE — *World Energy Outlook 2006*). Selon les mêmes sources, les réserves d'uranium estimées se montent à une centaine d'années au niveau de production nucléaire actuel. Le développement de réacteurs de nouvelle génération (dit de 4^e génération, voir ci-après) permettrait de diviser de façon significative la consommation d'uranium naturel et de porter le niveau de ces réserves énergétiques à plusieurs milliers d'années. Par ailleurs, l'énergie nucléaire présente l'avantage de ne pas émettre de gaz à effet de serre.

La Loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique du 13 juillet 2005 (la « LPOPE ») (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)), a prévu l'engagement rapide d'un réacteur EPR en France, confirmant le maintien de l'option nucléaire. Pour EDF, la préparation de l'avenir du parc nucléaire s'appuie sur trois axes stratégiques :

- l'allongement de la durée de vie des centrales nucléaires au-delà de 40 ans ;
- la préparation du renouvellement du parc nucléaire, avec le développement d'une tranche EPR tête de série ;
- l'augmentation de la capacité de production du parc existant, avec la mise à l'étude d'une augmentation de puissance des 20 tranches 1300 MW, ainsi qu'un projet d'augmentation de la puissance des rotors basse pression d'une partie des tranches 900 MW ; l'ensemble pourrait conduire, progressivement à partir de 2015, à une augmentation totale du productible comprise entre 8 et 15 TWh.

A. Durée de vie du parc REP d'EDF

Les études d'EDF ont montré qu'une durée de vie de 40 ans était techniquement acquise pour les tranches existantes, sans qu'EDF puisse préjuger de l'accord formel, centrale par centrale, de l'Autorité de Sécurité Nucléaire. En mobilisant sa R&D, son ingénierie, et en adaptant sa politique de maintenance, EDF se fixe pour objectif d'accroître la durée de vie de ses tranches nucléaires au-delà de 40 ans. Les efforts en recherche et développement et les avancées techniques rendent envisageable l'utilisation des centrales pour une durée supérieure à 40 ans (notamment pour la cuve du réacteur et les enceintes de confinement, considérées comme non remplaçables). Aux États-Unis, les licences d'exploitation de nombreuses centrales ont d'ailleurs déjà été étendues de 40 à 60 ans : fin janvier 2008, 48 licences avaient ainsi été prolongées (dont 32 pour des réacteurs à eau pressurisée) et 15 étaient en cours d'instruction (source : US Nuclear Regulatory Commission). En Suède, le processus a également été entamé.

Aucun texte législatif ou réglementaire ne limite a priori la durée d'exploitation des centrales à 40 ans. Néanmoins, l'autorisation de fonctionnement d'une centrale doit être validée par l'ASN tous les 10 ans à l'occasion du réexamen de sûreté effectué sous le contrôle de cette autorité.

B. L'European Pressurized water Reactor (« EPR ») et les enjeux associés

1. EPR : un enjeu industriel majeur

Dans l'attente de la mise au point industrielle des réacteurs de nouvelle génération (4^{ème} génération : réacteurs rapides à sodium, réacteurs à haute température à gaz, réacteurs rapides refroidis au gaz ou au plomb-bismuth, etc.) qui n'apparaîtront pas de façon industrielle sur le marché avant les années 2040, la plupart des grands pays ou constructeurs nucléaires mettent au point des réacteurs de génération intermédiaire (générations 3 et 3+) qui constituent une amélioration (en matière de coût et de sûreté) par rapport aux réacteurs actuels et qui seront disponibles sur le marché à plus court terme, tels que l'AES92 russe, l'AP1000 de Westinghouse, l'ESBWR de General Electric et l'EPR.

EDF a fait le choix de s'appuyer sur la technologie EPR pour préparer le renouvellement de son parc nucléaire en exploitation. Ce réacteur est issu de l'expérience conjointe de l'exploitation des deux plus grands parcs nucléaires européens — les parcs français et allemand — et son référentiel de sûreté a été examiné par les autorités de sûreté allemande et française.

Dans le contexte de renouvellement du parc de production européen, EDF souhaite conserver l'avantage comparatif qu'elle a su bâtir dans les années 1970 et 1980, avec le développement d'un parc nucléaire standardisé et industriellement maîtrisé.

Les décisions de renouvellement du parc nucléaire d'EDF interviendront au plus tôt à l'horizon 2015 pour des mises en service après 2020, notamment au regard des perspectives d'allongement de la durée de vie du parc existant.

Ainsi, EDF a engagé, en assumant le rôle d'architecte ensemblier, la réalisation d'une tête de série EPR en France, avec le projet de Flamanville 3, afin d'être prêt au plan industriel à l'horizon du renouvellement de son parc :

- en maîtrisant un modèle de réacteur techniquement éprouvé et conforme aux exigences de l'Autorité de Sûreté Nucléaire ;
- disposant d'une organisation industrielle opérationnelle, mise en œuvre lors de la construction du premier modèle ;
- en ayant acquis l'expérience d'exploitation suffisante d'une tête de série, avant de mettre en chantier une éventuelle série.

Ce réacteur délivrera par ailleurs, à partir de sa mise en service prévue en 2012, une énergie de base compétitive utile pour faire face aux évolutions de la demande. En effet, le coût complet¹¹ de Flamanville 3 a été estimé en 2006 à 46 euros/ MWh (en euros 2005).

2. Le projet industriel « EPR »

L'EPR est un réacteur d'environ 1 600 MW développé depuis le début des années 90 par Areva NP (Groupe Areva 66 % et Siemens 34 %), en partenariat avec EDF et les électriciens allemands qui ont participé au financement du développement et ont apporté le savoir-faire technique résultant de l'exploitation de leur parc nucléaire.

L'EPR appartient à la même filière que les réacteurs à eau pressurisée actuellement en service en France. Déjà analysé par les autorités de sûreté, il bénéficie des avancées technologiques et opérationnelles des réacteurs français et allemands les plus récents.

L'ampleur du projet industriel EPR répond ainsi à des objectifs ambitieux en matière de :

- sûreté ;
- protection de l'environnement ;
- performances techniques et économiques ;
- organisation optimisée de la maîtrise d'œuvre de cette tranche nucléaire.

La sûreté. Le développement du nouveau type de réacteur EPR est l'occasion pour EDF de renforcer encore la sûreté de son parc nucléaire en réduisant encore plus la probabilité d'occurrence d'un accident grave et en limitant encore plus les conséquences potentielles. Ces enjeux de sûreté ont été retenus dès la conception du réacteur.

La protection de l'environnement. Le projet EPR s'inscrit dans la démarche EDF d'acteur de la protection de l'environnement en améliorant sensiblement ses performances par rapport au parc actuel dans une logique de progrès continu bénéficiant du retour d'expérience.

Par rapport aux tranches 1 300 MW actuelles, le projet EPR a ainsi pour objectif de réduire :

- le volume de déchets radioactifs de 30 % (gain sur les quantités de matières irradiées en réacteur : uranium et déchets de structure) ;
- les rejets radioactifs liquides par MWh produit de 30 % (hors tritium et carbone 14) ;
- les rejets radioactifs gazeux par MWh produit de 30 à 40 % (hors carbone 14).

Au niveau de la radioprotection, la dose annuelle collective visée est deux fois moins importante que le résultat moyen actuel des tranches en exploitation en France.

Les performances techniques et économiques. Les objectifs de performance du projet EPR sont les suivants :

- obtenir une puissance thermique de 4 300 à 4 500 MW pour une puissance électrique nette d'environ 1 600 MW ;
- atteindre une disponibilité de 91 % grâce à certains principes de conception issus des réacteurs allemands qui permettent le fonctionnement des tranches tout en effectuant des opérations de maintenance ;
- utiliser au mieux le combustible (60 000 MW jour par tonne) ;
- atteindre une durée de vie technique de 60 ans.

En substitution au parc REP actuel, l'EPR devrait permettre de réaliser des économies sur les dépenses d'exploitation par kW et par kWh grâce à ses performances techniques et à l'effet de taille constaté aujourd'hui entre les paliers REP 900 et REP 1 300.

Une ingénierie « architecte-ensemblier ». Pour le renouvellement de son parc, EDF souhaite conserver la maîtrise directe :

- de la conception et du fonctionnement des centrales ;
- de l'organisation des projets de développement ;
- du planning de réalisation et du coût de construction ;
- des relations avec l'ASN ;
- de l'intégration directe du retour d'expérience d'exploitation.

¹¹ Somme actualisée des charges prévisionnelles exprimées en euros constants par MWh, incluant les coûts de construction, les intérêts intercalaires, les frais de déconstruction, les coûts d'exploitation et de maintenance, les taxes et les coûts des combustibles y compris les charges relatives à l'aval du cycle.

Aperçu des activités



Cette maîtrise définit le rôle d'architecte ensemble et correspond à la position adoptée par EDF lors du développement, de la rénovation ou de la déconstruction de ses actifs de production, et s'appuie sur ses compétences internes d'ingénierie.

La compétence d'ingénierie intégrée au Groupe EDF est par ailleurs un atout important pour la maîtrise, dans la durée, des performances et de la sûreté de ses actifs de production nucléaire, hydraulique et thermique.

3. État d'avancement du projet

Lancement d'une tranche nucléaire EPR. En octobre 2004, le Conseil d'administration d'EDF a décidé d'engager le processus de construction d'une tranche nucléaire EPR en France à Flamanville.

À l'issue du débat public organisé et animé par la Commission Nationale du Débat Public (CNDP) sur le projet de construction d'une tête de série EPR, le Conseil d'administration d'EDF du 4 mai 2006 a décidé d'engager la réalisation du réacteur EPR sur le site de Flamanville.

Autorisations administratives et Rapport de Sûreté. Le Décret d'Autorisation de Création de l'installation nucléaire Flamanville 3 est paru au *Journal officiel* du 11 avril 2007. Le Permis de Construire Principal a été délivré le 24 avril 2007.

Certaines de ces autorisations obtenues ont fait l'objet de recours contentieux par des associations (voir section 20.5 « Procédures judiciaires et d'arbitrage »).

Conformément à ses engagements lors du débat public, EDF a mené des actions visant à assurer une meilleure transparence. Ainsi EDF a diffusé en septembre 2006 une version publique du rapport préliminaire de sûreté et a signé le 6 novembre 2006 une convention avec la Commission Locale d'Information (CLI) de Flamanville et l'Association Nationale des CLI (ANCLI) permettant à des experts de ces organismes d'avoir accès aux informations techniques du projet et de pouvoir les analyser.

Travaux sur site. L'avancement du projet est conforme au planning initial : les travaux préparatoires à la construction de la centrale, essentiellement de terrassement et de réalisation d'ouvrages enterrés (galeries, murs de soutènement, etc.), ont été achevés fin 2007 ; le premier béton a été coulé début décembre 2007 comme prévu et marque le début de la construction des bâtiments industriels de la centrale. La mise en service industriel du réacteur est prévue en 2012.

Études de réalisation. Les études de conception sont terminées. Les études de réalisation sont en cours en intégrant le choix des fournisseurs des équipements de la centrale.

Ainsi les études détaillées de l'îlot nucléaire réalisées par SOFINEL (filiale 55 % EDF et 45 % AREVA) sont en cours. Ces études ont pour objectif de produire les documents détaillés nécessaires pour la construction de l'îlot nucléaire de Flamanville 3 (plans guide de génie civil, cheminement des tuyauteries et du câblage électrique, etc.).

L'avancement des études et des travaux est conforme à l'objectif général de réalisation.

Contrats de fourniture et de travaux. Le coût d'investissement de l'EPR à Flamanville 3 a été estimé en 2006 à 3,3 milliards d'euros aux conditions économiques de 2005. À fin 2007, EDF a attribué près de 95 % du montant total des contrats et, à la suite d'appels d'offres internationaux, tous les

principaux contrats sont maintenant notifiés, dont le plus important d'entre eux qui est le contrat chaudière conclu avec AREVA.

Partenariat industriel. Au titre d'un accord de coopération signé le 30 novembre 2007, EDF et Enel ont défini les conditions d'un partenariat industriel sur le nucléaire :

- Enel participe financièrement au projet Flamanville 3 à hauteur de 12,5 % de l'ensemble des dépenses de construction et d'exploitation, ainsi que des coûts de déconstruction et de gestion à long terme des déchets nucléaires ;
- Enel reçoit en contrepartie 12,5 % de la production d'électricité de Flamanville 3 sur la durée de son exploitation, livrée en France sur le réseau de transport RTE-EDF Transport ;
- EDF est l'exploitant nucléaire de Flamanville 3, assume en conséquence la responsabilité ultime nucléaire, et prend, in fine, toutes les décisions ;
- Enel a la possibilité de détacher des ingénieurs au sein des équipes en charge du projet puis des équipes d'exploitation de Flamanville 3 dans le but d'acquérir les compétences nucléaires souhaitées par Enel.

Enel dispose des options pour investir dans les cinq tranches EPR suivantes éventuellement réalisées en France par EDF, dans les mêmes conditions que pour la tête de série de Flamanville.

Pour pouvoir exercer ces options, Enel devra proposer à EDF de participer, dans les mêmes conditions, aux projets nucléaires de technologie EPR susceptibles d'être engagés en Italie ou en Europe ou, à défaut, dans d'autres projets d'investissement de même nature.

Préalablement à la réalisation effective de ces investissements, Enel a la possibilité d'acquérir progressivement de l'énergie issue de la production du parc nucléaire d'EDF à concurrence d'une capacité totale de 1 200 MW.

En outre, un *Memorandum of Understanding* a été signé avec Enel concernant les moyens de production thermique à flamme (voir section 6.2.1.1.5 « Production thermique à flamme (« THF ») »).

6.2.1.1.3.6 LA DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES

EDF assume l'entière responsabilité, financière et technique, de la déconstruction de ses centrales. Pour EDF, les enjeux sont de démontrer, au travers du processus de déconstruction, sa maîtrise de l'ensemble du cycle de vie des moyens de production nucléaire.

La déconstruction de centrales nucléaires comporte trois niveaux, selon une typologie définie en 1980 par l'AIEA :

- Niveau 1 : arrêt de la centrale, déchargement du combustible, vidange des circuits (99,9 % de la radioactivité est éliminée), puis mise à l'arrêt définitif : démontage d'installations non nucléaires définitivement mises hors service, accès limité ;
- Niveau 2 : démontage des bâtiments non nucléaires et des bâtiments nucléaires hors bâtiment réacteur, conditionnement et évacuation des déchets vers les centres de stockage, isolement – confinement – mise sous surveillance de la partie entourant le réacteur ;
- Niveau 3 : démontage complet et enlèvement du bâtiment réacteur, des matériaux et équipements encore radioactifs, la surveillance n'est plus nécessaire. À l'issue de ces opérations, le site peut être réutilisé pour un usage industriel.

En pratique, les opérations conduisant aux niveaux 1 puis 2 sont effectuées à la suite l'une de l'autre sur une durée de l'ordre de 10 ans après l'arrêt de production du réacteur. Une période d'attente entre la fin des opérations conduisant au niveau 2 et le début de celles conduisant au

niveau 3 est possible pour permettre la décroissance radioactive des matériaux irradiés. Cette période d'attente est de durée variable, en fonction des intérêts comparés entre la décroissance radioactive et la durée de surveillance des installations, et peut dépendre de la réutilisation envisagée pour le site. À l'issue de cette période d'attente, la durée des opérations conduisant au niveau 3 peut être évaluée à environ dix à quinze ans.

1. La déconstruction des centrales de 1^{ère} génération arrêtées

Concernant les centrales à l'arrêt (un REP : Chooz A, un réacteur à eau lourde : Brennilis, le réacteur à neutrons rapides de Creys-Malville et les six réacteurs de la filière UNGG), le choix effectué par EDF est de les déconstruire intégralement d'ici 2025. Ces sites demeurant la propriété d'EDF, ils resteront placés sous sa responsabilité et sa surveillance. Concernant les centrales REP, certaines options de déconstruction, relatives notamment au calendrier, n'ont pas à ce jour été définitivement décidées.

Dans le cadre de son rôle de propriétaire responsable/maître d'ouvrage, EDF assure la maîtrise d'ouvrage de la déconstruction.

Le cadre réglementaire de la déconstruction a été établi et le processus d'autorisation est finalisé depuis 2003. Il se caractérise par un décret d'autorisation unique, après avis de l'Autorité de Sûreté Nucléaire, permettant la déconstruction totale, ainsi que par des rendez-vous clés avec l'ASN et un processus d'autorisation interne de l'exploitant entre chaque rendez-vous, indépendant des opérationnels et audité par l'ASN (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)).

L'année 2007 a été marquée par la signature du décret de déconstruction totale du réacteur de Chooz A et, en ce qui concerne les sites UNGG, par les avis favorables reçus pour les enquêtes publiques de Saint-Laurent A et Chinon A, ainsi que par l'avis favorable donné sur le rapport de sûreté de la déconstruction de Bugey 1 par le Groupe Permanent¹² d'experts placé auprès de l'ASN.

Concernant la centrale de Brennilis, suite à un recours déposé par une association, le Conseil d'État a annulé le 6 juin 2007 le décret autorisant EDF à procéder à la déconstruction totale du réacteur. Cette annulation a été motivée par l'absence de mise à disposition du public d'une étude d'impact des travaux de déconstruction de la centrale. Suite à cette décision, EDF a pris les dispositions nécessaires afin de garantir la mise en sécurité des installations pendant l'interruption des travaux de déconstruction. EDF prévoit de déposer auprès de l'Autorité de Sûreté Nucléaire un nouveau dossier de demande d'autorisation de déconstruction avant le 31 juillet 2008.

La déconstruction des neuf centrales nucléaires de première génération d'EDF à l'arrêt produira 1 000 000 tonnes de déchets primaires, dont 2/3 de gravats non radioactifs et aucun déchet de haute activité. Le tiers restant correspond à des déchets de très faible à moyenne activité, dont environ 7 % de déchets nécessitant de nouvelles filières d'entreposage et de stockage.

Ces filières d'évacuation des déchets sont en cours de mise en œuvre :

- Le projet d'Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés qui a été lancé sur le site de Bugey. L'enquête publique réalisée à l'été 2006 a reçu un avis favorable. L'instruction technique est en cours par l'ASN. L'appel d'offres pour la conception et la réalisation a été lancé. La mise en service est prévue fin 2012.

¹² Instance constituée d'experts et de représentants de l'Administration chargée, sur demande de l'Autorité de Sûreté Nucléaire, d'étudier les problèmes techniques que posent, en matière de sûreté, la création, la mise en service, le fonctionnement et l'arrêt des installations nucléaires.

- Le Centre de Stockage Graphite qui est inscrit dans la Loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs pour une mise en service en 2013.

2. Les coûts de déconstruction et les actifs constitués pour la couverture des engagements de long terme

Les coûts de déconstruction

Depuis le début de l'exploitation de ses centrales, EDF constitue des provisions pour couvrir les travaux de déconstruction, l'ingénierie, la surveillance et la maintenance des installations, la sécurité du site (voir note 31.4 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2007). Les charges de conditionnement, de transport, de stockage (par l'ANDRA) des déchets de déconstruction comptabilisées au sein des provisions pour déconstruction au 31 décembre 2006 ont été reclassées au 31 décembre 2007 dans les provisions pour aval du cycle nucléaire du fait de la Loi du 28 Juin 2006 et de ses textes d'application. (voir note 31.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2007). Les montants ainsi provisionnés correspondent à l'estimation par EDF des charges de déconstruction pour atteindre le niveau 3.

Dans le cas des réacteurs de la filière REP, les provisions sont constituées sur la base d'un montant provisionnel équivalent à 300 euros (2007)/kW¹³ installé, soit environ 15 % du coût complet d'investissement de la partie nucléaire des installations. Cette estimation des coûts de déconstruction (y compris la gestion à long terme des déchets), initialement évaluée par la Commission Peon (1979), a été confirmée par des études détaillées effectuées en 1999 à partir d'un exemple représentatif : le site de Dampierre (site comportant quatre réacteurs). Cette estimation détaillée des coûts de déconstruction sera réactualisée par EDF d'ici 2010. Par ailleurs, une comparaison internationale réalisée par l'OCDE fin 2003 montre que les estimations d'EDF sont cohérentes avec les estimations des autres pays. EDF se situe à environ 25 % au-dessus des estimations réalisées pour les centrales espagnoles et 15 % en dessous des estimations réalisées pour les centrales allemandes. Pour ce dernier pays, l'écart avec l'évaluation d'EDF s'explique par une politique différente pour la gestion des déchets TFA, FAVL et MAVL (retraitement et entreposage en Allemagne — stockage en France).

Contrairement au parc REP en exploitation, les réacteurs de première génération à l'arrêt sont différents les uns des autres et l'estimation des charges de déconstruction a été réalisée réacteur par réacteur.

- Installations de tiers : La Hague

Dans le prolongement du contrat signé le 24 août 2004 sur le retraitement du combustible (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés »)), EDF et Areva ont souhaité clarifier leurs responsabilités respectives, en négociant les conditions juridiques et financières du transfert à Areva NC de la contribution financière d'EDF au démantèlement des installations de La Hague et aux opérations de reprise et conditionnement des déchets anciens. Les taux d'inflation et d'actualisation, de même que l'assiette, la quote-part d'EDF et l'échéancier des dépenses provisionnelles, ont fait l'objet d'un accord entre EDF et Areva NC fin septembre 2003. Les négociations concernant les modalités d'application de cet accord ont abouti sur le principe du versement d'une soule libératoire à Areva NC selon des modalités précises qui restent à fixer (voir note 31.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2007).

¹³ Contre 294 euros (2006)/kW et 288 euros (2005)/kW.

Aperçu des activités



Les actifs constitués pour la couverture des engagements nucléaires de long terme (hors cycle d'exploitation)

Conformément à une décision du Conseil d'administration d'EDF de juin 1999, des actifs dédiés ont été progressivement constitués par EDF à compter de l'exercice 2000 au moyen de dotations annuelles. Ils représentaient au 31 décembre 2007 une juste valeur de marché de 8,6 milliards d'euros (voir note 24.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2007).

Le 5 septembre 2005, le Conseil d'administration d'EDF a validé la proposition consistant à accélérer le rythme de constitution des actifs dédiés, pour couvrir, d'ici fin 2010, la totalité des engagements. Depuis, la Loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs a conforté cette décision et les décrets et arrêtés qui sont parus en 2007 ont précisé l'assiette des actifs de couverture à constituer.

Aux termes de la Loi, EDF a transmis en juin 2007 son premier rapport triennal sur la sécurisation du financement des charges nucléaires aux autorités administratives compétentes, qui décrit notamment l'évaluation des charges relatives à la déconstruction de son parc de centrales nucléaires et au stockage des déchets radioactifs produits, les méthodes appliquées pour le calcul des provisions afférentes à ces charges et les choix retenus en ce qui concerne la composition des actifs dédiés.

Le décret du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007 ont principalement précisé le dispositif de sécurisation du financement des charges nucléaires en établissant une nomenclature de l'ensemble de ces charges, en distinguant celles relevant du cycle d'exploitation, en encadrant leur évaluation ainsi que le taux d'actualisation retenu par les exploitants nucléaires pour le calcul des provisions afférentes. Ces textes fixent par ailleurs des règles d'investissement et de gestion pour les actifs dédiés et organisent le rôle des organes sociaux et de direction ainsi que les dispositifs de contrôle à mettre en place par les exploitants nucléaires.

Les engagements devant être couverts par les actifs dédiés concernent désormais :

- la déconstruction des centrales nucléaires du parc REP en exploitation et des centrales à l'arrêt (9,9 milliards d'euros au 31 décembre 2007) ;
- l'évacuation et le stockage définitif des déchets (5,9 milliards d'euros au 31 décembre 2007, voir note 31.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2007) ; conformément à l'arrêté du 21 mars 2007, ce montant couvre également la gestion à long terme des combustibles non recyclables dans le parc existant (MOX et assemblages de Creys-Malville) qui ne figurait que partiellement dans l'assiette initiale décidée par le Conseil d'administration du 5 septembre 2005 et les déchets issus du démantèlement des centrales nucléaires qui ont été dissociées du montant de la déconstruction, conformément aux attentes du législateur ; et
- la gestion du combustible usé et le stockage des déchets relatifs à la partie non consommée du dernier cœur des centrales (0,4 milliard d'euros au 31 décembre 2007).

Certaines provisions ont été exclues de l'assiette des actifs de couverture à constituer, car elles correspondent à des charges considérées comme relevant directement du cycle d'exploitation (arrêté du 21 mars 2007).

Il s'agit principalement de la provision pour gestion du combustible usé. Cette provision fait l'objet de dotations et de reprises chaque année et peut être assimilée à un élément du cycle d'exploitation, au même titre que d'autres éléments (stock de combustible par exemple).

Par ailleurs, la quote-part du démantèlement des installations de tiers n'est pas incluse dans les actifs dédiés d'EDF, car ils doivent être constitués par l'exploitant de ces installations. C'est le cas de la provision pour la quote-part d'EDF dans la déconstruction des installations de la Hague, pour lesquelles EDF et Areva se sont accordées sur le principe du versement d'une soule libératoire, qui devrait alimenter le fonds du fournisseur. Pour la même raison, la provision pour la quote-part du démantèlement de Phénix n'est pas incluse dans cette assiette.

Enfin, la quote-part de la provision pour dernier cœur correspondant à la non-utilisation du stock de combustible se trouvant dans le réacteur lors de son arrêt définitif d'un montant de 1,3 milliard d'euros au 31 décembre 2007, est par définition déjà financée, et n'est pas à inclure dans les engagements.

La dotation au portefeuille d'actifs dédiés d'EDF au titre de l'exercice 2007 s'élève à 2,4 milliards d'euros (voir note 33.4 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2007). Le Conseil d'administration d'EDF du 5 septembre 2005 avait décidé d'effectuer, sur la période 2007-2010, un versement de 2,35 milliards d'euros (exprimés en euros 2005) pour chacune des quatre années composant cette période. Cet échéancier sera recalé sur les trois années à venir pour tenir compte d'une majoration de l'assiette de 0,9 milliard d'euros (dotés sur la période 2008-2010) induite par la prise en compte du nouveau périmètre défini par la Loi du 28 Juin 2006.

6.2.1.1.4 PRODUCTION HYDRAULIQUE

La production d'électricité réalisée par EDF à partir de son parc de centrales hydrauliques a représenté en 2007 8 % de sa production totale d'électricité.

6.2.1.1.4.1 LE PARC DE PRODUCTION HYDRAULIQUE D'EDF

Le parc hydraulique d'EDF en France continentale comprend 447 centrales :

- environ 10 % des centrales ont une puissance unitaire supérieure à 100 MW ; elles représentent environ 50 % de la production totale ;
- environ 50 % des centrales ont une puissance unitaire inférieure à 12 MW ; elles représentent environ 10 % de la production totale.

L'âge moyen du parc est d'environ 50 ans et 25 % des installations ont plus de 75 ans.

Les centrales se trouvent principalement dans les massifs montagneux des Pyrénées, des Alpes, du Massif Central et du Jura, ainsi que sur le Rhin. L'ensemble représente une puissance installée d'environ 20 GW (hors DOM et Corse), soit 20 % du parc d'EDF, pour une énergie productible (c'est-à-dire maximale) annuelle d'environ 46 TWh, contribuant à placer la France au rang de premier producteur d'électricité renouvelable de l'Union Européenne.

Les différents aménagements hydrauliques sont conçus pour optimiser l'exploitation de la ressource en eau des vallées. Du fait de la taille et de la variété de son parc, EDF dispose d'aménagements qui sont capables de répondre à tous les types d'usages souhaités, en « base » ou « pointe », et qui offrent des leviers d'optimisation de par leur souplesse d'utilisation :

- les aménagements au « fil de l'eau », comme sur le Rhin, ne possèdent pas de capacité de stockage et produisent de l'énergie en fonction des apports d'eau du moment. Ils représentent une puissance totale de 3 700 MW et un productible de 17,6 TWh ;
- EDF dispose d'une usine marémotrice, sur la Rance : elle utilise le mouvement ascendant et descendant de la marée pour créer le dénivelé indispensable à la production d'énergie, fournissant de cette manière

de l'électricité de manière très régulière. Cette usine représente une puissance totale de 240 MW et un productible de 540 GWh ;

- les éclusées font intervenir une réserve d'eau de moyenne importance (plus faible que celle d'un lac), destinée à une utilisation ponctuelle en cours de semaine ou de journée, pour couvrir les pointes de demande. Elles représentent une puissance totale de 3 300 MW et un productible de 10,6 TWh ;
- les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) se composent d'un bassin amont et d'un bassin aval. L'eau est pompée du bassin aval vers le bassin amont en période de faible consommation, de manière à constituer un stock, qui sera utilisé pour produire de l'énergie en période de pointe (l'eau sera alors « turbinée » du bassin amont vers le bassin aval). Elles représentent une puissance totale de 4 200 MW qui a permis ces dernières années d'une part le pompage de plus de 7 TWh et le turbinage d'environ 6 TWh, et d'autre part, une production de 1,2 TWh, grâce aux apports naturels d'eau dans le bassin supérieur de certaines STEP ;
- les aménagements de « lacs » situés dans les massifs montagneux (Alpes, Massif Central et Pyrénées) représentent une puissance totale de 8 800 MW et un productible de 16,5 TWh. Ils sont utilisés pour leur grande capacité de stockage de saison à saison. Ils peuvent ainsi, en fonction de la demande, profiter des périodes propices pour remplir leur réservoir et être disponibles en période de forte consommation ou pour garantir l'équilibre du système électrique. Pour assurer l'équilibre et l'optimisation de son portefeuille d'actifs amont/aval en France, EDF dispose ainsi, par l'intermédiaire de leur capacité de stockage, d'une valeur optionnelle sur une trentaine d'installations de « lacs » significatives.

6.2.1.1.4.2 LA SÛRETÉ HYDRAULIQUE

La sûreté hydraulique est l'ensemble des dispositions prises lors de la conception et de la gestion des aménagements hydroélectriques et a pour objectif de maîtriser les risques que la présence ou le fonctionnement des aménagements hydrauliques créent pour les personnes, les biens et l'environnement (voir section 4.1.2.2 (« Gestion du risque de sûreté hydraulique »)). Elle comporte trois activités principales :

- la maîtrise des variations de niveaux ou de débits à l'aval des ouvrages ;
- la gestion des ouvrages durant les périodes de crues, pour assurer la sécurité des installations et des populations ;
- la prévention du risque majeur que représente la rupture d'un ouvrage hydraulique par la surveillance et la maintenance des ouvrages sous le contrôle des services de l'État, principalement des Directions Régionales de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement (DRIRE). Parmi les barrages les plus importants, 68 d'entre eux font l'objet d'une procédure particulière (« Plan Particulier d'Intervention ») mise en œuvre par le Préfet compétent.

EDF pratique une surveillance et une maintenance régulière de ses barrages, notamment par une auscultation continue des barrages. Le relevé et l'analyse en temps réel, sur chaque site, de multiples données (suivi des mesures de tassements, de pression, de fuites conjugués à l'inspection visuelle du béton, et au contrôle des parties mécaniques, etc.) permet à EDF d'établir en permanence un diagnostic sur la santé de ses barrages. À Grenoble et à Toulouse, les équipes d'EDF peuvent analyser à distance, grâce à une série de capteurs, les barrages les plus importants ou les plus difficiles d'accès.

Enfin, pour chacun des 150 grands barrages, un *check-up* complet est réalisé tous les dix ans, assorti d'une vidange ou d'une inspection de la structure avec des moyens subaquatiques. Ces opérations sont effectuées sous le contrôle rigoureux des services de l'État (DRIRE et STEEG – Service Technique de l'Énergie Électrique et des Grands Barrages, au sein du

Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie). En 2007, EDF a réalisé 12 visites décennales sur ces ouvrages.

La sûreté hydraulique est une priorité absolue dans le domaine de la production hydraulique, à l'origine d'une évolution en profondeur des pratiques et des politiques d'exploitation au cours des dernières années. Elle constitue un élément déterminant pour orienter les décisions en matière de maintien du patrimoine.

6.2.1.1.4.3 LA PERFORMANCE DU PARC DE PRODUCTION

Un parc fortement automatisé

Afin d'exploiter au mieux la souplesse de son outil de production hydraulique, EDF a engagé depuis de nombreuses années des programmes ambitieux d'automatisation, de conduite à distance de ses centrales hydrauliques et de gestion centralisée de vallée.

Aujourd'hui, les 100 centrales les plus importantes du parc hydraulique d'EDF, représentant plus de 75 % de sa puissance hydraulique installée, sont gérées à distance depuis 4 centres de conduite capables de mobiliser 14 000 MW en moins de 20 minutes.

Performances techniques du parc

L'année 2007 a été à nouveau globalement sèche (hydraulicité inférieure à la normale) avec une production d'électricité d'origine hydraulique (hors déduction de 7,7 TWh de consommation d'électricité nécessaire au fonctionnement des stations de transfert d'énergie par pompage) de 41,2 TWh. Sujette aux aléas de la ressource en eau, la production hydraulique varie suivant les années.

La disponibilité globale du parc hydraulique, c'est-à-dire le pourcentage du temps dans l'année pendant lequel la centrale est disponible à pleine puissance, s'est établie en moyenne à environ 92 % au cours des dernières années. L'indisponibilité résiduelle du parc hydraulique d'EDF (environ 8 %) provient pour 5 à 6 % de travaux d'entretien et de maintien du patrimoine (indisponibilité programmée) et pour 2 à 3 % de prolongements de travaux et d'avaries (indisponibilité fortuite).

Le taux de réponse à la sollicitation du parc, c'est-à-dire le taux de réussite de la réponse aux ordres de démarrage ou d'arrêt reçus par les centrales, est supérieur à 99 % depuis plusieurs années, dans un contexte d'augmentation significative de la sollicitation des ouvrages de production hydraulique. À titre d'exemple, des centrales conçues pour répondre à 5 séquences de démarrage-arrêt par semaine sont régulièrement sollicitées plus de 5 fois par jour.

Dans la continuité de la démarche initiée en 2005 pour l'identification des risques de défaillances par famille de matériel et dans un contexte marqué par quelques avaries ayant entraîné l'indisponibilité d'installations sur du moyen terme (barrage de Tuilières en Dordogne, etc.), EDF a décidé en 2006 d'engager un programme de mise à niveau technique et de maintenance renforcée des ouvrages pour un montant global de 560 millions d'euros sur la période 2007-2011 afin de rénover certaines installations, de maintenir, dans la durée, un niveau élevé de sûreté hydraulique et de préserver les performances techniques de son parc dans la durée.

Ce programme de rénovation du patrimoine hydraulique intitulé Sûreté et Performance de l'Hydraulique « SuperHydro » d'une durée de 5 ans entraînera, transitoirement pendant la durée des travaux, des indisponibilités plus conséquentes que celles enregistrées ces dernières années.

Aperçu des activités



Le programme a démarré en 2007 et son avancement est conforme aux prévisions. La priorité est de permettre le redémarrage des principales installations actuellement à l'arrêt (Tuilières et Pragnères) et de consolider les performances techniques du parc. Les réalisations du programme en 2007 n'ont pas impacté le taux de réponse à la sollicitation du parc hydraulique.

Au-delà de la période de mise en œuvre de « SuperHydro », EDF se fixe pour objectif de maintenir un taux de disponibilité de 92 %.

6.2.1.1.4.4 LES ENJEUX ACTUELS ET FUTURS DE LA PRODUCTION HYDRAULIQUE

La filière hydraulique s'attache aujourd'hui à répondre aux enjeux suivants :

Le renouvellement des concessions

Les ouvrages de production hydraulique sont exploités dans le cadre :

- de concessions accordées par le Premier ministre, pour les ouvrages de plus de 100 MW ou par le préfet, pour les ouvrages dont la puissance est comprise entre 4,5 MW et 100 MW ;
- d'autorisations préfectorales pour les ouvrages de moins de 4,5 MW.

EDF est aujourd'hui le concessionnaire de la majorité des chutes hydro-électriques en France.

D'une durée initiale de 75 ans, conformément à la Loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique, les concessions sont en général renouvelées pour des durées de 30 à 40 ans. Le renouvellement des titres est l'occasion d'une évolution du cahier des charges qui peut alors intégrer de nouvelles exigences en termes de gestion de la ressource en eau et prendre en compte les dispositions figurant dans le dernier cahier des charges-type annexé au décret n° 99-872 du 11 octobre 1999.

Du fait de son statut de société anonyme, et par application de la Loi Sapin (1993) (voir section 6.5.4.3 (« Réglementations applicables aux autres modes de production du Groupe EDF ») ci-dessous), EDF est désormais soumise à la concurrence en ce qui concerne le renouvellement de ses concessions hydrauliques. EDF estime que ce nouveau cadre réglementaire ne devrait pas entraîner de conséquences importantes à court et moyen terme. En effet, les concessions hydrauliques arrivant à échéance d'ici 2015 ne représentent qu'environ 11 % de la puissance hydraulique totale installée d'EDF en France (un peu plus de 5 % de la production hydraulique totale d'EDF). D'ici 2020, 2,5 % supplémentaires de la puissance hydraulique totale d'EDF en France arriveront à échéance. Le processus de renouvellement est déjà engagé pour une partie de ces concessions.

Dans l'hypothèse où une concession ne serait pas reconduite, le concessionnaire sortant ne bénéficie, en l'état de la réglementation en vigueur, d'aucune indemnisation. À l'échéance de la concession, toutes les installations appartenant à l'État (ouvrages allant du barrage à la turbine) doivent être en « bon état d'entretien ». La Loi de finances rectificative pour 2006 prévoit le remboursement des dépenses non amorties liées soit aux travaux de modernisation, soit aux travaux permettant d'augmenter les capacités de production. La Loi de finances rectificative pour 2006 prévoit également pour les concessions hydrauliques l'établissement, lors de leur renouvellement, d'une redevance annuelle plafonnée à 25 % des recettes résultant des ventes d'électricité issues de l'exploitation des ouvrages hydroélectriques concédés, versée à l'État et affectée en partie aux départements. Les décrets d'application sont en cours d'élaboration.

En 2007, EDF n'a pas obtenu le renouvellement d'une concession de puissance nominale de 12 MW composée de 3 usines sur la rivière de la Séveraise dans les Alpes.

Pour l'avenir, EDF cherchera à obtenir le renouvellement des concessions qui présentent un enjeu pour l'équilibre de son parc de production.

La gestion de l'accès à l'eau

Les 220 barrages exploités par EDF en France permettent le stockage de 7,5 milliards de m³ d'eau, soit 75 % des réserves nationales de stockage de surface.

Les aménagements hydrauliques ont des effets positifs tant sur le développement économique que dans le domaine de l'environnement et EDF mène une politique active de gestion concertée de la ressource hydraulique en coopération avec les différents acteurs de l'eau. Des conventions sont conclues avec les élus locaux, agriculteurs, pêcheurs, responsables de sites touristiques, industriels.

EDF privilégie la voie de la concertation avec les acteurs de terrain. Cette démarche vise d'abord à mesurer les effets réels de l'exploitation hydraulique sur l'environnement et les autres usages, et d'essayer de diminuer ces effets lorsque cela est techniquement possible et économiquement raisonnable.

Ainsi, 700 millions de m³ d'eau sont lâchés chaque année depuis les barrages pour satisfaire d'autres usages que la production d'électricité (alimentation en eau potable, soutien d'étiage, irrigation, production de neige artificielle, sports d'eau vive, etc.).

La Loi sur l'eau et les milieux aquatiques du 30 décembre 2006 contient des dispositions relatives à la gestion de la ressource en eau (notamment la valeur des débits réservés¹⁴ et la souplesse d'exploitation des centrales hydrauliques). EDF estime que ces nouvelles dispositions entérinées devraient avoir des conséquences limitées à moyen terme sur son activité hydraulique (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)).

Le développement

95 % du potentiel hydraulique est actuellement exploité en France.

Le développement de l'activité hydraulique d'EDF repose actuellement sur l'aménagement de Gavet. Il consiste à remplacer les six centrales hydrauliques en fin de vie installées sur la Romanche, par une seule, la centrale de Gavet, d'une puissance de l'ordre de 90 MW pour une production d'environ 540 GWh.

Des projets sont en cours de réalisation ou à l'étude dans les domaines suivants :

- la production à partir des débits réservés. L'objectif est d'équiper un certain nombre de barrages pour turbiner le débit réservé et récupérer une partie de l'énergie associée. EDF a réalisé un équipement en 2007 et prévoit de poursuivre ensuite à raison d'environ cinq projets par an ;
- le développement de la « Petite Hydraulique » (centrales de puissance inférieure à 12 MW). À titre d'exemple, SHEMA, filiale à 100 % du Groupe EDF, est actuellement en phase d'étude pour environ 5 aménagements nouveaux devant être réalisés d'ici 2010, représentant une capacité totale de 14 MW.

Par ailleurs, EDF se donne pour objectif d'exploiter toutes les opportunités de développement qui peuvent lui être offertes, en particulier :

¹⁴ Débit minimal maintenu à l'aval des barrages pour préserver la vie aquatique.

- lancer des études technico-économiques relatives à des stations de transferts d'énergie par pompage en France ;
- étudier la possibilité de réaliser l'installation d'un groupe supplémentaire d'environ 30 MW sur la centrale hydroélectrique de Gamsheim sur le Rhin ;
- étudier les possibilités de « suréquipement » (par exemple, augmentation de puissance d'ouvrages hydrauliques existants) offertes par ailleurs par la Loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique (dite la « LPOPE » voir section 6.5.2.2 (« Législation française »)) pour contribuer au développement de moyens de pointe ;
- réaliser dans le cadre du renouvellement des concessions, des adaptations des ouvrages (modernisation, optimisation de la production, etc.).

6.2.1.1.5 PRODUCTION THERMIQUE À FLAMME (« THF »)

La production d'électricité réalisée par EDF à partir de son parc de centrales thermiques à flamme en France continentale a représenté, en 2007, environ 4 % de sa production totale d'électricité. Ce parc, dont l'âge moyen est d'environ 30 ans, dispose à cette même date d'une puissance en fonctionnement de 10 187 MW (pour une puissance installée totale de 13 032 MW). Les moyens de production THF présentent un certain nombre d'atouts :

- une grande réactivité et flexibilité (démarrage rapide et modulation de la puissance) ;
- la capacité à être placés en arrêt prolongé (mises en réserve) ou, au contraire, à être remis en exploitation dans des délais courts ;
- un coût d'investissement plus faible que le nucléaire ou l'hydraulique et des délais de construction réduits.

Par ailleurs, les centrales thermiques à flamme les plus modernes offrent une meilleure maîtrise des différentes émissions (dioxyde de carbone, dioxyde de soufre, oxyde d'azote et poussières).

Les moyens de production THF constituent ainsi une des composantes essentielles du mix énergétique pour assurer en temps réel l'équilibre production-consommation et pour répondre aux fluctuations de la consommation d'électricité. Avec une partie des installations hydrauliques (lacs, STEP), ils répondent aux besoins en électricité de semi-base et de pointe.

Ils jouent aussi un rôle important dans l'adaptation des capacités de production d'EDF en réponse à l'évolution des besoins de ses clients. Leur performance présente néanmoins une sensibilité à différents facteurs pouvant conduire à un coût de production plus élevé :

- le durcissement des réglementations environnementales (émission de produits polluants, qualité de l'air) ;
- le respect des quotas d'émissions de gaz à effet de serre ;
- l'évolution du coût des combustibles (dont les hydrocarbures).

6.2.1.1.5.1 LE PARC DE PRODUCTION THERMIQUE À FLAMME D'EDF

Composition du parc

Au 31 décembre 2007, le parc thermique à flamme en exploitation d'EDF est composé de capacités de production diversifiées, tant au niveau du combustible que de la puissance :

- Tranches charbon :
 - 9 tranches d'une puissance de 250 MW, mises en service entre 1965 et 1971 (Blénod 2, 3 et 4, Bouchain 1, Le Havre 1, La Maxe 1 et 2 et Vitry 3 et 4) ;

- 4 tranches de 600 MW : Le Havre 2, mise en service en 1969, et 3 tranches plus récentes (Q600) mises en service entre 1983 et 1984 (Cordemais 4 et 5, Le Havre 4).

- Tranches fioul :
 - 3 tranches de 250 MW, mises en service entre 1971 et 1973 (Martigues 1, 2 et 3) ;
 - 3 tranches de 600 MW, mises en service entre 1973 et 1975 (Porcheville 2, 3 et 4) ;
 - 3 tranches de 700 MW, mises en service en 1976 et 1977 (Aramon 2 et Cordemais 2, ainsi que Cordemais 3 remise en service en 2007).
- Tranches au gaz sidérurgique (« gaz de haut fourneau ») : 2 tranches mises en service en 1959 et 1961 (Richemont 3 et 5).
- Turbines à Combustion (« TAC ») : 8 tranches réparties sur 4 sites (Arrighi, Brennilis, Dirinon et Gennevilliers) mises en service depuis 1980 (dont une tranche mise en service en 2007 sur le site d'Arrighi, pour une puissance installée de 130 MW), qui constituent des moyens de super pointe très réactifs.

La puissance installée du parc en exploitation s'établit à 10 187 MW.

EDF prévoit de réactiver en 2008, 2 tranches au fioul mises en réserve représentant 1 270 MW (Aramon 1, Porcheville 1). Par ailleurs, 4 tranches d'une puissance totale de 1 575 MW restent en réserve. La puissance installée totale s'établit donc à 13 032 MW.

L'approvisionnement en combustibles fossiles

Cet approvisionnement est assuré par EDF Trading, filiale d'EDF notamment chargée de l'approvisionnement et du trading de combustibles fossiles. À partir de ses prévisions sur l'appel du parc THF, EDF commande à EDF Trading les quantités prévisionnelles de combustible nécessaires pour des livraisons à deux mois pour le charbon et un mois pour le fioul (voir section 6.2.1.3.3 (« EDF Trading ») ci-dessous).

EDF dispose de la possibilité d'ajuster ses besoins et ses stocks en demandant à EDF Trading de procéder à des achats supplémentaires ou, exceptionnellement, à des reventes de quantités jugées excédentaires. De plus, pour des raisons de sécurité d'approvisionnement des centrales, il est demandé à EDF Trading de maintenir au profit d'EDF un stock de sécurité réparti à l'appréciation d'EDF dans différents ports.

6.2.1.1.5.2 LES ENJEUX DE LA PRODUCTION THF

La rénovation et le renforcement du parc actuel

EDF a décidé en 2003 d'arrêter progressivement les tranches fioul et charbon d'une puissance de 250 MW devenues obsolètes compte tenu des contraintes environnementales et de l'évolution du marché de l'électricité. La puissance installée concernée s'établissait à plus de 1 700 MW. Ce processus s'est achevé en 2006 avec l'arrêt de la centrale d'Albi.

La rénovation des moyens de production au charbon les plus récents pour répondre aux besoins de semi-base

En semi-base, le maintien des tranches charbon les plus récentes (c'est-à-dire les plus performantes) constitue la meilleure solution pour disposer de capacités compétitives. EDF a donc engagé ces dernières années un programme de rénovation et de fiabilisation courant jusqu'en 2009 de ses centrales charbon 250 MW et 600 MW les plus récentes.

Les tranches charbon 600 MW les plus récentes bénéficient de coûts de revient du combustible les plus bas au sein du parc thermique à flamme (meilleur rendement, tranches en bord de mer, sites de grande capacité). Leur puissance ainsi que la flexibilité de leur production sont des atouts essentiels. Elles sont déjà équipées d'un système de désulfuration des

Aperçu des activités



fumées (réduction de 90 % des émissions de dioxyde de soufre) et sont en cours d'équipement d'une installation de dénitrification poussée qui leur permettra, d'ici mi-2008, de se conformer aux contraintes environnementales applicables dès 2008 et prévues au-delà de 2015 avec presque dix ans d'anticipation (cf. Section 6.4.3.2.2.1).

Le renforcement du parc pour répondre aux besoins de pointe, et la préparation de l'avenir de la production thermique à flamme

Pour faire face à l'accroissement des besoins de pointe au cours des prochaines années, EDF a engagé un programme d'augmentation de ses capacités de pointe.

EDF a décidé, en 2005, de remettre en fonctionnement quatre tranches fioul 600-700 MW mises en réserve (Porcheville 1-2 pour les hivers 2006-2007 et 2008-2009, Cordemais 3 pour l'hiver 2007-2008, et Aramon 1 pour l'hiver 2008-2009) qui représentent une puissance de 2 540 MW.

En effet, malgré des coûts variables élevés, cette option reste compétitive pour des fonctionnements de pointe et de secours (c'est-à-dire en dessous de 1 500 heures par an). Enfin, la réglementation devrait permettre à EDF, jusqu'à l'horizon 2015, de globaliser les rejets et de bénéficier des efforts accomplis sur les tranches charbon d'une puissance de 600 MW.

Les tranches de Porcheville 2 et de Cordemais 3 sont de nouveau en exploitation depuis décembre 2006 et octobre 2007, après d'importants travaux de modernisation de 18 mois. De même que les autres tranches fioul, elles utilisent désormais du combustible à très très basse teneur en soufre (fioul dit « TTBT » à 0,55 % de soufre), ce qui renforce leurs performances environnementales. Elles correspondent à une capacité totale de 1 270 MW.

Par ailleurs, EDF a décidé en 2005 de mettre en service 500 MW de capacités d'extrême pointe (quelques centaines d'heures de fonctionnement par an) au moyen de la mise en service de trois turbines à combustion, la première (130 MW) pour l'hiver 2007-2008 et les deux autres pour l'hiver 2008-2009 sur les sites d'Arrighi et de Vaires-sur-Marne.

Au total, sur le programme d'augmentation de capacité de pointe de 3 040 MW décidé en 2005 (2 540 MW au titre de la remise en fonctionnement de tranches en réserve et 500 MW au titre de la mise en service de TAC), 1 400 MW ont déjà été mis en service. Il reste 1 640 MW à mettre en service d'ici mi-2009.

Pour renforcer encore ses capacités de pointe à partir de 2010, EDF a décidé en complément en 2007 :

- la mise en service de 3 turbines à combustion supplémentaires d'une puissance totale de 555 MW à Vaires-sur-Marne et à Montereau (conception permettant un fonctionnement bi-combustible soit au gaz naturel soit au fioul domestique) ; l'une d'entre elles sera mise en service pour l'hiver 2009-2010, et les 2 autres pour l'hiver 2010-2011 ; et
- le lancement du projet de transformation (repowering) de trois tranches au fioul du site de Martigues (3 x 250 MW) en deux cycles combinés au gaz de 465 MW chacun, ainsi que le projet de construction d'un cycle combiné au gaz neuf d'une capacité de 440 MW sur le site de Blénod ; ces projets de modernisation permettront de réduire les émissions atmosphériques de CO₂ et d'oxydes d'azote et de supprimer les émissions de soufre.

Ces décisions portent à 4 215 MW l'engagement sur des moyens de pointe et de semi-base depuis 2005, dont 1 400 MW ont déjà été mis en service. Il reste à mettre en service 1 640 MW d'ici mi-2009, auxquels viennent s'ajouter 1 175 MW supplémentaires dont la mise en service est

prévue au-delà de 2009. Pour la période post 2010, EDF examine également la possibilité d'implanter de nouvelles turbines à combustion pour les besoins de pointe et de développer de nouveaux moyens de semi-base (cycle combiné à gaz et centrale charbon disposant de la meilleure technologie disponible) pour faire face aux éventuels besoins supplémentaires de capacités de pointe et de semi-base. Dans le cadre de ces développements, les principaux atouts du Groupe EDF seront la propriété des sites actuels de centrales thermiques à flamme et les compétences industrielles d'exploitant et de développeur acquises dans le cadre de réalisations internationales. En effet, au cours des dernières années, EDF a réalisé un programme de développement d'IPP à l'étranger (essentiellement en Chine et au Mexique — voir sections 6.3.3.1 (« Activités du Groupe EDF en Chine ») et 6.3.2.3 (« Mexique ») ci-dessous). Ce programme a permis d'acquérir les compétences nécessaires à la maîtrise de la conception, du développement et de l'exploitation de cycles combinés à gaz.

L'évolution du cadre réglementaire environnemental

Le parc thermique à flamme est aujourd'hui exploité dans le cadre de la réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement ainsi que de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre (voir section 6.5.4.4 (« Autres réglementations en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)) ci-dessous pour une description de ces réglementations) et d'une réglementation spécifique sur la qualité de l'air.

La réglementation sur les émissions de gaz à effet de serre a conduit à la mise en place, en 2005, du plan national d'allocation de quotas CO₂. Sur la première période (2005-2007), ces quotas ont été suffisants pour permettre un fonctionnement du parc thermique à flamme conformément aux prévisions. Pour la période 2008-2012, les allocations de quotas pour le secteur électrique français sont en réduction de l'ordre de 25 %. Pour un fonctionnement du parc thermique à flamme en année moyenne, ceci correspondrait à un besoin d'acquisition de quotas d'environ 2 millions de tonnes par an.

L'adaptation du parc thermique engagée par EDF répond notamment aux exigences des réglementations sur la réduction des émissions de polluants atmosphériques et sur la qualité de l'air, dont les principes sont définis à l'horizon 2015. Toutefois, un risque de durcissement de cette dernière réglementation avant 2015 ne peut être exclu et son évolution future constitue un enjeu important pour EDF, en particulier pour l'exploitation de ses tranches fioul au-delà de cette date.

En raison de la mise à l'arrêt des centrales thermiques à flamme les plus anciennes, de la rénovation des centrales les plus récentes, de l'installation de procédés de dépollution et de l'utilisation de combustible à teneur en soufre réduite, EDF estime que les émissions de polluants atmosphériques de son parc thermique à flamme en France continentale pourraient être diminuées, à production équivalente, de 30 à 40 % à l'horizon 2010 (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)).

Production et performances techniques

La production thermique à flamme, qui a représenté en 2007 18,2 TWh, est en hausse de plus de 7 % par rapport à 2006 essentiellement en raison de la moindre disponibilité des moyens de production nucléaires associée à une hydraulité inférieure à la normale. Elle correspond à 4 % de la production annuelle d'EDF en France continentale et couvre 13 % des services d'ajustement.

La fiabilité du parc thermique à flamme se maintient avec un coefficient de disponibilité qui s'établit en 2007 à 71,7 %, comme en 2006, en nette amélioration depuis trois ans par rapport à 64 % en 2004, mais surtout

avec des indisponibilités non programmées (fortuites et prolongation d'arrêts) en net recul : 11,96 % en 2007 pour 13,4 % en 2006 et près de 21 % en 2004.

La maîtrise des indisponibilités non programmées est l'objectif essentiel pour des moyens de production fonctionnant en semi-base et pointe tels que le THF. L'enjeu pour ces moyens de production sollicités de façon variable tout au long de l'année (les centrales THF d'EDF fonctionnent annuellement entre 1 500 et 6 000 heures pour le charbon, entre 200 et 1 500 heures pour le fioul et quelques centaines d'heures pour les turbines à combustion) est d'assurer la sécurité du système grâce à une fiabilité et à une disponibilité maximales.

Partenariat industriel

EDF et Enel ont signé le 30 novembre 2007 un Memorandum of Understanding, qui vise à élargir le partenariat industriel conclu sur le nucléaire à d'autres types de moyens de production. Ce Memorandum of Understanding prévoit qu'Enel puisse, en contrepartie de sa contribution à un niveau compris entre 30 et 40 % au financement de la construction des 3 CCGT (2 à Martigues et 1 à Blénod) et aux frais d'exploitation, accéder à une quote-part de l'électricité produite. Pour ce faire, Enel devra proposer à EDF des participations croisées dans des projets de centrales à gaz, à charbon ou à lignite qu'Enel développe en Europe ou dans des pays de la zone Méditerranée à convenir.

La déconstruction du parc actuel

EDF a planifié l'ensemble des opérations de déconstruction de son parc thermique à flamme actuel. Les provisions relatives à ces opérations ont été constituées pour un montant correspondant aux charges de déconstruction de l'ensemble des tranches en exploitation et aux travaux de dépollution des sites (voir note 31.4 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2007). Il subsiste toutefois un risque résiduel lié à l'accroissement des exigences de dépollution (évolution de la réglementation applicable, modification de la destination future des terrains nécessitant un processus de dépollution complémentaire).

En 2007, les travaux de déconstruction amorcés en 2006 sur les sites mis en retrait définitif d'exploitation se sont poursuivis.

6.2.1.2 COMMERCIALISATION

Les activités de commercialisation d'EDF en France sont regroupées au sein de la Direction Commerce, qui commercialise de l'énergie et des services à plus de 27,2 millions de clients (hors DOM et Corse), représentant près de 33 millions de sites (points de livraison).

La Direction EDF Commerce comptait 12 337 agents statutaires au 31 décembre 2007.

6.2.1.2.1 OUVERTURE DU MARCHÉ FRANÇAIS DE LA COMMERCIALISATION D'ÉLECTRICITÉ

La consommation intérieure de la France au titre de l'exercice 2007 s'est élevée à 480,3 TWh¹⁵, en hausse de 0,4 % par rapport à l'exercice 2006. Cette faible augmentation de la consommation s'explique par une année 2007 moins froide que 2006, partiellement compensée par la hausse de la consommation de grands clients du secteur de l'énergie. Corrigée de ces deux effets, la croissance de la consommation d'électricité est de 1,6 % en 2007 par rapport à 2006.

Afin de couvrir l'approvisionnement du marché ouvert, les commercialisateurs concurrents du Groupe EDF ont accès :

- à leurs propres capacités de production ;
- à près de 40 TWh mis à disposition en 2007 par le Groupe EDF par l'intermédiaire des « Enchères de Capacité » (« VPP ») décrites à la section 6.2.1.3.4 (« Les enchères de capacité ») ;
- aux importations ;
- au marché de gros de l'électricité.

Par ailleurs, la décision du Conseil de la concurrence du 10 décembre 2007 a accepté et rendu obligatoires les engagements proposés par EDF de mettre à disposition des fournisseurs alternatifs d'énergie un volume significatif d'électricité (voir section 6.2.1.3.6 ci-dessous).

En 2007, la part de marché électricité d'EDF sur les clients finals (en volumes vendus) a été de 85,2 %¹⁶ contre 85,3 %¹⁷ en 2006.

En 2007, la part de marché gaz d'EDF sur les clients finals (en volumes vendus) a été de l'ordre de 3,5 %¹⁸ contre près de 2 % en 2006.

L'ouverture du marché français de la commercialisation d'électricité s'est effectuée selon les étapes suivantes :

date	Seuil d'éligibilité	% d'ouverture totale au regard de la consommation (en volume)	Total des sites/clients éligibles
Février 1999	100 GWh/an	20%	200 sites
Mai 2000	16 GWh/an	30%	1 600 sites
Février 2003	7 GWh/an	37%	3 200 sites et 99 ELD*
Juillet 2004	Ensemble des clients non-résidentiels	69%	2,2 millions de clients
Juillet 2007	Ensemble des clients	100%	27 millions de clients

* Entreprises locales de distribution

¹⁵ Source : Bilan provisoire RTE-EDF Transport 2007, y compris Corse.

¹⁶ Hors DOM & Corse ; hors pertes de réseaux ; y compris autoconsommations EDF.

¹⁷ Hors DOM & Corse ; hors pertes de réseaux ; y compris autoconsommations EDF.

¹⁸ Source marché France : données publiées par la DGEMP

Aperçu des activités



Les principaux concurrents d'EDF sur le marché français sont le Groupe Electrabel/Suez, ENDESA/SNET, Atel, HEW Energies, Gaz de France, Poweo, Direct Energie et les Entreprises Locales de Distribution. Le paysage énergétique est en pleine recomposition. La tendance est à l'adossement des commercialisateurs à des groupes disposant de capacités de production. Le paysage énergétique pourrait évoluer prochainement avec l'émergence possible d'un concurrent de premier ordre pour EDF si la fusion Suez/Gaz de France était conduite à son terme.

6.2.1.2.2 PRIX ET TARIFS

Dans le contexte d'ouverture du marché de l'énergie, il convient aujourd'hui de distinguer, pour la vente d'électricité en France :

- d'une part, les barèmes tarifaires applicables par l'opérateur historique aux clients n'ayant pas fait jouer leur éligibilité ;
- d'autre part, pour les clients ayant exercé leur éligibilité, le choix entre des prix proposées par les différents commercialisateurs et, en application de la Loi du 7 décembre 2006, le tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché qui leur est applicable de plein droit pour une durée maximale de deux ans sous réserve qu'ils en aient fait la demande écrite auprès de leur fournisseur avant le 1^{er} juillet 2007 (voir section 6.2.1.2.2.2 (« Les prix de vente de l'électricité aux clients ayant exercé leur éligibilité ») et 6.5.1.2 (« Législation française ») ci-dessous).

Le droit au tarif a été modifié par la Loi du 21 janvier 2008 relative aux tarifs réglementés d'électricité et de gaz naturel. La situation, par catégorie de clients, est désormais la suivante :

- les clients particuliers :
 - qui exercent leur éligibilité peuvent bénéficier à nouveau des tarifs réglementés (pour ce même logement), 6 mois après l'exercice de cette éligibilité, à la condition d'en faire la demande avant le 1^{er} juillet 2010 (électricité seulement) ;
 - qui déménagent peuvent bénéficier des tarifs réglementés, y compris quand les précédents occupants de ce logement ont exercé leur éligibilité, à condition d'en faire la demande avant le 1^{er} juillet 2010 (électricité et gaz) ;
 - qui emménagent dans un nouveau logement peuvent bénéficier des tarifs réglementés à la condition que ce logement ait été raccordé au réseau de distribution avant le 1^{er} juillet 2010 (électricité et gaz).
- les clients non particuliers ayant souscrit une puissance inférieure ou égale à 36 kVA :
 - qui exercent leur éligibilité pour un site, ne peuvent pas revenir au tarif réglementé pour ce même site (électricité et gaz) ;
 - qui déménagent peuvent bénéficier des tarifs réglementés, y compris quand les précédents occupants de ce site ont exercé leur éligibilité, à condition d'en faire la demande avant le 1^{er} juillet 2010 (électricité seulement) ;
 - qui emménagent dans un nouveau site peuvent bénéficier des tarifs réglementés à la condition que ce site ait été raccordé au réseau de distribution avant le 1^{er} juillet 2010 (électricité seulement).
- les clients non particuliers ayant souscrit une puissance de plus de 36 kVA :
 - ne bénéficient des tarifs réglementés que pour la consommation d'un site pour lequel l'éligibilité n'a jamais été exercée (ni par eux mêmes, ni par un précédent occupant) (électricité et gaz) ;
 - qui emménagent dans un nouveau site peuvent bénéficier des tarifs réglementés à la condition que ce site ait été raccordé au réseau de distribution ou de transport avant le 1^{er} juillet 2010 (électricité seulement).

La Commission européenne a ouvert contre l'État français le 13 juin 2007 une procédure formelle d'examen au sujet d'aides présumées contenues dans les tarifs réglementés de l'électricité en France. Sont visés les tarifs

Vert et Jaune applicables aux grandes et moyennes entreprises qui n'ont pas exercé leur éligibilité :

- la faiblesse des tarifs « standards » vert et jaune par rapport aux prix de marché aurait conféré un avantage à certaines grandes et moyennes entreprises, et l'aide qui en résulterait serait contestable à compter du 1^{er} juillet 2004 ;
- les tarifs de retour vert et jaune (TarTAM) représenteraient également une aide depuis leur mise en application.

La Commission Européenne instruit également la question de la compatibilité du TarTAM avec la législation sur les aides d'État et plus spécifiquement du système de compensation des fournisseurs tiers.

6.2.1.2.2.1 LE BARÈME TARIFAIRE

Le barème tarifaire regroupe une gamme de tarifs réglementés de vente d'électricité. Il s'applique aux clients n'ayant pas exercé leur éligibilité.

La structure des tarifs est fixée par décret en Conseil d'État, après avis de la Commission de Régulation de l'Énergie (« CRE ») et du Conseil de la concurrence. L'évolution des tarifs, à structure inchangée, est fixée par arrêté du ministre chargé de l'Économie, des Finances et de l'Industrie et du ministre chargé de l'énergie, après avis de la CRE.

Ces tarifs réglementés comprennent un abonnement pour la mise à disposition de la puissance et une part variable proportionnelle à la consommation avec des prix éventuellement horosaisonnalisés. La gamme tarifaire est conçue pour tenir compte des variations de consommation des clients avec différentes options (heures pleines/heures creuses pour la clientèle résidentielle par exemple).

En outre, dans le cadre de ses missions de service public, EDF propose depuis le 1^{er} janvier 2005 un tarif de première nécessité selon les modalités fixées par le décret n° 2004-325 du 8 avril 2004. Environ 630 000 clients en bénéficient au 31 décembre 2007.

Le tarif est un tarif dit « intégré » car il couvre globalement les éléments suivants :

- la part « énergie » fondée principalement sur les coûts d'exploitation et les coûts long terme (investissements dans les moyens de production, aval du cycle, recherche et développement) ;
- les coûts de gestion de la clientèle et de commercialisation, qui forment avec la part « énergie », la part « fourniture » du tarif (environ 60 % de la facture hors taxes) ;
- la part « réseaux » comprenant les coûts d'utilisation du réseau public de transport géré par RTE-EDF Transport et des réseaux publics de distribution gérés par les gestionnaires du réseau de distribution, dite aussi part « acheminement », (environ 40 % de la facture hors taxes).

Les clients bénéficiant des tarifs intégrés reçoivent une facture d'électricité unique pour la fourniture et l'acheminement, sur laquelle figure la part du coût d'utilisation des réseaux calculée à partir du « Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'électricité » (« TURP ») fixé sur proposition de la CRE (voir section 6.2.2.4 (« Tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (« TURP ») ») ci-dessous). La séparation des activités de production-commercialisation, en concurrence, et des activités de transport-distribution, en monopole, est ainsi mise en évidence.

Les taxes suivantes (représentant plus de 20 % de la facture TTC) viennent s'ajouter à la facture d'électricité :

- les taxes locales municipales et départementales, collectées et intégralement rétrocédées par EDF aux collectivités locales ;
- la contribution aux charges de service public (« CSPE ») instituée par la Loi du 3 janvier 2003 (voir section 6.5.1.2 (« Législation française ») ci-dessous), fixée à 4,5 euros/MWh pour 2008 et plafonnée à 500 000 euros par site de consommation et par an ; en outre, le montant total dû au titre de cette contribution par toute société industrielle consommant plus de 7 GWh d'électricité par an est plafonné à 0,5 % de sa valeur ajoutée ;
- la TVA.

Par ailleurs, la CTA (« Contribution Tarifaire Acheminement ») qui contribue à la couverture d'une partie des droits passés du régime des retraites (voir section 17.8.1 (« Régime spécial de retraite ») ci-dessous) viendra s'ajouter à la facture d'électricité. De façon transitoire et dans l'attente de l'externalisation de la CTA des tarifs réglementés, la CTA est calculée en dedans du tarif intégré.

Les tarifs réglementés ont augmenté de 1,1 % pour les tarifs bleus et 1,5 % pour les tarifs jaune et vert à compter du 16 août 2007. Cette évolution s'applique aux clients qui ont choisi, dans le cadre de l'ouverture des marchés, de rester facturés au tarif réglementé. Cette augmentation est conforme au contrat de service public (voir section 6.4.3.4 (« Service public en France »)), signé entre EDF et l'État le 24 octobre 2005 qui garantit que la hausse des tarifs de vente de l'électricité pour les particuliers ne sera pas supérieure à l'inflation les 5 premières années.

6.2.1.2.2.2 LES PRIX DE VENTE DE L'ÉLECTRICITÉ AUX CLIENTS AYANT EXERCÉ LEUR ÉLIGIBILITÉ

En France, depuis le 1^{er} juillet 2007, tous les clients sont libres de quitter à tout moment, et sans préavis le barème tarifaire pour une offre d'EDF ou d'un autre commercialisateur.

À l'exception des clients raccordés au réseau de transport, qui doivent impérativement souscrire des contrats distincts pour le transport et l'acheminement, tous les autres clients ayant exercé leur option d'éligibilité peuvent conclure un contrat unique avec le commercialisateur de leur choix pour la fourniture et l'acheminement de leur électricité. Leur facture d'électricité comprend alors les trois composantes suivantes :

- le prix de la fourniture d'« énergie électrique ». Le contrat conclu avec le commercialisateur recouvre le prix de facturation des activités ouvertes à la concurrence, à savoir un prix de marché correspondant aux coûts d'approvisionnement en électricité, de commercialisation et gestion clientèle, et de services énergétiques associés à la fourniture ;
- le tarif d'accès aux réseaux de transport et de distribution (TURP) ;
- les prélèvements publics : la CSPE, la CTA, les taxes locales et la TVA mentionnées à la section 6.2.1.2.2.1 (« Le barème tarifaire ») ci-dessus.

L'article 15 de la Loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie prévoit la création d'un tarif transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) et son application pour une durée de 2 ans pour tout client ayant exercé son éligibilité. Ceux-ci avaient jusqu'au 1^{er} juillet 2007 pour adresser leur demande écrite d'application de ce tarif à leur(s) fournisseur(s) d'énergie. Plus de 2 800 sites clients, représentant une consommation annuelle totale estimée par la CRE à 64 TWh (source : Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz, troisième trimestre 2007), ont adressé leur demande à la Direction Commerce d'EDF.

L'arrêté du 3 janvier 2007 dispose que le tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché hors taxes applicable à un site de consommation est égal au tarif réglementé de vente hors taxes applicable à un site de

consommation présentant les mêmes caractéristiques, majoré de :

- 10 % pour les consommateurs finals raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA ;
- 20 % pour les consommateurs finals raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est strictement supérieure à 36 kVA ;
- 23 % pour les consommateurs finals raccordés aux domaines de tension HTA et HTB.

6.2.1.2.2.3 DIRECTION COMMERCE

En 2007, les ventes d'électricité de la Direction Commerce concernant ses 27,2 millions de clients se sont élevées à 395,1 TWh¹⁹ (262,7 TWh aux clients non résidentiels et 132,4 TWh aux clients résidentiels).

Depuis fin 2005, EDF propose du gaz naturel à tous ses clients éligibles. En 2007, la Direction Commerce a commercialisé 17,9 TWh, auprès de 126 000 sites. En fin d'année 2007 la Direction Commerce fournissait du gaz à environ 120 000 clients dont 60 000 particuliers.

A. La politique commerciale d'EDF en France

La politique commerciale d'EDF en France vise à maintenir un haut niveau de satisfaction et à renforcer la relation avec les clients, à fidéliser les clients à forte valeur dans un contexte de décroissance des parts de marché en électricité, et à augmenter le chiffre d'affaires et la marge par client. Cette politique passe notamment par l'accompagnement dans les projets des clients, le développement d'offres d'éco-efficacité énergétique et le développement d'offres gaz.

Maintenir un haut niveau de satisfaction des clients

La satisfaction clientèle est au cœur de la politique commerciale d'EDF. Des études qualitatives et quantitatives sont réalisées régulièrement et servent à piloter l'activité. En 2007, la satisfaction s'est maintenue à un niveau élevé sur les marchés des clients particuliers et des collectivités territoriales. L'érosion constatée de la satisfaction en 2006 s'est poursuivie sur le segment des petites et moyennes entreprises, et sur celui des grandes entreprises. Elle s'explique pour partie par les changements induits par la séparation effective des activités de distribution et de commercialisation, mais également par les évolutions de prix sur le marché de l'énergie.

La Direction Commerce d'EDF a mis en place des plans d'action ambitieux, pour chaque segment, afin d'inverser la tendance actuelle et de consolider les fondamentaux de la satisfaction de ses clients.

Développement des offres d'éco-efficacité énergétique

Dans le prolongement du rôle qu'il a historiquement joué auprès de ses clients en matière de promotion d'usages efficaces de l'électricité, le Groupe EDF a intégré les impératifs d'économies d'énergie prévus par la réglementation applicable, dans le cadre de l'élaboration de sa politique commerciale.

En effet, la Loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique du 13 juillet 2005 et les décrets associés ont prévu la mise en place d'un dispositif lié à la création de certificats d'économies d'énergie qui se caractérise notamment par la définition d'un objectif national d'économies d'énergie (54 TWh d'énergie finale cumulée actualisée (CUMAC) sur la période allant du 1^{er} juillet 2006 au 30 juin 2009) devant être respecté par les fournisseurs d'énergie soumis au respect de ces obligations.

L'arrêté du 17 octobre 2007 a fixé à 29,8 TWh d'énergie finale cumulée actualisée, le montant d'économies d'énergie devant être réalisé par EDF au titre de la période mi-2006/mi-2009.

¹⁹ Données hors ventes internes, ventes aux opérateurs étrangers, et notifications d'échange de blocs ; y compris façonnage Eurodif (7,1 TWh).

Aperçu des activités



Afin de prendre en compte cet objectif d'économies d'énergie, les offres d'EDF sur chacun de ses marchés intègrent la promotion de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables.

EDF a également organisé de la mi-septembre à la fin octobre 2007, dans 7 villes de France, une tournée sur le thème « Ensemble, soyons acteur de nos énergies ». L'objectif était de proposer au grand public des solutions visant à une meilleure maîtrise de leur consommation énergétique.

EDF s'est fixé comme objectif de devenir le leader en France de l'efficacité énergétique pour réduire les consommations d'énergie et les émissions de CO₂ des clients. Pour asseoir cette ambition, EDF développe une gamme de services d'éco-efficacité énergétique qui peut conduire à intervenir chez le client, depuis le diagnostic de ses installations jusqu'aux services de maintenance et d'exploitation en passant par la mise en place et le financement de matériels économes en énergie et faisant largement appel aux énergies renouvelables. La mise en œuvre de cette stratégie s'appuie sur la création d'une nouvelle organisation constituée autour de deux nouvelles divisions :

- la Division Services éco-efficacité énergétique pour développer pour tous les segments l'intégration de services d'éco-efficacité énergétique ; et
- la Division Industrielle Aval ayant pour objectif de positionner EDF dans la production d'énergies réparties à travers des offres packagées. Ces offres intègrent des ventes de matériels de production d'énergies réparties (par exemple photovoltaïque, pompes à chaleur, chauffage au bois) et s'appuient sur des relations fortes avec des équipementiers.

Les ambitions en matière de gaz naturel

EDF a pour objectif une part de marché (en volumes vendus auprès des clients finals) de l'ordre de 10 % sur le marché du gaz naturel en 2010. EDF vise en particulier les clients à valeur au travers d'offres duales gaz et électricité.

B. Les Clients Entreprises

La Division Entreprises regroupe plus de 200 000 clients pour des ventes d'électricité s'élevant à 223,5 TWh²⁰ pour l'exercice 2007 et à 16,7 TWh²¹ pour le gaz naturel.

2007 a été une année cruciale pour prendre pied sur le marché des services d'éco-efficacité énergétique, et répondre ainsi aux attentes fortes des clients. La gamme d'offres a été enrichie pour assurer l'engagement d'EDF dans une démarche éco-efficace pour une réduction des kWh consommés et/ou des émissions de CO₂.

La Division Entreprises a d'autre part déployé depuis 2005 un vaste programme de collecte des certificats d'économie d'énergie. Pour accompagner ses clients dans la réalisation de leurs économies d'énergie, la Division Entreprises a mis en place des actions commerciales portées par deux canaux complémentaires : (i) le canal de la vente, et (ii) le canal du partenariat en vue d'inciter les prescripteurs (installateurs, BE, exploitants) à proposer des équipements énergétiques performants (éclairage, moteurs, régulation, récupération de chaleur, etc.).

En 2007, la Division Entreprises a également lancé un projet visant à la simplification de ses processus commerciaux de gestion de clientèle présentant un enjeu, en particulier afin de mieux satisfaire ses clients et de maîtriser les coûts.

²⁰ Hors ventes au tarif bleu gérées par la Division Particuliers & Professionnels pour le compte de clients de la Division Entreprises.

²¹ Y compris ventes aux collectivités territoriales et bailleurs sociaux.

Spécificités des Grandes Entreprises et des Grands Comptes

Ce segment de clients regroupe les grandes entreprises dont la facture annuelle d'électricité excède 150 000 euros hors taxes, acheminement compris, ainsi que les grands groupes, opérant souvent à l'échelle européenne, et dotés le plus fréquemment d'une structure d'achat centralisée. Ils font l'objet d'une relation commerciale très personnalisée.

Le Groupe EDF a mis en place des solutions énergétiques multi-pays dans le cadre de son réseau commercial coordonné qui couvre 11 pays (France, Royaume-Uni, Allemagne, Belgique, Espagne, Italie, Autriche, Slovaquie, Hongrie, Pologne et République Tchèque).

Au sein du segment des Grands Comptes, certains clients présentent la particularité d'être des consommateurs électro-intensifs, c'est-à-dire des clients pour lesquels le coût de l'électricité représente une part importante de leurs charges. Plusieurs dispositifs ont été développés pour ces clients :

- avant l'ouverture des marchés, EDF a signé avec certains de ces consommateurs des contrats long terme dont l'économie ne correspond pas à celle du marché de l'électricité actuel, les prix pratiqués ne couvrant pas les coûts complets d'acheminement et de production. Ces contrats font l'objet de provisions dans les comptes de l'entreprise ;
- le 5 avril 2007, EDF et Exeltium (le consortium de clients électro-intensifs fondé par 7 industriels dont notamment Alcan, Arcelor-Mittal, Air Liquide, Rhodia et Solvay, et qui représente les intérêts d'une trentaine de clients électro-intensifs), ont signé un contrat de partenariat industriel précisant les termes du protocole d'accord qui avait été conclu le 15 janvier 2007 conformément au dispositif créé par la Loi de finances rectificative en date du 31 décembre 2005. Ce contrat permet à Exeltium de bénéficier d'une visibilité sur le prix d'approvisionnement en électricité sur le long terme en contrepartie d'un partage de risques concernant le développement et l'exploitation du parc nucléaire d'EDF. Les volumes en jeu sont de l'ordre de 350 TWh répartis sur 24 ans. Cet accord vient conclure la période de négociation faisant suite à l'appel d'offres lancé en mai 2006 par Exeltium auprès des fournisseurs d'électricité pour la fourniture d'un volume maximal de 28 TWh par an. La mise en œuvre de cet accord dépend de plusieurs conditions suspensives, dont l'avis positif de la Commission européenne. Le contrat Exeltium a été ainsi présenté à la Commission Européenne au printemps 2007. En juin 2007, cette dernière a souhaité que les Parties apportent des modifications au contrat pour aboutir à un dispositif satisfaisant du point de vue des règles de concurrence. Une version amendée de ce contrat intégrant ces modifications a été transmise à la Commission européenne en février 2008. L'instruction du contrat Exeltium amendé est actuellement en cours par la Commission européenne.

Offres commerciales aux Grands Comptes

EDF a développé une gamme de services spécialement adaptés aux plus grands clients :

- une large gamme de produits innovants qui permet aux clients de choisir le niveau de risque qu'ils souhaitent prendre au regard des évolutions des prix du marché de l'énergie ;
- des services de gestion dédiés : regroupement des factures, suivi de la consommation ; et
- un accompagnement à l'échelle européenne à travers les filiales du groupe. EDF est ainsi capable de proposer une offre qui permet au client de disposer d'un rapport mensuel sur l'ensemble de ses factures dans les différents pays où il possède des contrats avec le Groupe EDF.

Offres aux Grandes Entreprises et aux PME-PMI

Depuis 2005, EDF propose à ses clients grandes entreprises et PME-PMI

de les fournir non seulement en électricité, mais aussi en gaz naturel. EDF propose également :

- des services de gestion pour aider à la gestion quotidienne des contrats mais aussi à maîtriser les dépenses et les consommations d'énergie (Gamme d'offres *Adviso* pour un suivi actif des dépenses énergétiques – Gamme d'offres *Excelis* pour répondre aux besoins d'augmentation de puissance ou d'adaptation du poste de transformation) ;
- des services pour concrétiser l'engagement des clients dans une démarche de développement durable avec sa gamme d'offres *Equilibre* (EDF s'engage à injecter sur le réseau un kWh d'origine renouvelable et le client à la possibilité de participer au financement d'actions de développement des énergies renouvelables) et sa gamme d'offres « *Carbone Optimia* » qui permet aux clients de mieux appréhender le dispositif de quotas de CO₂ et de gérer leurs allocations afin d'éviter les pénalités ;
- des services d'éco-efficacité énergétique avec une prise en charge de leurs projets pour réduire leurs dépenses d'énergies et améliorer la performance énergétique de leurs installations (offre intégrant le conseil, l'ingénierie du projet, l'achat de matériel, son installation, et son optimisation).

Les ELD

Les Entreprises Locales de Distribution (« ELD ») commercialisent et achèvent l'énergie électrique auprès des clients finals situés sur leur zone de desserte exclusive. Elles assurent 5 % de la distribution d'électricité en France et sont également parfois productrices d'électricité. Le décret du 27 janvier 2005 relatif aux tarifs de cession de l'électricité aux distributeurs non nationalisés donne aux ELD la possibilité de se fournir auprès d'EDF à des tarifs spécifiques, pour la part de leur fourniture vendue aux clients n'ayant pas fait jouer leur éligibilité, ainsi que pour leurs pertes réseaux.

C. Les clients Collectivités Territoriales et organismes bailleurs sociaux

Créée en 2006 dans un but de lisibilité externe et de cohérence, la Division Collectivités Territoriales (DCT) rassemble sous un même management l'ensemble des interlocuteurs commerciaux de ces segments de marché qui représente plus de 51 000 clients, Collectivités Territoriales et organismes bailleurs sociaux (OPHLM).

Pour l'exercice 2007, les ventes d'électricité de cette division se sont élevées à 20,5 TWh.

Les offres incluent :

- la fourniture d'électricité et de gaz naturel, dont une offre électricité *Equilibre* produite à partir de sources d'énergies renouvelables ;
- des services de gestion ;
- des diagnostics (maîtrise de la demande d'énergie, développement des énergies renouvelables) ;
- l'offre montant de charges (« OMC ») destinée aux bailleurs sociaux vise à améliorer l'efficacité énergétique des logements sociaux. Elle permet par ailleurs à EDF de satisfaire à ses obligations en matière d'économies d'énergie et de collecte de certificats ;
- la fourniture de services énergétiques, via les filiales, participations et partenaires du Groupe ;
- des services d'accompagnement des collectivités dans leurs projets territoriaux de développement. Ces projets intègrent tous, aujourd'hui, la mise en œuvre de productions locales d'énergies renouvelables. Le photovoltaïque notamment fait l'objet d'une forte demande à laquelle le groupe EDF répond dans le cadre des offres de services d'éco-efficacité énergétique.

La prise de conscience de l'importance des problématiques énergétiques par ce segment de clientèle s'est poursuivie en 2007 : les collectivités se sont dotées pour certaines de compétences dans le domaine de l'énergie et organisent sur leur territoire des actions spécifiques en matière de Maîtrise de la Demande d'Énergie (« MDE ») et d'énergies renouvelables. EDF est partenaire de ces démarches à travers la signature de conventions avec les Collectivités Territoriales dans le domaine de l'éco-efficacité énergétique. Ces conventions permettent également la collecte de certificats d'économies d'énergie.

D. Clients Particuliers et Professionnels

Les 26,9 millions de clients résidentiels et professionnels sont regroupés au sein de la Division Particuliers et Professionnels. Pour l'exercice 2007, le volume de ventes de la division s'élève à 151,1 TWh d'électricité et 1,2 TWh de gaz naturel²².

Offres aux clients professionnels

EDF a élargi sa gamme d'offres, qui combine à la fois fourniture d'énergie et de services. EDF propose des offres EDF Pro d'électricité et de gaz qui ont pour objectif de simplifier la vie des professionnels, et une gamme de services complémentaires, avec l'offre Assistance Dépannage, l'offre Climatisation et des solutions de paiement.

Par ailleurs, en cas de changement ou d'agencement de locaux professionnels, EDF fournit des conseils, des diagnostics et des offres en matière de maîtrise de l'énergie et adresse des bulletins spécialisés susceptibles de constituer un appui pour l'élaboration du cahier des charges techniques.

EDF propose également à ses clients professionnels une offre kWh *Equilibre* dans laquelle l'électricité achetée est fournie partiellement ou totalement, à partir de sources d'énergies renouvelables.

EDF propose son offre de gaz naturel depuis 2005. Cette offre répond à une attente très forte de la part des professionnels et constitue un levier de différenciation par rapport aux concurrents mono-énergie.

Offres aux clients résidentiels

Ce marché regroupe l'ensemble des particuliers. Il est caractérisé par le nombre très important de clients et par un niveau moyen de la facture d'électricité annuelle relativement faible.

La politique commerciale sur le marché des particuliers, historiquement ciblée sur la promotion du chauffage électrique, se positionne sur le confort dans l'habitat, la maîtrise de l'énergie et la protection de l'environnement. EDF s'est préparée à l'ouverture du marché à la concurrence en 2007 en faisant évoluer les offres, la communication et le modèle d'activité de la Division Particuliers et Professionnels.

EDF s'était fixé trois objectifs majeurs en lien avec l'ouverture du marché de l'énergie aux particuliers le 1^{er} juillet 2007 :

- assurer à tout client particulier la possibilité de choisir son fournisseur d'électricité en garantissant à tous les fournisseurs un accès au réseau de distribution dans des conditions transparentes et non discriminatoires ;
- garantir la satisfaction des clients qui souhaitent rester chez EDF en leur assurant la même qualité de services qu'auparavant et en leur proposant de nouvelles offres ;
- continuer à assumer pleinement ses missions de service public dans le nouveau cadre concurrentiel.

EDF estime avoir réussi son adaptation à l'ouverture du marché de l'élec-

²²Y compris les ventes au tarifs bleu gérées par la Division Particuliers & Professionnels pour le compte de clients de la Division Entreprises.

Aperçu des activités



tricité aux particuliers. EDF a su capitaliser sur les enseignements de l'ouverture des marchés entreprises et professionnels, et tirer parti des expériences européennes de ses filiales. Des transformations importantes ont été réalisées :

- la fusion des équipes de gestion de la clientèle et commerciales ;
- la formation et la professionnalisation des forces de vente ;
- la refonte et l'adaptation des processus et des systèmes d'information ;
- la mise en place d'une nouvelle architecture téléphonique ;
- la réorganisation des canaux de commercialisation ; et
- le développement du canal internet.

EDF poursuit ses travaux d'adaptation des processus clients, en relation avec la filiale de distribution.

EDF a lancé le 22 septembre 2007, « Bleu Ciel d'EDF », sa nouvelle marque commerciale destinée à tous les clients particuliers et dédiée à l'univers de la maison. « Bleu Ciel » d'EDF témoigne des choix industriels et environnementaux d'EDF pour contribuer, dans la vente d'énergie et de services, à la réduction des émissions de CO₂ et à la lutte contre le changement climatique.

L'ouverture du marché au 1^{er} juillet 2007 a impliqué pour EDF d'adapter les services aux particuliers selon deux axes : les services « autour de la fourniture » et les services « autour de certains moments clés » tels que la mobilité et les projets de construction ou d'amélioration du confort thermique, y compris l'entretien et la maintenance des installations.

Ainsi, la gamme d'offres autour des usages s'étend et s'étoffe (conseils, offre de financement) pour répondre aux attentes en matière de confort (dans l'habitat neuf et dans la rénovation), de sécurité des installations intérieures (Diagnostic Confiance Sécurité), d'assurance (Assurélec) et d'accompagnement pour les projets (Objectifs travaux).

Dès le 1^{er} juillet 2007, EDF a proposé à ses clients une offre gaz et une offre électricité de marché : « mon contrat gaz » et « mon contrat électricité ». « mon contrat gaz » d'abord lancé sur la région Nord-Ouest a été généralisé à l'ensemble du territoire à l'automne.

Depuis fin novembre 2007, EDF propose également à ses clients deux offres d'éco-efficacité énergétique :

- « Équilibre Carbone » est un service optionnel proposé aux clients « Tarif Bleu » qui leur permet par le biais d'un diagnostic de réduire leur consommation soit par des gestes simples, soit en réalisant des travaux d'amélioration de l'habitat. EDF s'est engagée à reverser 50 % du prix du service au bénéfice de projets de développement des énergies renouvelables dans les pays émergents.
- « Conseil énergie solaire » est un conseil gratuit dont l'objectif est de donner un premier niveau d'information sur le fonctionnement, les démarches et les aides relatives à une installation photovoltaïque. Les offres pouvant être proposées par le Groupe EDF à l'issue de cette phase de conseil se déclinent autour de 3 solutions :
 - « Énergie Solaire Clé en Main », une offre « tout compris » : matériel, pose, aide au raccordement et prise en charge des démarches administratives de mise en service.
 - « Énergie Solaire Production Garantie » : tous les avantages de la solution « Clé en main » ainsi que la prise en charge de la gestion de l'installation photovoltaïque du client : établissement de la facture annuelle de production d'électricité, déclaration des revenus issus de cette production, garantie sur l'installation avec assurance complémentaire prévoyant une indemnisation du client en cas de non-production de plus de 14 jours par an.

- « Énergie Solaire Financement Adapté » : tous les avantages de l'offre « Production garantie » ainsi qu'une solution de financement personnalisée (les revenus issus de la production permettent de rembourser le prêt et de dégager un revenu net positif, dès la 1^{ère} année).

Partenariats commerciaux

EDF a conclu ces dernières années un certain nombre de partenariats commerciaux afin de proposer à ses clients résidentiels une offre globale de services.

Dans le cadre de l'accord de partenariat conclu entre EDF et Cetelem en 2003, une société financière, Domofinance, détenue au 31 décembre 2007 à hauteur de 45 % par EDF a été créée en perspective d'un élargissement de l'offre commerciale d'EDF dans un contexte d'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence. Domofinance a pour objet d'effectuer toutes opérations de crédit à la clientèle de particuliers d'EDF et de diffuser des produits d'assurances liés à ces crédits ainsi que des produits d'assurances en relation avec l'activité de fourniture d'énergie. Domofinance a été agréée le 29 septembre 2003 en tant que société financière par le CECEI conformément aux articles L. 511-9 à L. 511-14 du Code monétaire et financier.

La commercialisation et la gestion des crédits octroyés par Domofinance incombent à une société en participation dont les résultats reviennent à hauteur de 52 % à Domofinance et de 48 % à Cetelem.

EDF a, en outre, conclu deux autres partenariats spécifiques, l'un avec Cardif et l'autre avec le Crédit Foncier. Le partenariat conclu avec Cardif a pour objet la mise en place d'une convention d'assurance collective dénommée « Service Assurélec » qui couvre le règlement des factures d'électricité en cas de décès ou d'incapacité d'un client d'EDF ayant souscrit cette assurance.

Par ailleurs, une coopération a été mise en œuvre avec Axa Assistance et Europe Assistance autour du service Assistance Dépannage. La commercialisation de ce service a été généralisée sur l'ensemble du territoire en février 2006 pour les clients professionnels et avril 2007 pour les clients particuliers.

Enfin, EDF et Toyota ont conclu en septembre 2007 un partenariat technologique en Europe portant sur l'évaluation de véhicules hybrides rechargeables, qui vise à développer des solutions pour la commercialisation future de véhicules hybrides rechargeables, aujourd'hui au stade du prototype.

Avec le lancement de la marque « Bleu Ciel d'EDF », EDF entend notamment :

- promouvoir des solutions de bâtiments peu « énergivores » ;
- développer la production décentralisée d'électricité sans carbone ; et
- promouvoir les travaux visant à l'amélioration énergétique du logement.

Pour accompagner ce lancement EDF a entièrement repensé son modèle partenarial et abandonné depuis janvier 2008 le label Vivrélec. En devenant partenaires « Bleu Ciel d'EDF », les acteurs de la construction et de la rénovation peuvent désormais faire référence à la marque EDF et bénéficier ainsi de sa notoriété, de son leadership et de sa légitimité sur le marché de l'énergie. En contrepartie de la concession de sa marque « Bleu Ciel d'EDF », EDF a décidé de mettre en place un dispositif incitatif, qui repose sur une redevance modulable.

Via le réseau des partenaires « Bleu Ciel d'EDF », les clients réalisant des travaux de construction ou de rénovation peuvent accéder à plus de

5 000 professionnels présents sur l'ensemble du territoire et représentant tous les corps de métier du bâtiment. Ces professionnels sont tenus de respecter le référentiel technique « Bleu Ciel d'EDF ».

Label social

Depuis le 4 avril 2006, l'ensemble des centres de relation clients d'EDF est détenteur du label de responsabilité sociale. Ce label permet d'identifier les entreprises du secteur de la relation client qui respectent un code de bonne conduite sociale. Il est attribué pour 2 ans par un comité rassemblant les pouvoirs publics, des représentants des organisations syndicales nationales et de la profession. Ce label a par ailleurs été obtenu par les trois prestataires d'EDF en 2007.

6.2.1.3 OPTIMISATION AMONT/AVAL - TRADING

6.2.1.3.1 RÔLE ET MISSIONS DE LA DOAAT

La Direction Optimisation Amont/Aval & Trading (DOAAT) a pour vocation principale d'assurer l'équilibre, pour l'électricité et le gaz, entre ressources amont et débouchés aval d'EDF en France et de maximiser la marge brute de l'ensemble intégré amont/aval :

- en amont : parc de production, contrats d'approvisionnement long terme, achats sur les marchés de gros, obligations d'achat aux producteurs décentralisés ;
- en aval : contrats de fourniture long terme, vente aux clients finals, ventes sur les marchés de gros, enchères de capacités de production (VPP), capacités d'effacements contractuelles.

L'optimisation consiste à effectuer des arbitrages économiques à court et moyen termes entre les différentes ressources disponibles pour satisfaire les engagements de fourniture d'EDF auprès de ses clients, tout en maîtrisant les risques liés aux aléas de production, de consommation ou de marché, et leurs conséquences financières.

L'objectif de la DOAAT est de sécuriser et de maximiser la marge brute énergies de l'ensemble « production-commercialisation » en exploitant au mieux les flexibilités des actifs amont ou aval (gestion des stocks hydrauliques, effacements de consommation, placement des arrêts pour maintenance des centrales,...) et en recherchant en permanence les meilleures opportunités d'achat ou de vente sur les marchés de gros.

La DOAAT gère les approvisionnements en combustibles fossiles — charbon et fuel — des centrales d'EDF.

Aux horizons de plus long terme, la DOAAT anticipe et propose les évolutions en structure des portefeuilles d'actifs amont et aval en fonction des perspectives d'évolution des marchés et de la stratégie de l'entreprise.

Pour les transactions sur les marchés de gros, la DOAAT s'appuie exclusivement sur EDF Trading, filiale à 100 % d'EDF. EDF Trading effectue, à la demande de la DOAAT et sur l'ensemble des commodités (électricité, gaz, charbon, fioul, CO₂, etc.) (i) des opérations d'arbitrage s'inscrivant dans le cadre des stratégies d'optimisation définies par la DOAAT et (ii) des opérations de couverture (hedging) des engagements commerciaux d'EDF visant à minimiser leurs risques physiques et financiers. EDF Trading a également des activités de trading pour compte propre dans des limites strictement définies.

Depuis septembre 2006, la DOAAT assure également l'équilibre du portefeuille amont/aval gaz d'EDF en France et en Belgique jusqu'à un horizon de trois ans ainsi que la logistique transport et stockage associée depuis les points de livraison aux frontières, le hub gazier de Zeebrugge et les Points d'Echange de Gaz (« PEG ») de la France. Elle gère l'exposi-

tion du portefeuille amont/aval gaz au risque d'évolution des prix et apporte un appui au montage des offres des commercialisateurs d'EDF à ses clients en France et en Belgique.

La DOAAT a vocation à développer les coopérations avec les autres sociétés européennes du Groupe. C'est l'objectif de la filière métier optimisation-trading qui réunit la DOAAT, EDF Trading et les entités optimisation-trading d'EnBW (Allemagne), d'Edison (Italie), d'EDF Energy (Royaume-Uni) et d'Everen (Pologne).

En outre, la DOAAT gère les obligations d'achat d'EDF (25 TWh en 2007), et plusieurs activités commerciales : le mécanisme des enchères de capacités (« VPP ») décrit dans la section 6.2.1.3.4 (« Les enchères de capacité ») (40 TWh en 2007) et les contrats long terme avec des énergéticiens européens décrits dans la section 6.2.1.3.5 (« Contrats d'achat/vente d'électricité de long terme ») (55 TWh vendus et 8 TWh achetés en 2007).

La DOAAT emploie aujourd'hui environ 800 salariés, dont un peu plus de la moitié sont salariés d'EDF Trading.

6.2.1.3.2 ACTIVITÉS D'OPTIMISATION DE L'ÉQUILIBRE AMONT/AVAL

La DOAAT a en charge la gestion des risques physiques pesant sur les portefeuilles amont/aval électricité et gaz d'EDF et leurs conséquences financières.

La DOAAT optimise la marge brute énergies de l'ensemble « C+P » en actionnant les leviers de flexibilité disponibles des portefeuilles amont, aval et marché de gros et en proposant des évolutions en valeur et en structure de ces portefeuilles, et ce, aux différents horizons de temps.

6.2.1.3.2.1 OPTIMISATION DE L'ÉQUILIBRE AMONT/AVAL ÉLECTRICITÉ

À long terme (5 ans et plus), la DOAAT contribue à l'élaboration du programme d'investissement de production, et notamment de renouvellement du parc, en parallèle avec l'évolution prévisible des débouchés aval à long terme.

À moyen terme (3 à 5 ans), le rôle de la DOAAT est de construire une vision optimisée et équilibrée du portefeuille Commercialisation et Production d'EDF, en déterminant les trajectoires financières et le paysage des risques physiques et financiers souhaités. Les leviers principaux sont alors : la recherche de nouvelles modalités de maintenance ou d'exploitation visant à améliorer la disponibilité ou la flexibilité des moyens et l'adaptation de la composition du parc ; les stratégies de part de marché par segment, les évolutions tarifaires, le calibrage des effacements et la recherche de nouvelles offres commerciales ; l'adaptation de contrats long terme existants et la recherche de nouveaux contrats structurés adaptés.

La gestion de l'équilibre offre/demande électricité se décline également **à des horizons plus courts (1 mois à 3 ans)**, dans le cadre fixé par les politiques de risques extrêmes (risque volume) et de risques prix élaborées conformément aux directives de la Direction du Contrôle des Risques Groupe et validées par le Directeur Général Délégué Intégration et Opérations Dérégulé France. Au plan physique, les principaux risques pesant sur les volumes d'énergie sont les variations de température, d'hydraulicité, de disponibilité du parc de production et de parts de marché. Ainsi, par exemple, une baisse de la température de 1°C en hiver entraîne une hausse de la consommation d'électricité en France d'environ 1 700 MW (source RTE-EDF Transport) et, entre 2 années extrêmes, l'écart entre les volumes d'énergie hydraulique disponible peut atteindre jusqu'à 15 TWh. La DOAAT gère également l'exposition du portefeuille amont/aval d'EDF aux variations de prix des marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des permis d'émission de CO₂.

Aperçu des activités



Pour faire face au « risque volume », la DOAAT prend des marges physiques de puissance suffisantes pour limiter la probabilité pour EDF de devoir effectuer des achats sur les marchés spot (la veille pour le lendemain) pour satisfaire son portefeuille d'engagements commerciaux. La DOAAT possède un ensemble de leviers d'action : programmation des opérations d'entretien des moyens de production (notamment nucléaires), gestion des stocks (combustibles fossiles, réserves hydrauliques et capacité d'effacement clients), achats/ventes sur les marchés de gros. La DOAAT gère le risque « prix » par l'intermédiaire d'EDF Trading, seul habilité à effectuer des arbitrages économiques sur les marchés de gros, à partir de ses anticipations d'évolution des prix de marché.

À court terme, de l'infra-journalier à l'horizon hebdomadaire — La DOAAT porte, vis-à-vis de RTE-EDF Transport, la charge de « responsable d'équilibre » sur le périmètre d'EDF en France métropolitaine, c'est-à-dire qu'EDF s'engage à compenser financièrement RTE-EDF Transport en cas d'écart sur son périmètre d'équilibre. L'optimisation consiste à communiquer la veille à RTE-EDF Transport un programme d'offre équilibré avec la demande pour le lendemain qui permet de minimiser le coût de fourniture des engagements contractuels d'EDF. Pour garantir l'équilibre sur le périmètre EDF, la DOAAT peut exploiter les souplesses du portefeuille clients (notamment effacements) ou des actifs de production (déplacements d'arrêts/essais, actifs mobilisables en quelques heures comme le parc thermique à flamme - voire en quelques minutes comme les turbines à combustion ou les actifs hydrauliques) en fonction de leur valeur économique et en arbitrant l'appel à ces leviers avec les opportunités d'achats ou de ventes « spot » d'électricité réalisées sur les marchés par EDF Trading. La flexibilité du portefeuille clients et production permet même des arbitrages en cours de journée.

L'activité d'optimisation de la DOAAT est rendue plus visible lors d'événements climatiques extrêmes. Elle permet d'en circonscrire les conséquences à la fois physiques mais aussi financières. Ainsi l'impact net de la canicule de juillet 2006 sur la marge d'EDF a été limité à 100 millions d'euros contre 300 millions d'euros pour le dernier épisode similaire en août 2003. La proximité physique et organisationnelle de l'optimiseur et du trader avec les autres acteurs de la chaîne amont-aval, production et commercialisation a permis d'utiliser efficacement l'ensemble des leviers disponibles : décalage d'arrêts de centrales sur la période d'été, réalisation d'effacements de contrats long terme et de grands clients industriels et optimisation via EDF Trading des achats sur les marchés de gros.

En outre, la DOAAT analyse et évalue l'impact sur l'équilibre physique et financier du portefeuille C+P des évolutions réglementaires et institutionnelles pouvant affecter les métiers d'EDF : mécanisme d'allocation de capacités aux frontières, durcissement des contraintes environnementales, sécurité de l'approvisionnement et de l'équilibre du système électrique.

Certains producteurs français (EDF, GDF, Suez et SNET) sous l'égide de l'Union Française de l'Électricité ont mis en place un dispositif de communication quotidienne d'information sur la production réalisée de leurs installations ainsi que sur leurs prévisions de disponibilité. Depuis le 15 novembre 2006, ces informations sont publiées quotidiennement sur le site web de RTE-EDF Transport. Elles sont agrégées par filière de production et concernent :

- des informations relatives au parc de référence et à la production française réalisée, ainsi qu'une information hebdomadaire sur le niveau du stock hydraulique français ;
- des informations relatives à la disponibilité prévisionnelle des capacités de production à court, moyen et long terme.

Ce dispositif a été salué par les acteurs du marché en raison de la transparence qu'il apporte dans le fonctionnement du marché européen de l'électricité. Il permet d'accroître la visibilité de l'ensemble des acteurs du marché sur la formation des équilibres entre l'offre et la demande d'électricité en France jusqu'à un horizon de 3 ans.

6.2.1.3.2 OPTIMISATION DE L'ÉQUILIBRE AMONT/AVAL GAZ

La DOAAT optimise l'équilibre amont/aval d'EDF dans le domaine du gaz naturel jusqu'à l'horizon de 3 ans et gère l'ensemble des mouvements de gaz correspondants.

L'amont gaz est constitué des contrats d'approvisionnements gaz moyen long terme (gaz gazeux et GNL) négociés par la Direction Gaz, des achats-ventes sur les marchés de gros du gaz naturel réalisés via EDF Trading, et de la logistique associée : capacités de transit et de transport de gaz naturel, de regazéification sur les terminaux méthaniers, et de stockage de gaz naturel.

L'aval est constitué des portefeuilles clients d'EDF, d'EDF Belgium, et, à partir d'avril 2008, d'Électricité de Strasbourg.

L'optimisation consiste à minimiser les coûts d'approvisionnement et de capacités logistiques associées, dans le respect de la politique de risques et des trajectoires de ventes de l'entreprise. La minimisation du coût d'approvisionnement est réalisée en arbitrant, à tous les horizons de temps, entre le recours au marché de gros via EDF Trading et l'activation des souplesses disponibles du portefeuille : flexibilité d'enlèvement des contrats d'approvisionnements, recours aux capacités de stockage, effacements prévus dans les contrats de certains clients. Pour la gestion du risque d'évolution des prix de marché, la DOAAT décide des couvertures financières nécessaires, qui sont mises en œuvre via EDF Trading.

6.2.1.3.3 EDF TRADING

Le négoce d'électricité et de combustibles fossiles est un élément clé d'optimisation des activités de production et de fourniture d'EDF, dans la mesure où les contraintes des producteurs et des fournisseurs doivent être prises en compte de manière conjointe, et non séparément, en cas de recours aux marchés de gros.

EDF Trading est l'entité en charge des activités de négoce sur les marchés de gros de l'électricité, du gaz naturel, des combustibles fossiles et des permis d'émission de CO₂ pour le compte d'EDF, tirant ainsi profit de la position de premier plan occupée par EDF en Europe. EDF Trading est également en charge de l'achat et de la vente de capacités de transport au sein de réseaux de transport en Europe et d'interconnexions de la France, des activités de négoce de gaz sur les marchés de gros en appui au développement de la stratégie gazière du Groupe et de l'alimentation des centrales au charbon et au fioul d'EDF. En 2007, EDF Trading a négocié environ 1 207 TWh d'électricité, 186 Gm³ de gaz naturel, 454 millions de tonnes de charbon et les capacités de transport afférentes, 205 millions de barils de pétrole (produits dérivés pour l'essentiel) et 325 millions de tonnes de certificats d'émission de CO₂.

Les activités de négoce d'EDF Trading sont intégrées à la stratégie d'optimisation de la DOAAT. Ainsi, le Directeur Optimisation Amont Aval Trading (DOAAT) siège au Conseil d'administration d'EDF Trading. De même le Directeur Général d'EDF Trading fait partie de l'équipe de direction de la DOAAT.

Depuis 2006, EDF Trading dispose d'une succursale de trading en France, chargée des activités de trading journalier et infra-journalier sur l'électricité, notamment en France et en Allemagne. Outre l'accroissement immédiat de réactivité de l'optimisation d'EDF en France face aux marchés qui en a

résultat, cette entité développe des activités créatrices de valeur nouvelle pour le Groupe en mettant l'expertise marché d'EDF Trading au service d'une gestion plus dynamique du portefeuille d'actifs d'EDF en France. L'entité est placée sous le contrôle d'EDF Trading et s'appuie pleinement sur cette dernière pour la gestion de ses risques. Il s'agit d'une succursale d'EDF Trading Markets Limited, elle-même filiale à 100 % d'EDF Trading, basée à Londres et réglementée par l'autorité britannique de supervision des marchés financiers (la FSA, *Financial Services Authority*).

La réduction du risque de crédit associée aux activités de négoce est assurée par la mise en place d'accords collatéraux entre les acteurs du marché (« *netting agreements* »).

6.2.1.3.3.1 NÉGOCE D'ÉLECTRICITÉ

EDF Trading a la responsabilité exclusive de l'interface entre EDF et les marchés de gros de l'électricité. Il assure ainsi l'optimisation et la mise en œuvre des achats-ventes journaliers et réalise les opérations de couverture à terme décidées par la DOAAT.

Cette responsabilité a permis à l'origine un développement rapide d'EDF Trading sur les principaux marchés de gros de l'électricité en Europe. EDF Trading est aujourd'hui reconnu comme l'un des négociants les plus importants et les plus performants en Europe Continentale et au Royaume-Uni. Depuis fin 2007, EDF Trading est également actif sur le marché de gros de l'électricité en Pologne.

La plupart des activités d'EDF Trading dans le domaine de l'électricité reposent essentiellement sur des opérations bilatérales négociées de gré à gré. La proportion des opérations effectuées au moyen d'instruments financiers et dont le règlement-livraison se fait en numéraire uniquement, a augmenté de façon graduelle et constante au cours des dernières années en raison de la volonté des nouveaux entrants de réduire leur exposition aux risques physiques et de crédit. Néanmoins, ce développement reste encore limité dans la mesure où les acteurs actuels du marché créent, utilisent et commercialisent les produits sous-jacents et ont souvent besoin d'une livraison physique des produits.

6.2.1.3.3.2 NÉGOCE D'ÉMISSION DE CO₂

EDF Trading est un acteur significatif sur le marché européen des permis d'émissions de CO₂. EDF Trading est par ailleurs l'interface exclusive d'EDF et d'EDF Energy avec les marchés de gros pour leurs opérations de couverture. EDF Trading est également actif sur le marché des mécanismes de développement propre. Ce dispositif, défini par le Protocole de Kyoto, permet d'acquérir des crédits d'émission générés par des projets de réduction d'émission de gaz à effet de serre dans les pays émergents (Chine, Inde, Brésil). En novembre 2006, EDF a lancé un Fonds Carbone Groupe, dont la gestion a été confiée à EDF Trading, associant les sociétés du Groupe EDF, EDF Energy, EnBW et Edison. Grâce à la mutualisation des capacités du Groupe en matière d'achat de crédits d'émissions, ce Fonds dispose d'une capacité d'achat de près de 300 millions d'euros et se positionne donc comme un des principaux acteurs du marché des mécanismes de développement propre. Avec la création de ce Fonds, les différentes sociétés du Groupe EDF consolident leur stratégie de couverture CO₂ en diversifiant leurs ressources en permis d'émission. Elles se donnent ainsi les moyens d'assurer le respect de leurs engagements environnementaux à des conditions économiques optimales.

EDF Trading a été récompensé pour son action sur les marchés du CO₂ et des crédits d'émission, en remportant le premier prix de *Energy business award 2007* dans la catégorie Marchés des permis d'émissions.

6.2.1.3.3.3 NÉGOCE DE GAZ

EDF Trading est l'un des principaux négociants sur les marchés européens

du gaz et opère au Royaume-Uni, en Belgique, aux Pays-Bas, en Allemagne et en France. EDF Trading intervient sur tous les maillons de la chaîne d'approvisionnement, de l'achat du produit directement au sortir des plates-formes offshore jusqu'à la livraison au client, en passant par le transport et le stockage. Les activités d'EDF Trading dans le domaine du gaz reposent sur un nombre important d'opérations structurées.

EDF Trading a la responsabilité exclusive de l'interface entre EDF et les marchés de gros du gaz. Il assure l'optimisation et la mise en œuvre des achats-ventes journaliers et réalise les opérations de couverture à terme décidées par la DOAAT.

EDF Trading est également actif, et ce depuis 2006, sur le marché du gaz naturel liquéfié (GNL). EDF Trading détient une capacité de regazéification sur le terminal gazier de Montoir pour les années 2007 et 2008. Le 7 juin 2007, EDF Trading a signé un contrat avec *Ras Laffan Liquefied Natural Gas Company Limited (II)* (RasGas), société gazière qatari (cf. section 6.4.2 (« Activités Gaz »)).

En 2007, EDF Trading a obtenu une licence de commercialisation de gaz naturel en Espagne.

6.2.1.3.3.4 NÉGOCE DE CHARBON ET DE FRET DE CHARBON

EDF a confié à EDF Trading la responsabilité exclusive de l'approvisionnement en charbon de ses centrales thermiques à flamme. EDF Trading a également en charge l'approvisionnement des centrales thermiques d'EDF Energy en ce qui concerne les achats de charbon à l'international. EDF Trading est l'un des acteurs majeurs à la fois sur les marchés physiques et notionnels, du charbon et du fret correspondant. EDF Trading achète du charbon en provenance des principales zones mondiales de production, notamment l'Afrique du Sud, l'Australie, la Colombie, l'Indonésie et la Pologne, et constitue l'un des principaux importateurs de charbon en Europe. EDF Trading a conclu des contrats d'achat à long terme dans les bassins pacifique et atlantique, et dispose d'équipes spécialisées et très expérimentées dans la logistique maritime et terrestre.

En juillet 2007, EDF Trading a acquis la société Amstuw BV, qui gère trois terminaux de charbon, d'une capacité totale de 15 millions de tonnes par an, sur le port d'Amsterdam. En novembre 2007, EDF Trading et Chubu Electric Power Company ont annoncé un accord portant sur la fourniture et le trading de charbon au Japon.

6.2.1.3.3.5 NÉGOCE DE PÉTROLE

Compte tenu de l'indexation des prix des contrats de gaz sur les cours des produits pétroliers, EDF Trading prend des positions financières sur le marché du pétrole. Les activités de négoce dans ce domaine consistent principalement à effectuer des opérations de couverture sur le portefeuille des contrats de gaz et à développer le trading autour de ces positions en fonction des opportunités d'arbitrage qui se présentent sur les marchés, toujours dans le strict respect des limites de risques fixées par son Conseil d'administration.

6.2.1.3.3.6 NÉGOCE DE BIOMASSE

En juillet 2007, EDF Trading a acquis la société Renewable Fuel Supply Limited (RFSL). RFSL est actif dans la fourniture de biomasse, la logistique associée, et l'appui technique aux producteurs d'électricité souhaitant mettre en place une alimentation bi-combustible (biomasse et charbon) de leurs centrales au charbon.

6.2.1.3.4 LES ENCHÈRES DE CAPACITÉ

La DOAAT gère le mécanisme des enchères de capacités (« VPP »).



Les enchères de capacité résultent d'un engagement pris par EDF auprès de la Commission Européenne dans le cadre de la prise de participation d'EDF dans EnBW. EDF s'est ainsi engagée depuis 2001 à mettre à disposition du marché une partie de ses capacités de production, et ce, pour une durée estimée initialement à cinq ans soit, en principe, jusqu'au 7 février 2006. Cet engagement pris début 2001 était destiné à favoriser l'accès de concurrents au marché français en palliant pendant quelques années les difficultés d'approvisionnement existant sur un marché français alors naissant. Il visait à compenser les effets sur la situation concurrentielle française du rapprochement EDF-EnBW.

En 2007, près de 40 TWh (pour 41 TWh en 2006) ont ainsi été mis à disposition du marché.

EDF a la possibilité depuis février 2006 de déposer une demande argumentée de sortie du processus d'enchères. À ce jour, EDF a décidé de ne pas faire ce choix. Après des discussions avec la Commission Européenne et sur propositions d'EDF, la Commission a autorisé en septembre 2006, un certain nombre d'aménagements au processus d'enchères, notamment l'introduction d'un produit de base d'une durée de 4 ans, mis en vente depuis septembre 2006, sans modification du volume d'énergie annuel mis à disposition par EDF.

Les enchères se poursuivent donc à ce jour à un rythme trimestriel. Si un arrêt des enchères devait être envisagé, EDF serait favorable à une sortie progressive du processus, de façon à prévenir toute perturbation sur le marché.

6.2.1.3.5 CONTRATS D'ACHAT/VENTE D'ÉLECTRICITÉ DE LONG TERME

EDF entretient des relations commerciales au travers de nombreux contrats d'achat et de vente d'énergie, avec d'importants opérateurs européens tels qu'Electrabel-Suez, Enel, EnBW, REE, NOK, EGL, Atel, POWEO et SNET-Endesa.

En 2007, les quantités vendues et achetées ont respectivement représenté 55 TWh et 8 TWh.

Ces contrats sont de plusieurs natures et confèrent :

- des droits à l'énergie produite par des installations, essentiellement nucléaires, dans lesquelles les contreparties détiennent une participation sur la durée de vie de l'installation (voir section 6.2.1.1.3.1 (« Le parc nucléaire d'EDF — Contrats d'allocation de production ») ci-dessus) ;
- des droits de tirage pour une puissance électrique totalement ou partiellement garantie d'une durée généralement comprise entre 15 et 25 ans ;
- des droits ou obligations vis-à-vis des ex-producteurs liés (principalement SNET), devenus indépendants d'EDF à l'ouverture des marchés.

Le portefeuille des contrats est représentatif de la structure du parc de production d'EDF, principalement composé de moyens nucléaires (EDF vend de l'énergie en base et achète de l'énergie de semi-base et de pointe).

S'agissant des interconnexions, depuis le 1^{er} janvier 2006, le régulateur français a pris la décision de supprimer le régime de priorité d'accès aux interconnexions réseaux entre la France et les pays limitrophes membres de l'Union. Le principe de l'accès aux interconnexions relève désormais d'un mécanisme d'enchères à horizon maximal d'un an pour la réservation de capacités d'échanges et s'applique à toutes les transactions y compris aux contrats historiques de long terme. La moitié des quantités d'énergie vendues en 2007 à travers ces contrats long terme a donc été livrée aux contreparties sur le réseau de grand transport français. L'autre moitié a été livrée aux points d'interconnexion avec les systèmes électriques suisse en vertu des droits d'accès prioritaires reconnus aux contreparties d'EDF

en dérogation des mécanismes de marché pour la réservation des capacités d'interconnexions.

6.2.1.3.6 FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ À DES FOURNISSEURS ALTERNATIFS

Par sa décision du 10 décembre 2007, le Conseil de la concurrence a accepté et rendu obligatoires l'engagement proposé par EDF de mettre à disposition des fournisseurs alternatifs une capacité d'électricité significative, de 1 500 MW en base, soit un volume d'environ 10 TWh/an sur des périodes allant jusqu'à 15 ans, à des niveaux de prix leur permettant de concurrencer les offres d'EDF sur le marché libre de masse (voir section 20.6 (« Changement significatif de la situation financière ou commerciale »)). Pour une première période de 5 ans, de 2008 à 2012, le prix en euros courants, fixé à 36,8 €/MWh pour 2008, augmentera progressivement pour atteindre 47,2 €/MWh en 2012, correspondant à une moyenne de 42 €/MWh en euros courant.

Concernant la deuxième période de 10 ans, il est prévu que le prix soit fixé de manière à couvrir les coûts de développement de l'EPR à Flamanville (estimés en 2006 à 46 €/MWh en euros 2005).

Ces volumes seront attribués lors de trois appels d'offres successifs, en 2008 et 2009, ouverts à tous les fournisseurs alternatifs d'électricité en France. Les adjudications portent sur le prix que sont disposés à payer les acquéreurs pour bénéficier de l'électricité proposée pour la deuxième période de 10 ans. La capacité minimale accessible par chaque acquéreur est d'1 MW. La première adjudication a eu lieu le 12 mars 2008. 12 sociétés ont participé à cette adjudication, qui a permis à 5 entreprises d'acquérir les 500 MW proposés par EDF. La deuxième adjudication sera organisée au second semestre 2008.

6.2.2 Opérations régulées France

Les opérations régulées France d'EDF comportent :

- le transport, géré par RTE-EDF Transport ;
- la distribution, gérée par ERDF et l'opérateur commun avec Gaz de France ;
- les activités d'EDF dans les Systèmes Énergétiques Insulaires (Corse, DOM et Saint-Pierre-et-Miquelon), gérées par la direction Systèmes Énergétiques Insulaires (« SEI »).

Les tarifs de ces opérations régulées sont fixés au travers des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (« TURP ») ainsi qu'au travers de la compensation des surcoûts de production dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (CSPE ZNI) (voir section 6.2.2.4 (« Tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (« TURP » »)).

6.2.2.1 TRANSPORT — RTE-EDF TRANSPORT

Créé le 1^{er} juillet 2000, RTE est le gestionnaire du réseau français de transport d'électricité, dont il est propriétaire et qu'il exploite, entretient et développe. Avec près de 100 000 km de circuits à haute et très haute tension et 44 lignes transfrontalières, ce réseau est le plus important d'Europe. Son positionnement géographique place RTE-EDF Transport au cœur du marché européen de l'électricité. RTE-EDF Transport est garant du bon fonctionnement et de la sûreté du système électrique. Il assure un accès libre et équitable à tous les utilisateurs du réseau et, avant sa filialisation, constituait, à cette fin, au sein d'EDF, un service indépendant avec une gestion managériale, comptable et financière dissociée. La filialisation de RTE a été mise en œuvre durant l'année 2005 et RTE devenu RTE-EDF Transport, est désormais une filiale à 100 % de EDF, consolidée en intégration globale dans les comptes du Groupe.

En 2007, RTE-EDF Transport a réalisé un chiffre d'affaires de 4 126 millions d'euros, un excédent brut d'exploitation de 1 588 millions d'euros et un résultat net de 466 millions d'euros. Les passifs financiers au 31 décembre 2007 s'élevaient à 6 363 millions d'euros (Source : Rapport d'activité 2007 RTE-EDF Transport).

Le tableau ci-dessous fournit un bilan simplifié des flux énergétiques sur le réseau de RTE-EDF Transport au cours des années 2004 à 2007 :

(TWh)	2004	2005	2006	2007*
Injections				
Production	521,6	522,7	520,6	514,8
Soutirages				
Energie prélevée pour le pompage	7,2	6,5	7,4	7,7
Livraisons (y compris pertes)	452,5	455,8	449,6	450,1
SOLDE EXPORTEUR DES ÉCHANGES PHYSIQUES	61,9	60,4	63,6	57,0

* Chiffres provisoires

En 2007, le solde net instantané des échanges physiques avec l'étranger de RTE-EDF Transport est resté exportateur, sauf pendant les périodes de froid du dernier trimestre où le solde a été importateur pendant environ 500 heures réparties sur 43 journées. Il diminue toutefois par rapport à 2006, essentiellement par le recul des exportations avec l'Angleterre et avec les pays d'Europe continentale. En revanche le solde augmente avec l'Italie et avec l'Espagne.

6.2.2.1.1 ACTIVITÉS DE RTE-EDF TRANSPORT

RTE-EDF Transport :

- gère les flux d'énergie : il assure l'équilibre offre/demande et procède aux ajustements, gère les flux d'électricité, gère les droits d'accès aux interconnexions internationales en collaboration avec les gestionnaires de réseaux voisins. Il mobilise les réserves et compense les pertes. Il procède aux ajustements comptables nécessaires et règle les écarts ;
- gère l'infrastructure de transport : RTE-EDF Transport exploite et entretient le réseau public de transport et est responsable de son développement, en minimisant le coût pour la collectivité et en veillant à la sûreté du système, des personnes et des biens ;
- garantit l'accès au réseau de transport : il conclut des contrats avec les utilisateurs du réseau de transport, sur la base des tarifs d'accès aux réseaux et dans le respect des règles de non discrimination.

6.2.2.1.1.1 GESTION DES FLUX D'ÉNERGIE

Affectation des coûts

Le coût correspondant aux ajustements mis en œuvre par RTE-EDF Transport dus aux écarts négatifs est répercuté aux « responsables d'équilibre » (producteurs, négociants, fournisseurs, etc.) au prorata de leur écart. En cas d'écart positif, RTE-EDF Transport compense financièrement les responsables d'équilibre.

Interconnexions

RTE-EDF Transport gère l'accès aux interconnexions internationales en collaboration avec les gestionnaires de réseaux de transport européens voisins.

Les réseaux de transport d'électricité européens sont interconnectés, permettant d'assurer le transit de l'énergie d'un pays à l'autre. Ces interconnexions sont utilisées pour assurer la sûreté de fonctionnement des réseaux de transport d'électricité (par exemple, pour compenser la défaillance brutale d'un équipement de production ou de transport d'électricité en France en faisant appel aux producteurs et transporteurs voisins et réciproquement) et pour développer le marché européen de l'électricité

en permettant à un fournisseur d'électricité de vendre son énergie à un client situé dans un autre pays de l'Union Européenne. De surcroît, ces interconnexions, en jouant sur les écarts temporels des pointes de charge de part et d'autre des frontières, permettent de mieux mutualiser les moyens de production à l'échelle européenne.

Concernant le projet de ligne France – Espagne, un « coordonnateur européen » a été désigné par la Commission Européenne. Au cours du sommet franco-espagnol du 10 janvier 2008, les Chefs d'État ont rappelé qu'ils attendaient des propositions pour le 30 juin 2008. À l'issue du sommet, RTE-EDF Transport et REE (le gestionnaire du réseau de transport espagnol) ont signé un accord d'entente visant à créer une société commune chargée de développer une liaison électrique par l'Est des Pyrénées. Le montage juridique et financier de cette société reste à mettre en œuvre.

Un accord entre RTE-EDF Transport et Terna (le gestionnaire du réseau de transport italien) a été conclu le 30 novembre 2007, afin de favoriser le développement de l'interconnexion électrique France - Italie. Cet accord permettra une augmentation de 60 % de la capacité d'interconnexion actuelle ; RTE-EDF Transport et Terna s'engagent à améliorer le réseau existant et à étudier la faisabilité d'une nouvelle interconnexion électrique entre les deux pays.

Tri Lateral Market Coupling

Les capacités d'échange aux frontières étant limitées, des règles ont été définies au niveau européen par le règlement européen n° 1228/2003 afin de traiter les problèmes de congestion de réseau pour l'allocation des capacités d'interconnexion (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)). En pratique, deux méthodes permettent d'être en conformité avec ce règlement :

- l'allocation de capacité d'interconnexion par enchères explicites : mise en vente de droits de programmer des échanges ;
- l'allocation par enchères implicites : la priorité d'accès aux interconnexions est donnée aux blocs d'énergie coûtant le moins cher.

Dans ce dernier cas, des « couplages de marchés » se sont mis en place. Le couplage de marché est fondé sur le fonctionnement des bourses d'électricité et revient à fusionner les carnets d'ordre (achat/vente) de deux bourses voisines et à renvoyer un prix unique commun aux deux bourses, dans la limite des capacités d'échange import et export.

Le couplage des trois marchés électriques France – Belgique – Pays-Bas, appelé *Tri Lateral Market Coupling* a été initié le 21 novembre 2006. Il constitue une première expérience en Europe (hors Nordpool).



6.2.2.1.1.2 GESTION DE L'INFRASTRUCTURE DE TRANSPORT

Maintenance

RTE-EDF Transport assure la maintenance du réseau de transport au travers de l'entretien quotidien, du dépannage d'urgence et du renouvellement des ouvrages en fin de vie ou endommagés.

À la suite des tempêtes de 1999, RTE-EDF Transport a engagé un programme de sécurisation mécanique. Ce projet, mené avec de nombreux prestataires extérieurs, vise à renforcer la tenue mécanique des lignes aériennes pour qu'elles résistent à des vents soufflant jusqu'à 150 km/h et à transformer ou installer environ 16 400 pylônes anti-cascade pour prévenir l'effet « domino » si les vitesses du vent étaient supérieures. L'achèvement de ce programme de sécurisation du réseau en 2017, décidé avec les pouvoirs publics (contrat de service public) et qui permet de se préparer à des événements climatiques majeurs, nécessitera, après étude de toutes les dispositions techniques à mettre en œuvre et de l'évolution du périmètre initial, une montée progressive, entre 2008 et 2011, du financement en dépenses d'exploitation qui devront ainsi passer de 105 millions d'euros (en euros 2007) en 2008 à 175 millions d'euros (en euros 2007) à partir de 2011.

Développement

RTE-EDF Transport poursuit par ailleurs le développement du réseau. Les nouveaux projets visent à renforcer le réseau national et l'ancrage du réseau de transport français dans le système européen.

RTE-EDF Transport élabore chaque année un programme pluriannuel d'investissements soumis à l'autorisation de la Commission de Régulation de l'Énergie. En 2007, RTE-EDF Transport a dépensé 792 millions d'euros au titre du développement de son réseau contre 638 millions d'euros en 2006.

Réalisation de nouveaux investissements sur le réseau de transport

- Lignes Chaffard – Grande Ile et Marlenheim – Vigy

En octobre 2007, la nouvelle liaison 400 kV Chaffard – Grande Ile, entre Lyon et Chambéry, ainsi que le premier tronçon de la nouvelle ligne 400 kV Marlenheim – Vigy ont été mis en service conformément au planning. Ces lignes permettront de renforcer la sécurité d'alimentation électrique de la région de Chambéry pour la première et de la région Alsace pour la seconde.

- Cotentin – Maine

Le projet de ligne électrique 400 kV Cotentin – Maine, d'une longueur d'environ 150 km est destiné à garantir la sûreté du système électrique français lors de la mise en service du groupe de production de Flamanville 3.

Une nouvelle étape de croissance des investissements sur les réseaux de RTE-EDF Transport

Intégration du marché européen, restructuration profonde du parc de production, évolutions sociétales renforçant les contraintes d'intégration des nouvelles infrastructures d'intérêt général et maintien à niveau de son outil industriel pour répondre aux besoins des clients et de la collectivité, tels sont les défis auxquels RTE-EDF Transport doit faire face dans sa mission de gestionnaire du réseau de transport d'électricité. Pour y répondre, RTE-EDF Transport marque une nouvelle étape en matière d'investissements, en croissance sensible depuis 2004 et qui seront portés à environ 950 millions d'euros par an sur la période 2008-2011.

Bilan énergétique 2007

Légère augmentation de la consommation intérieure d'électricité et hausse des appels de pointe

En 2007, la consommation intérieure française d'électricité (480,3 TWh) affiche une hausse de 0,4 % (+1,9 TWh) par rapport à 2006. Les clients directs raccordés au réseau de RTE-EDF Transport affichent également une progression de leur consommation (+2,6 %, soit +2,1 TWh). La hausse de la consommation intérieure et de la consommation des clients directs raccordés au réseau de RTE-EDF Transport est liée au comportement des grands clients industriels du secteur énergie ; hors grands clients du secteur énergie, la consommation des clients directs raccordés au réseau de RTE-EDF Transport baisse de 1,4 % et la consommation intérieure baisse de 0,3 %.

La disparité des conditions climatiques rencontrées en 2007 par rapport à 2006 a entraîné une baisse de consommation de 8,6 TWh en 2007 par rapport à l'année précédente. De ce fait, la consommation intérieure corrigée de l'aléa climatique (480,8 TWh) est en hausse de 2,2 % en 2007 par rapport à 2006 ; hors grands clients du secteur énergie, la croissance de la consommation intérieure corrigée de l'aléa climatique est ramenée à 1,6 %. Cette croissance provient du développement des usages de l'électricité de la clientèle reliée aux réseaux basse tension (clientèle domestique, professionnels, services publics, éclairage public, divers tertiaire) dont la consommation augmente d'environ 2,6 % en valeur corrigée des aléas climatiques, tandis que les clients du type PME/PMI, desservis par le réseau HTA, affichent une hausse d'environ 1 % de leur consommation en valeur corrigée des aléas climatiques.

En 2007, un nouveau maxima absolu de consommation en France a été enregistré le lundi 17 décembre à 18h58 avec un pic à 88 960 MW pour une température moyenne journalière de -0,8°C (-6,0°C par rapport à la normale).

Les échanges commerciaux transfrontaliers (exportations + importations) atteignent 110,5 TWh en 2007, valeur en recul par rapport aux années précédentes à l'exception de 2002. L'écart est de -7,3 TWh (-6,2 %) par rapport à 2006.

Ces résultats confirment le diagnostic porté par RTE-EDF Transport dans le Bilan Prévisionnel édition 2007 qui annonce une prévision de croissance plus modérée de la consommation d'électricité, un développement de nouveaux moyens de production (éolien, cycles combinés au gaz,...) et un équilibre offre/demande d'électricité assuré jusqu'en 2014.

6.2.2.1.1.3 ACTIVITÉS DE RTE-EDF TRANSPORT À L'INTERNATIONAL

RTE International, filiale de RTE-EDF Transport créée en septembre 2006, est l'interface de RTE-EDF Transport pour toutes les prestations d'ingénierie et de conseil hors de France en réponse soit à des appels d'offres soit à des sollicitations de gré à gré.

Pendant l'année 2007, 23 contrats ont été remportés dans le cadre d'appels d'offres internationaux, ou en gré à gré dans le cadre d'accords généraux, notamment :

- en Turquie, l'appel d'offre européen pour un jumelage avec le GRT turc TEIAS a été attribué à RTE-EDF Transport ;
- en Serbie, sur financement de l'Agence Européenne de Reconstruction, un contrat a été remporté pour renforcer les capacités techniques, économiques et commerciales du GRT serbe EMS ;
- en Algérie, au terme d'un appel d'offres, la Direction Générale de l'Engineering de la compagnie d'électricité et de gaz Sonelgaz, a confié à RTE International, un contrat d'assistance technique pour une période

de trois ans ;

- en Libye, RTE International va accompagner la société d'électricité GECOL (General Electricity Company of Libya) dans la transformation de son management d'entreprise pour atteindre de meilleures performances globales, aux niveaux des standards internationaux.

6.2.2.1.2 ORGANISATION DE RTE-EDF TRANSPORT

RTE-EDF TRANSPORT : UNE SOCIÉTÉ ANONYME À DIRECTOIRE ET CONSEIL DE SURVEILLANCE

En application de la Loi n° 2004-803 du 9 août 2004, le décret n° 2005-1069 du 30 août 2005 approuvant les statuts de la société RTE-EDF Transport prévoit que la société est contrôlée par un conseil de surveillance et dirigée par un directoire.

Le Conseil de surveillance de RTE-EDF Transport est composé de douze membres, dont six nommés par l'Assemblée générale ordinaire, quatre représentants des salariés et deux représentants de l'État. La durée de leur mandat est de cinq ans.

Le Directoire de RTE-EDF Transport est composé d'au maximum cinq membres, personnes physiques, nommées pour une durée de cinq ans, qui exercent leurs fonctions sous le contrôle du Conseil de surveillance. Le Conseil de surveillance désigne, après accord du Ministre chargé de l'énergie, le Président du Directoire ainsi que, sur proposition de ce dernier, les autres membres du Directoire.

En application de l'article 14 de la Loi du 10 février 2000, le Président du Directoire soumet chaque année à l'approbation de la CRE le programme d'investissement du réseau public de transport d'électricité, compatible avec le plan financier à moyen terme de RTE-EDF Transport.

En France, la gestion du Réseau Public de Transport (RPT) est assurée par RTE-EDF Transport en application de l'article 7 de la Loi 2004-803 du 9 août 2004. L'article 12-II de la Loi 2000-108 du 10 février 2000 dispose que le gestionnaire du RPT exerce ses missions dans les conditions fixées par un cahier des charges type de concession approuvé par décret en Conseil d'État après avis de la Commission de Régulation de l'Énergie. Le cahier des charges type de la concession du RPT a été approuvé par le décret n° 2006-1731 du 23.12.06. Ce cahier des charges ne sera applicable qu'après la signature d'une convention de concession entre l'État et RTE-EDF Transport (attendue dans les prochains mois) comportant en annexe un cahier des charges conforme au cahier des charges type. Le nouveau cahier des charges se substituera alors au cahier des charges datant de 1995, inadapté au nouveau cadre juridique issu des directives 96/92/CE du 19 décembre 1996 et 2003/54/CE du 26 juin 2003 (séparation juridique, comptable et managériale entre l'activité de transport et les activités de production et de fourniture d'électricité).

6.2.2.1.3 TARIF D'UTILISATION DU RÉSEAU PUBLIC DE TRANSPORT

Le tarif d'utilisation du réseau public de transport est une composante du TURP (voir section 6.2.2.4 (« Tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (« TURP ») ») ci-dessous).

6.2.2.2 DISTRIBUTION – ÉLECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE (ERDF)

L'activité de distribution a pour objet principal l'acheminement d'électricité vendue par les fournisseurs d'électricité aux clients finals. ERDF, filiale détenue à 100 % par EDF issue de la filialisation des activités de distribution en application de la Loi relative au secteur de l'énergie du 7 décembre 2006 et opérationnelle depuis le 1^{er} janvier 2008, dessert environ 34 000 des

quelques 36 500 communes françaises. Ceci représente 95 % des volumes d'électricité distribués en France, 5 % étant distribués par des distributeurs non nationalisés (DNN) ou Entreprises Locales de Distribution (ELD).

ERDF délivre l'électricité aux bornes (comptage) des installations des clients du réseau où sont réalisés les soutirages. Sur le réseau de distribution, divers opérateurs injectent de l'électricité. Ce sont principalement :

- RTE-EDF Transport, qui assume en France les responsabilités de transporteur (voir section 6.2.2.1 (« Transport — RTE-EDF Transport ») ci-dessus) : les injections correspondantes se font au niveau des postes sources répartis sur le réseau ;
- des producteurs au titre d'installations dont la taille permet une injection directe sur le réseau de distribution.

À tout moment, ces injections doivent compenser les soutirages des clients et les pertes du réseau sous peine de dégradation de la qualité du produit délivré (qualité de l'onde, tension, voire continuité de fourniture).

Pour l'année 2007, les volumes d'électricité (données provisoires) qui ont transité sur le réseau d'ERDF étaient de :

- injections :
 - par RTE-EDF Transport : 335,8 TWh ;
 - par les producteurs décentralisés : 17,1 TWh ;
- soutirages : 330,0 TWh ; et
- pertes : 22,9 TWh.

Le réseau de distribution génère des pertes dont une part est due à des raisons physiques (effet Joule) qui dépendent directement de la quantité d'électricité acheminée. ERDF doit compenser ces pertes pour fournir la quantité d'électricité demandée par les clients finals. En 2007, le taux de pertes a été de 6,5 % de l'électricité injectée sur le réseau, soit 22,9 TWh. Le coût pour ERDF s'est élevé en 2007 à 1 418 millions d'euros. Pour compenser ces pertes, ERDF achète l'électricité correspondante sur le marché par le biais d'appels d'offres en mettant en concurrence une vingtaine de fournisseurs qualifiés.

L'activité d'ERDF repose sur plusieurs métiers :

- gestion des investissements et des actifs : assurer en tant que concessionnaire la gestion des actifs en concession (extension, renforcement et renouvellement du réseau) ;
- gestion de l'accès au réseau : assurer les relations avec les utilisateurs du réseau dans le cadre des dispositifs contractuels en vigueur ;
- exploitation et maintenance : conduire et maintenir le réseau en état de fonctionnement optimal ;
- réalisation des travaux : réaliser les interventions sur le réseau, soit directement, soit par appel à la sous-traitance ;
- gestion des comptages :
 - gérer le parc de compteurs ;
 - acquérir, traiter et transmettre les données relatives à la consommation des utilisateurs du réseau.

Préparation du distributeur à l'ouverture des marchés 2007

Au sein du groupe de travail électricité 2007 et du groupe de travail consommateur 2007 placés sous l'égide de la commission de régulation de l'électricité, le distributeur a participé aux différents sous-groupes en charge de la définition des parcours des clients à l'ouverture des marchés, et plus généralement de l'ensemble des règles de fonctionnement partagées par les différents acteurs du marché (voir section 6.2.1.2

Aperçu des activités



(« Commercialisation »)). C'est dans ce contexte qu'a été élaborée une nouvelle version du contrat entre les fournisseurs et le gestionnaire du réseau de distribution (contrat préalable à la conclusion, par les fournisseurs, d'un contrat unique avec leurs clients).

6.2.2.2.1 RÉSEAU DE DISTRIBUTION

CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES

Le réseau de distribution dont ERDF est concessionnaire (voir section 6.2.2.2.2 (« Concessions ») ci-dessous) est constitué, au 31 décembre 2007, d'environ :

- 596 200 km de lignes haute tension à 20 000 volts (HTA) ;
- 669 300 km de lignes basse tension à 400 volts (BT) ;
- 2 203 postes-sources HTB/HTA ;
- 732 200 postes de transformation HTA/BT.

En général, les frontières de ce réseau sont :

- en amont, le poste source, propriété d'ERDF pour la partie qu'elle exploite, assurant l'interface entre le réseau de transport et le réseau de distribution ;
- dans certains cas, toujours en amont, le poste de raccordement avec les installations de production directement connectées au réseau de distribution ;
- en aval, le compteur et le disjoncteur installés chez le client qui relèvent de la concession.

ÉVOLUTION DES INVESTISSEMENTS

En 2007, 1 737 millions d'euros ont été investis, dont 727 millions en majorité liés aux raccordements des nouveaux clients et des producteurs. La relance des investissements s'est ainsi traduite par une augmentation de plus de 12 % dans le réseau de distribution entre 2005 et 2007. Les ressources supplémentaires ainsi engagées ont été consacrées à la sécurisation des réseaux, à la sécurité et à la préservation de l'environnement, trois domaines où les attentes identifiées des clients et des collectivités locales sont particulièrement fortes. Au total, de 2005 à 2007, c'est environ 5 milliards d'euros qui ont été investis par EDF sur les réseaux de distribution en France continentale. En complément, les autorités concédantes ont investi environ 800 millions d'euros en 2007. Au total, ce sont donc environ 2,5 milliards d'euros qui ont été investis en 2007 en France continentale sur les réseaux de distribution. Pour répondre à la demande croissante de la clientèle, mais aussi pour développer et moderniser l'outil industriel et réduire la sensibilité du réseau aux risques climatiques (neige collante, tempête, inondation, canicule), ERDF prévoit d'investir près de deux milliards d'euros en 2008.

Des efforts importants sont consacrés à la résorption des écarts entre zones géographiques. L'objectif est de maintenir le niveau de qualité atteint et de progresser dans des zones où des besoins d'amélioration de la qualité sont identifiés.

En outre, EDF afin de répondre aux objectifs du contrat de service public, ainsi qu'à des objectifs environnementaux et esthétiques, s'est engagée à enterrer 90 % des nouvelles lignes HTA et à réaliser en « technique discrète » les deux tiers des nouvelles lignes BT. ERDF n'a pas pour objectif d'enfouir l'intégralité de son réseau. Un réseau enterré reste soumis aux risques de coupure comme un réseau aérien. Il peut subir des agressions extérieures (canicule, inondations, travaux, etc.) et le temps nécessaire à la localisation de l'incident et à la réalimentation des clients peut être plus long que dans le cas d'un réseau aérien.

PROJETS DU DISTRIBUTEUR

ERDF, à la recherche de gisements de productivité, a décidé d'engager l'expérimentation d'une nouvelle génération de compteurs communicants. Ils permettront au distributeur de relever et d'intervenir à distance et au client de recevoir ses factures sur index réel. Cette expérimentation ouvre de nouvelles perspectives : réduction des coûts par la dématérialisation des relevés et des interventions, amélioration du service rendu au client et aux fournisseurs par la multiplication des offres au consommateur et optimisation de la gestion du réseau (suivi précis de la qualité de fourniture, optimisation de la courbe de charge, réduction des pertes non techniques, etc.). Cette expérimentation devrait concerner 300 000 clients avant 2010 et sera suivie par la CRE. Elle permettra d'envisager le renouvellement à plus long terme de l'ensemble du parc des 35 millions de compteurs d'ERDF. Ce vaste chantier, s'il est mis en œuvre, devrait se dérouler sur une durée de l'ordre d'une dizaine d'années, et pourrait représenter un investissement de plusieurs milliards d'euros.

LA QUALITÉ DE LA DESSERTE CONSOLIDÉE

La qualité de la desserte constitue un objectif majeur d'ERDF. Elle se traduit par le maintien d'une tension régulière, la plus proche de sa valeur contractuelle et par l'absence de coupures. En ce qui concerne la qualité de la tension, plus de 99 % des clients sont considérés en 2007 comme « bien alimentés » au regard des normes couramment admises. En revanche, l'accumulation récente d'événements climatiques extrêmes (neige collante, pluies verglaçantes, violents orages et tempêtes en 2006, épisodes neigeux de grande ampleur début 2007) ont fait passer la durée cumulée moyenne d'interruption de 60 minutes ces dernières années à 94 minutes en 2006 et 72 minutes en 2007.

Un plan d'actions Aléas climatiques a été élaboré et lancé en 2006 dans le cadre du contrat de service public (voir section 6.4.3.4 (« Service public en France »)). Reposant sur un diagnostic complet des fragilités potentielles du réseau vis-à-vis des phénomènes climatiques, ce plan prévoit notamment l'enfouissement de plus de 30 000 km de réseaux à moyenne tension en 10 ans.

Pour répondre aux incidents de grande ampleur, ERDF a mis en place une Force d'Intervention Rapide (« FIRE »). Elle lui permet de mobiliser à tout moment sur une région touchée, les équipes d'autres régions pour rétablir au plus vite l'électricité auprès des clients.

6.2.2.2.2 CONCESSIONS

En France, les réseaux de distribution sont la propriété des collectivités locales. Une concession en est faite portant sur le développement, l'exploitation des réseaux, la distribution et la fourniture d'électricité au tarif réglementé. EDF, conjointement avec ERDF depuis le 1^{er} janvier 2008, est le concessionnaire unique chargé par la Loi du 8 avril 1946 des réseaux de distribution publique en France, à l'exception des communes qui, antérieurement à cette date, avaient choisi d'exploiter elles-mêmes leur réseau dans le cadre de régies ou d'autres structures juridiques appelées Distributeurs Non Nationalisés (« DNN ») ou Entreprises Locales de Distribution (ELD). ERDF exploite les réseaux de distribution dans le cadre de concessions signées avec les autorités locales concédantes, qui sont dans 97 % des cas un syndicat de communes. ERDF gère environ 1 200 contrats de concession et distribue l'électricité dans 94 % des communes et à 95 % de la population.

MODALITÉS DES CONTRATS DE CONCESSIONS

Un modèle de contrat de concession et de cahier des charges a été adopté (avec des ajustements selon que le contrat a été passé avec une commune urbaine ou un syndicat de communes) en juin 1992 à la suite de négociations entre EDF et la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR), et validé par les représentants des pou-

voirs publics. Ce modèle a été mis à jour, afin de l'adapter au nouveau contexte législatif et réglementaire, en juillet 2007 (voir Section 6.5.3 – « Les concessions de distribution publique d'électricité »). À ce jour, environ 95 % des contrats de concession ont été signés selon ce modèle.

Au 31 décembre 2007, les contrats de concession de 56 communes sont arrivés à échéance et font l'objet d'une tacite reconduction dans l'attente de la conclusion de la négociation de leur renouvellement. Ces communes représentent moins de 1 % de la population desservie par EDF. Le traité de concession de la ville de Paris a été signé le 30 juillet 1955 et vient à échéance le 31 décembre 2009. Ce contrat fait l'objet de révisions régulières dont, en dernier lieu, un avenant signé le 28 juin 2007 qui a permis de prendre en compte la séparation des activités de distribution et de fourniture.

Le contrat de concession est négocié localement sur la base du modèle de cahier des charges. Ses clauses particulières sont présentées à la note 2.12 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2007.

DURÉE DES CONTRATS DE CONCESSION

Les contrats de concession sont conclus pour une durée généralement comprise entre 20 et 30 ans. Pondérée par les consommations exprimées en kWh acheminés aux clients aux tarifs bleu, jaune et vert, la durée résiduelle moyenne des concessions est actuellement de 15 ans.

LA RÉALISATION DE TRAVAUX SUR LES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION : UNE COMPÉTENCE PARTAGÉE

La maîtrise d'ouvrage sur les réseaux — le maître d'ouvrage assure l'organisation, la réalisation et le financement des travaux — est répartie, selon des principes fixés par le cahier des charges, de la manière suivante :

- en matière de raccordement (extension des réseaux et création des branchements) et de modification d'ouvrages (renforcement du réseau rendu nécessaire par l'accroissement de la demande d'électricité ou l'amélioration de la qualité de service), ERDF et l'autorité concédante se répartissent la maîtrise d'ouvrage au cas par cas dans le régime d'électrification rurale. Dans les régimes urbains, ERDF assure, de manière générale, la maîtrise d'ouvrage ;
- concernant la maintenance et le renouvellement (entretien, élagage, renouvellement à l'identique, déplacement et mise en conformité), ERDF est le maître d'ouvrage ;
- pour l'intégration des ouvrages dans l'environnement (enfouissement, amélioration de l'esthétique), les collectivités locales sont maîtres d'ouvrage exclusifs.

PRINCIPALES REDEVANCES ET CONTRIBUTIONS

Les contrats prévoient le paiement de redevances permettant au concédant de financer des dépenses liées à la concession.

ERDF doit s'acquitter d'une redevance pour l'occupation du domaine public par les ouvrages d'électricité. Selon une formule, révisée par un décret de mars 2002, cette redevance est calculée en fonction, notamment, de la population desservie. Elle est versée aux communes ou aux syndicats concédants et aux départements.

ERDF, comme les DNN, verse une contribution au Fonds d'Amortissement des Charges d'Electrification (FACE) assise sur le nombre de kWh acheminés. Le FACE redistribue les fonds collectés aux collectivités locales pour le financement de leurs dépenses d'électrification en régime rural.

En outre, ERDF, comme les DNN, participe au mécanisme du Fonds de Péréquation de l'Electricité (FPE) qui répartit entre les gestionnaires de

réseau de distribution les charges de péréquation liées à l'obligation de faire bénéficier tous les clients du même tarif d'acheminement sur l'ensemble du territoire.

6.2.2.2.3 ORGANISATION

Depuis 1951, l'ensemble des activités de distribution d'EDF est effectué en commun avec Gaz de France. Ce mode d'organisation « mixte » permet une plus grande efficacité et une couverture territoriale optimisée. Ainsi, environ un tiers des interventions techniques et des relevés chez les clients sont effectués simultanément en électricité et en gaz.

Ce mode d'organisation conduit à des synergies obtenues par la mise en commun des métiers du comptage, des petites interventions chez les clients et de l'accueil des utilisateurs du réseau (consommateurs, producteurs, fournisseurs, tiers). S'y ajoute un intérêt en terme d'évolution de carrière et de motivation pour les salariés.

Les directives communautaires ont obligé d'assurer l'indépendance de l'organisation des gestionnaires des réseaux de distribution en électricité comme en gaz des autres activités des maisons-mères. Ceci a conduit au projet de filialisation des activités de distribution. La réforme mise en place en 2004 a visé à préserver les synergies liées à la mixité.

Jusqu'à la filialisation intervenue au 1^{er} janvier 2008, l'organisation reposait, conformément à la Loi du 9 août 2004, sur :

- un gestionnaire de réseau de distribution d'électricité au sein d'EDF, « EDF Réseau Distribution », couvrant le territoire métropolitain continental ; et
- un service commun à EDF et Gaz de France « EDF Gaz de France Distribution », responsable des activités opérationnelles du service public de proximité.

En parallèle, Gaz de France avait mis en place un gestionnaire de réseau de distribution pour le gaz : « Gaz de France Réseau Distribution ».

Parallèlement à la création d'ERDF, Gaz réseau Distribution France (GRDF), société détenue à 100 % par Gaz de France ayant pour objet la gestion des réseaux publics de distribution de gaz est devenue opérationnelle le 1^{er} janvier 2008.

Depuis le 1^{er} janvier 2008, les activités de distribution d'EDF reposent sur Electricité Réseau Distribution France (ERDF), responsable de la gestion du réseau de distribution d'électricité sur le territoire métropolitain continental, et, tel que prévu par l'article 27 de la Loi du 7 décembre 2006, sur un service commun à ERDF et GRDF, non doté de la personnalité morale. Ce service a pour missions dans le secteur de la distribution de l'électricité et du gaz, la construction des ouvrages, la maîtrise d'œuvre de travaux, l'exploitation et la maintenance des réseaux et les opérations de comptage.

FILIALISATION DU DISTRIBUTEUR EN 2007.

L'article 15 de la directive 2003/54/CE du 26 juin 2003 prévoit que lorsque le gestionnaire du réseau de distribution fait partie d'une entreprise verticalement intégrée, son organisation et ses prises de décisions doivent être juridiquement indépendantes des autres activités non liées à la distribution.

La Loi relative au secteur de l'énergie du 7 décembre 2006 a modifié la Loi du 9 août 2004, afin de transposer les dispositions de la directive du 26 juin 2003 relatives à la séparation juridique du distributeur. Le périmètre de la filialisation du distributeur englobe les activités d'EDF Réseau Distribution et celles d'EDF Gaz de France Distribution. Le principe retenu

Aperçu des activités



avec Gaz de France est celui de la filialisation de leurs gestionnaires de réseaux, les deux filiales partageant un service commun conformément au cadre légal.

En application de la Loi du 9 août 2004, et après avis des institutions représentatives du personnel, le Conseil d'Administration d'EDF du 14 juin 2007 a approuvé un traité d'apport partiel d'actifs (soumis au régime des scissions) avec la société C6 détenue à 100 % par EDF. Un avenant à ce traité a été conclu le 7 novembre 2007 afin de tenir compte notamment de quelques modifications intervenues entre le 14 juin 2007 et le 7 novembre 2007.

Conformément à la Loi du 9 août 2004, le traité a permis l'apport par EDF à C6 des ouvrages du réseau public de distribution de l'électricité et des biens de toute nature dont EDF est propriétaire et qui sont liés à l'activité de distribution de l'électricité. Il a permis également l'apport des droits, autorisations et obligations dont EDF est titulaire et des contrats conclus, quelle que soit leur nature, dès lors qu'ils sont liés à l'activité de gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité. Ces ouvrages, biens, droits, autorisations et obligations ont été affectés par C6 à l'activité du service commun.

En application de la Loi du 9 août 2004, ce transfert n'a emporté aucune modification des contrats en cours d'exécution et n'a pas été de nature à justifier la résiliation ou la modification de l'une quelconque de leurs clauses ni, le cas échéant, le remboursement des dettes qui en résultent.

Les apports ont été effectués à la valeur nette comptable pour un montant de 2,7 milliards d'euros, avec effet rétroactif comptable et fiscal au 1^{er} janvier 2007.

En rémunération de l'apport, l'opération a donné lieu à l'attribution à EDF de 540 millions d'actions, entièrement libérées, émises par C6 à titre d'augmentation de capital d'un montant de 270 millions d'euros, avec une prime globale d'apport de 2,43 milliards d'euros.

L'Assemblée générale extraordinaire d'EDF du 20 décembre 2007 a approuvé l'apport consenti par EDF à la société C6. L'Assemblée Générale de C6 du 21 décembre 2007 a approuvé cet apport qui est devenu effectif le 31 décembre 2007 à minuit, et a approuvé le changement de dénomination sociale de C6 en ERDF. Le directoire de ERDF a constaté la réalisation définitive de l'apport le 2 janvier 2008.

ERDF est une société anonyme dirigée par un directoire et contrôlée par un conseil de surveillance. Le conseil de surveillance d'ERDF est composé de quinze membres : huit sont nommés par l'Assemblée générale ordinaire, cinq sont des représentants de salariés élus dans les conditions prévues par la Loi 83-675 du 26 juillet 1983 et deux représentent l'État. La durée de leur mandat est de cinq ans.

Le directoire d'ERDF est composé de cinq membres, personnes physiques, nommées pour une durée de cinq ans, qui exercent leurs fonctions sous le contrôle du conseil de surveillance. Ce dernier désigne le président du directoire ainsi que, sur proposition de ce dernier, les autres membres du directoire. Le président, nommé pour la même durée que celle de son mandat de membre du directoire, représente la société dans ses rapports avec les tiers.

ERDF – LA FILIALE DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ D'EDF EN FRANCE CONTINENTALE

ERDF, filiale détenue à 100 % par EDF, exerce en France, dans les conditions fixées par les cahiers des charges de concession, les missions de gestion

du réseau public de distribution sur le territoire métropolitain continental et celles de service public dévolues par la Loi. Il s'agit de :

- définir et mettre en œuvre les politiques d'exploitation, d'investissement et de développement des réseaux de distribution d'électricité ;
- assurer le raccordement et l'accès des utilisateurs à ces réseaux dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires, ainsi que l'interconnexion avec d'autres réseaux ;
- fournir aux utilisateurs les informations nécessaires à un accès efficace aux réseaux, sous réserve des informations protégées par des dispositions législatives ou réglementaires ;
- assurer la responsabilité des relations avec les autorités de régulation de l'énergie (ministère chargé de l'énergie, CRE, autorités concédantes de la distribution publique) au titre de ces activités ;
- assurer la responsabilité des relations avec les collectivités locales ;
- négocier, conclure et gérer les contrats de concession ;
- exploiter, maintenir et dépanner les réseaux de distribution d'électricité ;
- assurer la conception et la construction des ouvrages ainsi que la maîtrise d'œuvre des travaux relatifs à ces réseaux ;
- exercer les activités de comptage pour les utilisateurs raccordés à ces réseaux, en particulier la fourniture, la pose, le contrôle métrologique, l'entretien et le renouvellement des dispositifs de comptage, ainsi que la gestion des données et toutes missions afférentes à l'ensemble de ces activités ;
- exercer des prestations pour les distributeurs non nationalisés et des distributeurs et autorités organisatrices mentionnés respectivement aux III et IV de l'article L2224-31 du Code général des collectivités territoriales ;
- et plus généralement, se livrer à toutes opérations industrielles, commerciales, financières ou immobilières se rattachant aux missions précitées.

Les activités techniques ont représenté pour ERDF et GRDF en 2007, plus de 89 millions de relevés de compteurs et 10 millions d'interventions chez les clients. Elles sont effectuées par près de 13 000 techniciens mixtes répartis sur environ 500 centres d'intervention.

Pour préparer l'ouverture du marché aux particuliers, EDF et Gaz de France ont développé des approches commerciales séparées. Chaque entreprise gère de manière indépendante le portefeuille de ses clients.

Après la séparation au 1^{er} semestre 2006 dans les systèmes d'information, des références des contrats des clients disposant des deux énergies (soit 12 millions de clients qui reçoivent dès lors deux factures distinctes), et la spécialisation par énergie, au deuxième semestre 2006, de la gestion des comptes et contrats par des équipes distinctes au sein d'EDF Gaz de France Distribution, cette gestion a été transférée, le 1^{er} janvier 2007, aux commercialisateurs d'EDF et de Gaz de France.

RELATIONS CONTRACTUELLES ENTRE ERDF ET GRDF AU SEIN DU SERVICE COMMUN

L'article 5 de la Loi n° 46-628 du 8 avril 1946 dans sa rédaction issue de l'article 2 de la Loi du 9 août 2004 et de l'article 27 de la Loi du 7 décembre 2006 dispose que « chacune des sociétés assume les conséquences de ses activités propres dans le cadre des services communs non dotés de la personnalité morale ».

EDF et Gaz de France ont conclu le 18 avril 2005 une convention visant à définir leurs relations avec le service commun. Elle précise ses compétences et le partage des coûts résultants de son activité. Cette convention a été conclue pour une durée indéterminée et peut être résiliée à tout moment moyennant un préavis de 18 mois durant lequel les parties s'engagent à renégocier une convention. Si à l'issue de ce délai, une nouvelle convention n'est pas conclue, il sera fait application d'une procédure de règlement des différends décrite ci-après.

EDF et Gaz de France ont par ailleurs défini dans cette convention les principes et modalités de gouvernance du service commun (organisation, pilotage et évolution). Celle-ci prévoit que chaque entreprise a la liberté de faire évoluer les activités qui lui sont propres au sein du service commun. En cas de décision d'une entreprise ayant un impact, notamment économique, sur l'autre entreprise au travers du service commun, une étude est conduite. Le préjudice éventuel serait compensé par le versement d'une indemnité financière et/ou par modification de l'accord conclu entre les deux entreprises. Les décisions relatives aux activités mixtes sont prises en commun par les deux entreprises. Ni EDF, ni Gaz de France ne peuvent en conséquence se voir imposer de décision sans l'accord de l'autre partie.

La convention peut être modifiée :

- à l'initiative d'EDF et Gaz de France. À cet effet, une étude d'impact pourra, le cas échéant, être réalisée ;
- en cas de changement de Loi. La convention devra être adaptée, tout en respectant l'équilibre global de la convention, pour tenir compte des évolutions du cadre législatif et réglementaire applicable ;
- en cas de changement des circonstances économiques. Les conditions, notamment financières, stipulées dans la convention, ont été arrêtées en fonction des dispositions en matière de comptabilité, de fiscalité et de gestion de la trésorerie en vigueur à la date de sa signature. Elles ont également été arrêtées en fonction des circonstances économiques ou juridiques constatées à cette date. En conséquence, par suite de la modification des circonstances ayant conduit EDF et Gaz de France à conclure la convention :
 - si une des parties venait à être soumise à toute mesure ou événement fiscal, juridique, économique, financier ou autre, ou à un contentieux, entraînant des conséquences, notamment financières, importantes pour cette partie, ou
 - si des dispositions de la convention venaient à être irrégulières ou illégales, ayant pour effet d'augmenter les coûts engendrés pour cette partie par les obligations souscrites aux termes de la convention, de réduire de façon significative les avantages que cette partie retire de la convention ou encore de rendre la convention irrégulière ou illégale, alors la partie concernée en aviserait immédiatement l'autre. Les parties négocieraient de bonne foi afin de prendre en compte ces circonstances nouvelles.

Par ailleurs, la convention organise les modes de règlement des différends entre les parties. Le cas échéant, les parties devront se réunir pour mettre en place tous moyens nécessaires pour parvenir à un accord amiable dans un délai maximum d'un mois.

À défaut d'accord amiable à l'issue de ce délai, et dès lors que l'examen du litige ne porte pas atteinte à l'indépendance de gestion des gestionnaires de réseau de distribution, EDF et Gaz de France transmettent d'un commun accord sans délai, dans les règles de confidentialité requises, aux membres du directoire mentionné ci-dessus qui ont reçu délégation à cet effet, les éléments du litige afin de rechercher une solution amiable dans un délai de 20 jours.

À défaut d'accord amiable entre les parties, le différend sera soumis, avant toute saisine du tribunal compétent, à une procédure de médiation externe. Les parties, d'un commun accord, nommeront le médiateur et définiront sa mission et les délais de réalisation de celle-ci. La solution proposée par le médiateur ne sera ni obligatoire ni exécutoire.

En cas de rejet de la solution du médiateur par une partie, le différend pourra être soumis à la compétence des tribunaux de Paris qui pourront seuls trancher toute contestation relative à la formation, la validité, l'exécution ou l'interprétation de la convention.

En 2007, afin d'adapter ladite convention à l'exigence de séparation juridique des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz, découlant de la Loi du 7 décembre 2006, EDF et Gaz de France ont conclu un avenant à la convention du 18 avril 2005. Cet avenant organise notamment la reprise par les futures filiales des deux entreprises de l'ensemble des droits et obligations issus de la convention et adapte ou supprime des dispositions techniques qui n'ont plus lieu d'être en tant que telles en raison de la création effective des deux filiales. Cet avenant porte également sur les modalités d'évolution de la convention en cas de modification du cadre législatif et en cas de changement de contrôle de l'une ou l'autre des filiales (au travers d'un processus de négociation entre les parties dans le respect des équilibres économiques prévalant avant la demande de négociation), ainsi que sur la composition et les missions des instances de pilotage du service commun (Directoire et Comité).

AFFECTATION DES CHARGES ET DES BIENS

Il existe au sein du service commun à ERDF et GRDF différentes catégories de charges :

- les charges afférentes aux activités du service commun qui relèvent directement de l'une des entreprises, et ce quelle que soit leur nature, sont directement imputées à cette entreprise. Elles ne donnent donc pas lieu à des flux financiers. Ainsi, pour le personnel du service commun affecté de manière fixe à des activités électriques uniquement, les charges correspondantes sont directement imputées à ERDF ;
- les charges relatives aux activités exercées de manière simultanée et indifférenciée pour le compte d'ERDF et de GRDF, et ce quelle que soit leur nature, font l'objet d'une répartition entre les parties en application de clés de répartition contractuelles. Ces charges sont réparties entre ERDF et GRDF à la source, c'est-à-dire dès le fait générateur de la dépense, et la quote-part revenant à chaque entreprise est directement enregistrée dans la comptabilité de l'entreprise concernée. Elles ne donnent pas lieu à des flux financiers entre ERDF et GRDF. La définition des éléments de calcul (assiette, clé de répartition) est identique entre ERDF et GRDF. La répartition la plus fréquemment adoptée se fait au prorata du nombre d'utilisateurs des réseaux. À titre indicatif, les clés de répartition aboutissent à un partage global d'environ 75 % pour ERDF et 25 % pour GRDF en 2007. Ainsi, pour le personnel du service commun affecté de manière fixe à des activités mixtes électricité et gaz, les charges correspondantes sont directement réparties, et imputées en comptabilité, entre ERDF et GRDF selon la clé de répartition applicable ;
- par contre, certaines charges peuvent être d'abord comptabilisées dans les comptes de l'une des deux entreprises et ensuite donner lieu à refacturation à l'autre entreprise. Ainsi, certains membres du personnel du service commun sont rattachés administrativement et comptablement à l'une des deux entreprises, mais peuvent, de manière variable, effectuer des tâches pour le compte de l'autre. Les heures travaillées pour l'autre entreprise sont collectées quotidiennement et sont refacturées chaque mois. En 2007, 76 millions d'euros ont ainsi été facturés par EDF à Gaz de France, et 65 millions d'euros ont été facturés par Gaz de France à EDF. Pour le reste, certaines prestations de service effectuées pour l'ensemble du service commun sont assurées et prises en charge comptablement par l'une des deux entreprises, puis celle-ci refacture à l'autre, toujours sur la base d'une clé de répartition contractuelle. Il s'agit principalement de l'informatique et des télécommunications, des services automobiles et de l'immobilier. En 2007, au titre de ces services communs (hors immobilier), 73 millions d'euros ont ainsi été facturés par EDF à Gaz de France et 24 millions d'euros ont été facturés par Gaz de France à EDF. Au titre de l'immobilier d'EDF Gaz de France Distribution, EDF a facturé en 2007 à Gaz de France 68 millions d'euros et Gaz de France a facturé à EDF 53 millions d'euros. En 2006, au titre



de ces services communs, 129 millions d'euros avaient été facturés par EDF à Gaz de France et 89 millions d'euros avaient été facturés par Gaz de France à EDF.

6.2.2.3 SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES INSULAIRES

Les Systèmes Énergétiques Insulaires (« SEI ») regroupent les systèmes électriques opérés par EDF et non interconnectés ou faiblement connectés à la plaque continentale : principalement la Corse, les Départements d'Outre-Mer et les Collectivités d'Outre-Mer de Saint-Barthélemy, Saint-Martin et St-Pierre-et-Miquelon.

L'ensemble de ces territoires correspond aux « zones non interconnectées au réseau métropolitain continental » mentionnées à l'article 2 de la Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 telle que modifiée par la Loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006. Ils partagent les caractéristiques suivantes :

- d'une part, ces territoires bénéficient de la péréquation tarifaire avec le territoire métropolitain continental ;
- d'autre part, la faible taille de leur système électrique et l'inexistence ou la faiblesse de leur interconnexion avec un réseau continental fait que les coûts de production y sont structurellement beaucoup plus élevés qu'en métropole, et de ce fait très supérieurs à la part qui en est reflétée dans les tarifs.

Cet état de fait a deux conséquences :

- les surcoûts de production dans ces SEI sont considérés par le législateur comme une charge de service public, et à ce titre compensés par le biais de la contribution au service public de l'électricité (« CSPE ») (voir section 6.4.3.4 (« Service public en France ») ci-dessous) ;
- le maintien de la péréquation tarifaire avec les prix de la métropole continentale fait que tout développement d'un marché concurrentiel de l'électricité y est de fait impossible.

L'organisation d'EDF dans chacun de ces territoires repose donc sur le maintien d'une structure intégrée, assurant à la fois la majeure partie de la production et l'ensemble des fonctions de gestionnaire de l'équilibre offre/demande, de gestionnaire de réseaux (HTB, HTA et BT) et de fournisseur.

Compte tenu de l'écart existant dans ces systèmes, entre le coût de production du MWh et le prix de vente au tarif péréqué, l'activité commerciale d'EDF consiste à y mener, seule ou en partenariat avec l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (« ADEME ») et les institutions locales, des actions de maîtrise de la demande d'énergie.

La plupart des SEI connaissent cependant une croissance importante de leur consommation (forte croissance démographique et/ou rattrapage du retard dans l'équipement des ménages). Cette croissance de la demande doit être couverte par l'apparition de nouveaux moyens de production, décidés par le Ministre de l'Industrie dans le cadre de la Programmation Pluriannuelle des Investissements, soit par recours à une procédure d'appel d'offres, soit en autorisant des projets développés à l'initiative d'opérateurs. L'intérêt des opérateurs, dont EDF, à investir dans l'activité de production des SEI a été renforcé par un arrêté pris par le Ministre délégué à l'Industrie le 23 mars 2006, fixant à 11 % le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé dans les investissements de production réalisés en Corse, dans les départements d'Outre-Mer, à Saint-Pierre-et-Miquelon et à Mayotte.

ÉVOLUTIONS RÉCENTES ET PERSPECTIVES À MOYEN TERME

INVESTISSEMENTS PRÉVISIONNELS EN PRODUCTION D'ICI 2015

L'arrêté ministériel fixant la Programmation Pluriannuelle des Investissements (« PPI »), pris le 7 juillet 2006, chiffre les objectifs de mise en œuvre de moyens de production centralisée pour les SEI à 1 230 MW à l'horizon 2015, ce chiffre incluant la nécessité de renouveler 6 des 7 principales centrales diesel.

Compte tenu de la stratégie retenue, consistant à demeurer, dans chacun des Systèmes Énergétiques Insulaires, l'acteur majoritaire en terme de puissance installée, le Groupe EDF a entrepris :

- le projet de renouvellement de 6 des 7 principales centrales diesel à partir de 2010 en Corse et dans les DOM. Ce projet, qui contribuera également à satisfaire une partie des besoins émergents, est porté par la filiale à 100 % du Groupe, « EDF Production Électrique Insulaire SAS », créée à cet effet en décembre 2006. Il porte sur un total de 900 MW à l'horizon 2015 ;
- le lancement de la construction de l'ouvrage hydraulique du Rizzanèse, en Corse. Cet ouvrage, représentant un investissement de 200 M€, sera mis en service en 2012 ;
- le lancement de l'extension de l'ouvrage hydraulique de Rivière de l'Est, à la Réunion. Cette extension, représentant un investissement de 20 M€, sera mise en service en 2009.

INVESTISSEMENTS PRÉVISIONNELS EN DISTRIBUTION D'ICI 2010

À la suite du passage du cyclone GAMEDE à la Réunion (février 2007), puis du cyclone DEAN en Martinique et en Guadeloupe (août 2007), EDF a entamé un programme de 40 M€ pour reconstruire les réseaux de ces départements ou en améliorer la tenue à l'aléa cyclonique.

6.2.2.4 TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ (« TURP »)

En application de la Loi n° 2000-108 du 10 février 2000, les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution sont adoptés conjointement par le ministre de l'économie et le ministre chargé de l'énergie, sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Les tarifs actuels d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution, approuvés en date du 23 septembre 2005 par les pouvoirs publics, sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2006 pour une durée initiale de deux ans. Compte tenu des incertitudes liées à l'organisation de la distribution dans le contexte de l'ouverture totale à la concurrence au 1^{er} juillet 2007, la CRE avait estimé que les règles tarifaires devraient être à nouveau adaptées vers la fin de l'année 2007. En octobre 2007, la CRE a opté pour une prolongation du tarif sur l'année 2008. La CRE a lancé le 18 février 2008 une première consultation publique (une seconde étant prévue au printemps) visant à définir le nouveau tarif qui s'appliquera au 1^{er} janvier 2009.

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution sont déterminés de façon à couvrir :

- les coûts des activités de transport et de distribution, tout en intégrant des objectifs de productivité fixés par le régulateur ;
- une rémunération financière égale au produit de la base d'actifs régulée, estimée au 1^{er} janvier 2006 à 10 799 millions d'euros pour le transport et à 26 324 millions d'euros pour la distribution, par un taux fixe de rémunération correspondant à un taux nominal avant impôt de 7,25 % (au lieu de 6,5 % pour le précédent TURP).

Par ailleurs, la CRE a estimé nécessaire de mettre en place un mécanisme compensant les effets sur les charges et produits des gestionnaires de réseaux de facteurs externes non maîtrisés par ces gestionnaires. Ce compte de régulation des charges et produits (« CRCP ») enregistre extra-comptablement, sur des postes préalablement identifiés, tout ou partie

des trop-perçus ou des manques à gagner du gestionnaire de réseau et s'apure par une diminution ou une augmentation des charges à recouvrer par les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité au cours des cinq années suivantes (voir note 31.7 aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2007).

6.3 Présentation de l'activité du Groupe EDF à l'international

En 2007, le Groupe EDF a poursuivi une stratégie de consolidation de son portefeuille d'actifs autour du modèle d'activité d'énergéticien intégré en Europe. Il a par ailleurs concrétisé en Chine et aux États-Unis son objectif de développement dans le domaine de la production nucléaire en tant qu'investisseur et futur exploitant, en nouant des partenariats avec CGNPC en Chine et Constellation Energy Group aux États-Unis.

6.3.1. Europe

ÉLÉMENTS DU CONTEXTE EUROPÉEN

L'environnement du marché de l'énergie en Europe est en pleine mutation. La volonté politique affirmée, particulièrement au niveau de la Commission Européenne, d'ouverture des marchés a déjà considérablement modifié le paysage énergétique, avec pour principales conséquences :

- un bouleversement complet des règles de fonctionnement de ces marchés, règles communément jugées comme non encore stabilisées ;
- une sensibilité et une volatilité des prix de l'énergie usuelles dans un marché de commodités mais accentuées par le contexte énergétique mondial ;
- une logique de marchés nationaux qui perdure néanmoins dans la plupart des pays en raison de la faiblesse des interconnexions.

Le renouvellement du parc de production constitue un enjeu majeur : entre 500 et 600 GW de capacités nouvelles sont à construire ou à renouveler à l'horizon 2030 au niveau de l'Union Européenne à plus ou moins long terme selon les pays (Source : étude de la DG TREN – Trends to 2030 – update 2005). Dans tous les cas, les contraintes environnementales croissantes impacteront la composition des parcs de production et le niveau des prix.

L'année 2007 a par ailleurs été marquée par des mouvements de restructuration significatifs autour de quelques grands groupes d'énergéticiens intégrés.

Dans ce contexte, la volonté du Groupe EDF est d'être un acteur majeur du développement d'un marché européen fluide de l'énergie en participant activement à la construction de ce nouveau marché (interconnexions, respect des règles communautaires, etc.).

AMBITION EUROPÉENNE DU GROUPE

Le Groupe a pour ambition de constituer un ensemble industriel cohérent avec les positions principales dont il dispose en Europe. Le Groupe étudiera également toute nouvelle opportunité de développement rentable, en particulier au Benelux, en Péninsule ibérique et dans les PECO. Ainsi l'Europe est le « marché de référence » du Groupe EDF avec un modèle d'activité intégré amont-aval et équilibré régulé – non régulé. En outre, le Groupe entend continuer la construction de ses positions gazières, nécessaires à son ambition de devenir un acteur gazier européen important en Europe, afin de sécuriser son offre, proposer à ses clients une offre multi-énergies et disposer de moyens compétitifs de production d'électricité à partir de gaz.

L'ensemble industriel cohérent qui sera ainsi construit à partir des positions industrielles et actionnariales du Groupe permettra à ses principales filiales européennes de devenir des acteurs à part entière de sa stratégie.

Le Groupe met en œuvre les synergies opérationnelles entre ses différentes entités, en France et en Europe, au travers des objectifs suivants :

- améliorer les performances opérationnelles par le partage des meilleures pratiques observées au sein du Groupe ;
- posséder plusieurs entités sur une même plaque électrique pour optimiser les parcs, réduire les coûts de couverture des consommations de pointe et être capable de proposer une offre aux clients multi-sites en Europe ;
- utiliser l'opportunité des projets de construction d'actifs de production dans différentes filiales pour standardiser la conception et grouper les commandes effectuées auprès des équipementiers ;
- coordonner les approvisionnements et les investissements gaziers pour servir les ambitions du Groupe sur le marché du gaz.

Le tableau ci-dessous présente les caractéristiques générales des principales filiales et participations du Groupe EDF en Europe (données au 31 décembre 2007) :

Aperçu des activités



Nom de la société	Activités principales	Données techniques
Allemagne		
EnBW	Production électricité Transport Distribution électricité Transport Distribution gaz Commercialisation électricité et gaz Services	Nombre de clients : environ 6 millions ⁽¹⁾ Puissance installée élec. : 15,0 GW Activités gaz : 75,2 TWh ⁽²⁾
Royaume-Uni		
EDF Energy	Production électricité Distribution électricité Commercialisation électricité et gaz Services	Nombre de comptes-clients : environ 5,5 millions ⁽¹⁾ Puissance installée élec. : 4,9 GW Activités gaz : 39,6 TWh ⁽²⁾
Italie		
Edison	Production électricité Commercialisation électricité Production, stockage et commercialisation de gaz	Nombre de clients : 187 000 clients ⁽¹⁾ Puissance installée élec. : 12,5 GW Activités gaz : 13,8 Gm ³ ⁽²⁾
Fenice	Production électricité Services énergétiques et environnement	Puissance installée élec. : 328 MW Puissance installée therm. : 2 886 MWth ⁽³⁾
Espagne		
Hispaelec Energia S.A.	Commercialisation électricité	Nombre de clients : une cinquantaine de sites
Elcogas	Production électricité	Puissance installée élec. : 335 MW
Pologne		
ECW	Production électricité et chaleur	Puissance installée élec. : 353 MW Puissance installée therm. : 1 225 MWth ⁽³⁾
Elektrownia Rybnik S.A. (ERSA)	Production électricité	Puissance installée élec. : 1 775 MW
ECK	Production électricité et chaleur	Puissance installée élec. : 460 MW Puissance installée therm. : 1 258 MWth ⁽³⁾
Kogeneracja	Production électricité et chaleur	Puissance installée élec. : 363 MW Puissance installée therm. : 1 059 MWth ⁽³⁾
Zielena Gora	Production électricité et chaleur	Puissance installée élec. : 221 MW Puissance installée therm. : 322 MWth ⁽³⁾
Hongrie		
BERT	Production électricité et chaleur	Puissance installée élec. : 356 MW Puissance installée therm. : 1 471 MWth ⁽³⁾
Demasz	Distribution électricité Commercialisation électricité	Nombre de clients : 770 887
Slovaquie		
SSE	Distribution électricité gaz et chaleur Commercialisation électricité gaz et chaleur	Nombre de clients : 699 665
Autriche		
Groupe ESTAG	Distribution électricité gaz et chaleur Commercialisation électricité gaz et chaleur Services	Nombre de clients : 406 459
Suisse		
Groupe Atel	Production Négoce Commercialisation électricité Transports Distribution électricité Services	Puissance installée élec. : 3 714 MW Puissance installée therm. : 918 MWth ⁽³⁾
Emosson/Chatelôt/Mauvoisin	Production hydraulique	0,4 TWh mis à disposition
Belgique		
EDF Belgium ⁽⁴⁾	Production électricité Commercialisation électricité et gaz Services	Puissance installée élec. : 419 MW

Valeurs brutes non corrigées du pourcentage des participations (y compris minoritaires).

(1) Y compris gaz.

(2) Volumes de gaz globaux bruts manipulés par les sociétés du Groupe, y compris auto-consommation des centrales.

(3) MWth : MW thermique, pour la cogénération, par opposition au MW électrique.

(4) EDF Belgium détient 50 % de la centrale nucléaire de Tihange 1.

Pour les détails relatifs au mode de consolidation au 31 décembre 2007, voir la note 42 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2007.

Par ailleurs, EDF détient une participation de 50 % dans Dalkia International²³ au travers de ses filiales et participations opérant dans le domaine des services énergétiques (voir section 6.4.1.3 (« Dalkia ») ci-dessous).

6.3.1.1 EDF ENERGY

EDF Energy, filiale détenue à 100 % par EDF, est un énergéticien intégré, qui produit et distribue de l'électricité, et commercialise de l'électricité et du gaz au Royaume-Uni au travers de ses branches *Customers*, *Energy*, et *Networks*. En 2007, EDF Energy était le premier distributeur d'électricité (en volume d'électricité distribué et en valeur d'actifs régulés) (source : Ofgem) et le cinquième commercialisateur ex aequo d'électricité

(en TWh vendus) au Royaume-Uni (source : Cornwall Energy Associates). EDF Energy est également un producteur important d'électricité avec une puissance propre (à l'exclusion des *Power Purchase Agreements* (« PPA »)) de 4,9 GW.

En 2007, EDF Energy a distribué de l'électricité à plus de 7,9 millions de foyers et d'entreprises à Londres, dans l'Est et au Sud-Est de l'Angleterre, via un réseau de plus de 181 000 kilomètres ; elle a vendu pour 52,4 TWh d'électricité et pour 28,7 TWh de gaz. Fin 2007, EDF Energy avait 5,5 millions de comptes-clients²⁴ comprenant des clients résidentiels, des PME-PMI et des grandes entreprises.

Le chiffre d'affaires d'EDF Energy pour l'exercice clos le 31 décembre 2007 était de 8 353 millions d'euros. EDF Energy employait 13 158 personnes au 31 décembre 2007.

Le tableau ci-après présente les chiffres clés d'EDF Energy au cours des deux derniers exercices :

	31.12.2007 ⁽¹⁾	31.12.2006 ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires (en millions d'euros)⁽²⁾	8 353	8 319
Electricité	5 667	5 866
Gaz	997	889
Autres	1 693	1 564
Bénéfice avant impôt (en millions d'euros) ⁽²⁾	498	593
Electricité (en GWh)	52 435	53 462
Gaz (en GWh)	28 685	25 849
Nombre de comptes clients (en milliers)	5 539	5 497
Employés	13 158	12 319
Valeur nette des réseaux régulés (en milliards de livres sterling) (fin mars)	3,2	3,0
Valeur nette des réseaux régulés (en milliards d'euros) (fin mars)	4,4	4,5

(1) Les taux de change utilisés pour les éléments du bilan sont de 1 livre sterling pour 1,3636 euro en 2007, et 1,4892 euro en 2006 et pour les éléments du compte de résultat 1 livre sterling pour 1,4550 euro pour 2007, et 1,4665 euro pour 2006.

(2) Contributions d'EDF Energy aux comptes consolidés d'EDF.

6.3.1.1.1 ENVIRONNEMENT DE MARCHÉ – ÉVOLUTION DES PRIX

À la fin de l'année 2006, le prix de l'électricité pour l'année à venir était d'environ 33 livres sterling par MWh, avec un prix du gaz correspondant de 0,33 livres sterling par therm. À la fin du mois de décembre 2007, les prix de l'électricité et du gaz pour l'année à venir étaient, respectivement, de 53 livres sterling par MWh et de 0,51 livre sterling par therm. Ces augmentations s'expliquent par les hausses importantes sur l'ensemble des marchés de l'énergie, en particulier au cours du deuxième semestre.

Le prix du pétrole pour l'année à venir a augmenté pendant l'année jusqu'à 90,2 dollars par baril. Le prix du gaz était de 0,30 livre sterling par therm en moyenne en 2007, en baisse par rapport à la fin de l'année 2006. Le prix du charbon pour l'année à venir est passé de 68 dollars par tonne à environ 117 dollars par tonne à la fin de l'année.

En outre, le prix actuel de l'électricité reflète également l'entrée dans la Phase 2 du système européen d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre depuis le 1^{er} janvier 2008 ; les quotas de la Phase 2 s'échangeaient à 22,23 euros par tonne au 28 décembre 2007 (soit l'équivalent de 15 livres sterling par MWh d'électricité produite à partir du charbon) alors que le prix des quotas de Phase I avait décliné en 2007 jusqu'à un niveau négligeable.

Ces prix restent plus volatils que ceux de la plaque franco-allemande en

²³ Hors participation indirecte détenue par EDF par l'intermédiaire de Veolia Environnement.

raison principalement de leur plus forte corrélation au prix du gaz et de capacités d'interconnexion limitées.

Les prix du charbon au Royaume-Uni ont augmenté de façon significative sous la pression du fret et de la croissance de l'activité en Asie, atteignant un niveau de 127,63 USD par tonne au 31 décembre 2007.

6.3.1.1.2 ACTIVITÉS D'EDF ENERGY

6.3.1.1.2.1 PRODUCTION

EDF Energy exploite trois centrales dont la capacité totale de production est de 4,9 GW :

- Sutton Bridge, située dans le Lincolnshire. Sutton Bridge est une centrale thermique à cycle combiné au gaz naturel (« CCGT ») avec une capacité de 803 MW. Elle a été mise en service en mai 1999.
- Cottam, située dans le Nottinghamshire. Cottam est une centrale thermique fonctionnant au charbon d'une capacité de 2 008 MW, composée de quatre unités. Elle a été mise en service en 1970.
- West Burton, située dans le Nottinghamshire. West Burton est une centrale thermique fonctionnant au charbon constituée de quatre unités à charbon et de deux unités thermiques à cycle combiné au gaz naturel de 20 MW chacune, pour une capacité totale de 2 052 MW. Elle a été mise en service en 1970.

²⁴ Un client peut avoir jusqu'à deux comptes-clients : un pour l'électricité et un autre pour le gaz.

Aperçu des activités



EDF Energy dispose également d'intérêts au sein d'autres producteurs, et détient notamment une participation dans des centrales de cogénération, à Londres, ainsi que dans des champs d'éoliennes situées au Nord-Est et à l'Est de l'Angleterre.

EDF Energy dispose de capacités de production diversifiées réparties entre les centrales thermiques à gaz et au charbon qui peuvent assurer une production en base ou en pointe. EDF Energy a produit 25,5 TWh d'électricité destinée à la vente en 2007. La production des centrales d'EDF Energy permet de couvrir la demande de ses clients résidentiels et petites entreprises, alors que la demande des grandes entreprises, dont la consommation est mesurée toutes les demi-heures, est couverte par les achats sur les marchés de gros.

Achat de combustibles et d'énergie et gestion des risques

Principes généraux

EDF Energy achète et vend de l'électricité et achète du gaz, du charbon et tout autre ressource nécessaire sur les marchés de gros afin de satisfaire les besoins de production des centrales et des clients d'EDF Energy.

EDF Energy adopte une stratégie de gestion des risques différente selon les clients, en distinguant :

- les clients dont la consommation est mesurée et relevée toutes les demi-heures ;
- les autres clients, essentiellement les clients résidentiels et PME-PMI.

Pour les clients résidentiels et les PME-PMI, la stratégie de couverture des risques mise en œuvre par EDF Energy consiste à déterminer une exposition minimale au risque de variations des prix de l'énergie sur les marchés de gros par rapport à la concurrence. Une fois ce degré d'exposition défini, des niveaux de couverture maximum et minimum ainsi que des limites de contrôle des risques sont fixées et servent de base à la stratégie d'approvisionnement pour l'ensemble des matières premières (charbon, gaz, énergie pétrole et carbone).

Pour les clients dont la consommation est mesurée et relevée toutes les demi-heures, la stratégie de gestion des risques consiste à couvrir, dès leur signature, les contrats de vente d'énergie par des contrats d'achat à terme.

Approvisionnement en électricité

Au-delà de sa production propre, EDF Energy s'approvisionne en électricité au travers de :

- contrats d'achats long terme avec la centrale à cycle combiné à gaz de Barking à Londres, la centrale de Teesside (au nord-est de l'Angleterre) et Scottish and Southern Energy, le premier d'entre eux expirant en 2008. L'ensemble de ces contrats d'achats d'électricité représente pour l'année 2007 environ 5 TWh ;
- contrats avec des producteurs directement connectés aux réseaux de distribution, sans passer par le réseau de transport. Il s'agit majoritairement de producteurs d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables. L'achat de la production de ces producteurs permet à EDF Energy de s'approvisionner en électricité au plus près des zones de demande d'électricité, réduisant ainsi ses coûts de transport. EDF Energy a acquis au cours de l'année 2007 environ 2,3 TWh sur ce marché ;
- contrats d'achats en gros, portant sur des quantités et concernant des périodes variables, conçus afin de satisfaire à la stratégie d'EDF Energy dans les limites des paramètres de risques arrêtées à l'avance. EDF Energy a acquis au cours de l'année 2007 environ 23,4 TWh par ce moyen.

En distribuant l'électricité produite et achetée, les pertes encourues représentent environ 3,8 TWh par an.

Approvisionnement en gaz et en charbon

La fourniture de gaz, à la fois destinée aux clients finals et à la centrale de Sutton Bridge (39,6 TWh), repose sur un portefeuille de contrats diversifié en termes de type de contrats, de conditions et de contreparties.

Les achats de charbon s'effectuent sur la base de prévisions de production et des niveaux de stocks de charbon. Le portefeuille de contrats d'EDF Energy est composé pour environ 40 % de charbon en provenance du Royaume-Uni et pour 60 % de charbon d'origine internationale. En 2007 et au début de 2008, EDF Energy a conclu plusieurs contrats de fourniture de charbon avec des producteurs de charbon locaux, dont le prix est inférieur au prix actuel du marché pour le charbon importé.

Partenariat avec EDF Trading

Pendant l'année 2007, il a été décidé de renforcer les liens entre EDF Energy et EDF Trading par l'intermédiaire d'un partenariat.

Ce partenariat a pour objectif de permettre à l'entité la mieux placée pour cela de gérer de façon la plus efficace les différents risques liés à une exposition marché. Cela permettra notamment par ailleurs de :

- présenter un acteur unique sur le marché,
- supprimer les redondances d'activités,
- de clarifier les responsabilités en terme de performance.

Afin de conserver l'intégralité et la durabilité des activités au Royaume-Uni et de maximiser la valeur de ses actifs et celle de sa clientèle, EDF Energy maintiendra un contact direct avec les grandes entreprises, et conservera le rôle de l'optimisation de ses centrales et la gestion des relations avec les producteurs nationaux de charbon.

EDF Trading aura la charge de créer de la valeur en optimisant la valeur temps des actifs (valeur extrinsèque), en gérant les risques de prix et en optimisant son portefeuille d'actifs contre le marché.

Consultation lancée par le Gouvernement du Royaume-Uni concernant le marché de l'énergie britannique.

Le 11 juillet 2006, le gouvernement britannique a publié les conclusions de sa consultation relative au marché de l'énergie. Aux termes de ces conclusions, il apparaît que les enjeux majeurs liés au marché de l'énergie sont le contrôle des émissions de CO₂ et la sécurisation de l'approvisionnement. En l'absence d'une démarche volontariste du gouvernement, il semble que les émissions de CO₂ pourraient s'établir en 2050 à un niveau équivalent à celui de 1990, alors même que le gouvernement avait pour objectif de les réduire de 60 %. En matière de sécurisation de l'approvisionnement, le gouvernement estime que d'ici à 2020, le degré de dépendance du Royaume-Uni vis-à-vis des importations de gaz serait de l'ordre de 80-90 %, alors que le Royaume-Uni était quasiment auto-suffisant en 2005.

Une des conclusions majeures à retenir de cette consultation est que le gouvernement s'efforcera de faire du prix du carbone un signal de marché pertinent afin que les investisseurs puissent intégrer ces informations dans leurs décisions. Le gouvernement entend atteindre cet objectif dans le cadre de la négociation d'un plan européen du marché des émissions (*EU Emissions Trading Scheme – ETS*) renforcé pour la période post-2012. Dans le même temps, le gouvernement conservera, si nécessaire, la possibilité de renforcer ledit plan par d'autres mesures.

L'action du gouvernement sur l'approvisionnement est particulièrement ciblée sur les énergies renouvelables et nucléaire. À compter de 2015, il est prévu que les fournisseurs d'électricité proposent 15 % de la production totale d'énergie à partir d'énergies renouvelables. Le gouvernement souhaite que ce pourcentage atteigne 20 % en 2020, tout en évitant que cela se traduise par un surcoût qui devra être supporté par le consommateur.

Enfin, aux termes de ces conclusions, le gouvernement britannique indique qu'il souhaite que le parc de centrales nucléaires soit modernisé par la construction de nouvelles centrales, mais précise qu'aucune subvention ne sera mise en place pour parvenir à cet objectif. Le gouvernement a en outre lancé au début de l'année 2007 une consultation visant à créer un cadre réglementaire pour la construction de nouveaux moyens de productions nucléaires. Cette consultation prendra la forme d'un livre blanc sur l'énergie (*Energy White Paper*).

À la suite de la publication des conclusions de l'*Energy Review*, Greenpeace a lancé une action en justice afin de déterminer si le gouvernement britannique avait consulté l'ensemble des acteurs concernés avant d'autoriser des investisseurs privés à investir dans de nouvelles centrales nucléaires. La cour s'est prononcée en faveur de Greenpeace et le gouvernement a lancé une nouvelle consultation sur la question du nucléaire en mai 2007, en marge de l'*Energy White Paper*, qui a transformé les conclusions de l'*Energy Review* en politique gouvernementale. Le gouvernement britannique a affirmé que son avis préliminaire était qu'il était dans l'intérêt du public de permettre aux investisseurs privés d'investir dans de nouvelles centrales nucléaires.

À la suite de la consultation qui s'est achevée le 10 octobre 2007, le gouvernement britannique a publié le 10 janvier 2008 un *Nuclear White Paper* qui affirme que « le gouvernement estime qu'il est dans l'intérêt public que de nouvelles centrales nucléaires aient un rôle à jouer dans le mix énergétique futur du pays, aux côtés d'autres sources faiblement émettrices de carbone ; qu'il serait dans l'intérêt du public de donner aux sociétés du secteur de l'énergie la possibilité d'investir dans de nouvelles centrales nucléaires, et que le gouvernement devrait prendre des initiatives pour ouvrir la voie à la construction de nouvelles centrales nucléaires. Il appartiendra aux sociétés du secteur de l'énergie de financer, développer et construire de nouvelles centrales nucléaires au Royaume-Uni, mais également de couvrir l'intégralité des coûts liés à la déconstruction et au traitement des déchets ».

Développement des capacités de production

Afin de renforcer sa stratégie d'intégration verticale en dépit de la diminution des volumes résultant des contrats à long terme existants et de la réduction potentielle, en raison des contraintes environnementales, de la production des centrales à charbon, EDF Energy envisage actuellement la conclusion de nouveaux contrats d'achat, à long terme, la prise de participation dans la production de centrales, l'achat de moyens de production additionnels ou la construction de nouveaux moyens de production sur des sites existants.

Centrale à cycle combiné à gaz

Afin d'atteindre ses objectifs de croissance et de développement durable (EDF Energy a pour objectif de réduire l'intensité des émissions de gaz à effet de serre de sa production d'électricité de 60 % d'ici 2020), EDF Energy a mené en 2005 un examen approfondi de ses besoins futurs en matière de production d'énergie. L'objectif est désormais de créer progressivement un portefeuille intégré verticalement, solide quant au risque de liquidité du marché de gros.

Cet examen a confirmé le besoin d'une centrale à cycle combiné à gaz d'une capacité de 1 300 MW dont la production commencerait en 2011.

Ainsi, le projet West Burton II, qui a été autorisé en vertu de la Section 36 de l'Electricity Act du 30 octobre 2007, a pour objectif la construction d'une centrale à cycle combiné à gaz d'une capacité nette de 1 311 MW, incluant 3 unités de 437 MW chacune. La nouvelle centrale sera élaborée sur la base d'une conception réalisée par le Groupe EDF et sera gérée par EDF Engineering et Edison, agissant comme gestionnaires. La stratégie d'approvisionnement se conformera à celle du Groupe EDF, produisant ainsi des synergies grâce à des coûts d'ingénierie et d'achat réduits en raison des économies d'échelle.

EDF Energy pourrait investir dans une seconde centrale à cycle combiné à gaz d'une taille similaire, qui serait mise en service en 2013.

Les énergies renouvelables

EDF Energy envisage d'élargir sa participation dans des moyens de production d'énergies renouvelables à hauteur de 1 000 MW (éolien « onshore »), au cours de la prochaine décennie.

Nouvelles centrales nucléaires

Une équipe « Projet Nucléaire » a été mise en place à Londres en 2006 afin de pouvoir réaliser d'éventuels investissements dans de nouvelles installations nucléaires au Royaume-Uni, en s'appuyant sur l'expertise d'EDF dans ce domaine. Chacun de ces investissements contribuera au maintien de la sécurité d'approvisionnement, à soutenir la croissance économique et à réduire les effets du réchauffement climatique global. L'équipe compte désormais 11 employés au Royaume-Uni, et continuera de se développer au regard de l'évolution du projet.

Le Groupe EDF s'est engagé de façon active dans la consultation lancée par le gouvernement britannique et envisage la possibilité de construire et d'exploiter jusqu'à 5 nouvelles centrales nucléaires, par ses propres moyens ou en partenariat, sous réserve de la mise en place de l'environnement réglementaire et politique décrit dans le *White Paper* du gouvernement.

Le Groupe EDF a confirmé qu'il souhaite déployer la technologie EPR. Il s'agit de la même technologie que celle employée pour la nouvelle centrale nucléaire construite à Flamanville, en France, et qui permettra de tirer profit de la standardisation des modalités de construction et d'exploitation d'une série de centrales. Le processus d'obtention de la licence a été initié avec Areva au cours du second semestre 2007, et devrait durer environ trois ans et demi.

Dans le cadre de sa stratégie, le Groupe EDF a des contacts avec l'ensemble des acteurs britanniques pour concrétiser son objectif de participation au renouveau du nucléaire au Royaume-Uni.

Le Groupe prévoit que la première centrale nucléaire pourrait être opérationnelle avant la fin 2017. EDF devrait prendre une décision définitive d'investissement en 2010-2011.

6.3.1.1.2.2 COMMERCIALISATION

La libéralisation du marché de l'énergie au Royaume-Uni commença dès 1986 et du fait de la précocité de cette libéralisation, le marché britannique est considéré comme l'un des plus concurrentiels d'Europe.

Les taux de résiliation annuels au Royaume-Uni sont en permanence très élevés (entre 18 % et 20 % pour le gaz et l'électricité), un client sur deux a déjà changé de fournisseur depuis que le marché s'est ouvert à la concurrence, un taux inégalé sur le marché européen.

Aperçu des activités



Les prix des commodités sont très volatils et peuvent aisément doubler ou chuter au cours de l'année. Les tarifs de détail suivent la tendance générale mais leurs variations sont moins fréquentes et limitent autant que possible la volatilité du marché. Par conséquent, la stratégie de couverture qui lisse efficacement la volatilité du marché est un facteur concurrentiel fondamental pour tous les fournisseurs.

EDF Energy a baissé ses prix de vente pour les clients gaz résidentiels de 10,2 % le 15 juin 2007. Toutefois, en raison des conditions de marché, le 18 janvier 2008, EDF Energy a augmenté ses prix de 7,9 % pour l'électricité et de 12,9 % pour le gaz.

En 2007, EDF Energy a accéléré le développement national de la marque EDF Energy, venue remplacer avec une notoriété de plus en plus importante les anciennes marques historiques. Au 31 décembre 2007, EDF Energy avait 4,1 millions de clients et 5,5 millions de comptes-clients. Au cours de l'exercice 2007, 19,2 TWh d'électricité ont été fournis à 3,5 millions de comptes-clients résidentiels, 271 000 comptes-clients « petites et moyennes entreprises » et 33,2 TWh d'électricité à 191 000 comptes-clients « grandes entreprises ». Au cours de cette même période, 28,7 TWh de gaz ont également été fournis à 1,6 million de comptes-clients. Alors que les clients résidentiels et les clients « petites et moyennes entreprises » d'EDF Energy sont principalement localisés à Londres, dans le Sud-Est et le Sud-Ouest de l'Angleterre, ses clients « grandes entreprises » possèdent des sites dans tout le pays.

EDF Energy est de plus en plus exposée à des besoins en gaz du fait de l'augmentation des ventes au détail, de la croissance de la demande industrielle et commerciale et de la production par centrale à cycle combiné au gaz naturel. Avec le Groupe EDF, EDF Energy considère les opportunités d'investissements dans le stockage de gaz. L'objectif d'EDF Energy est de stabiliser sa position sur le marché tout en augmentant ses profits et de renouer ainsi avec l'augmentation de sa clientèle.

6.3.1.1.2.3 DISTRIBUTION

La Branche Réseaux d'EDF Energy exploite trois réseaux de distribution contigus à Londres, dans l'Est de l'Angleterre et dans le Sud-Est de l'Angleterre, mais également des réseaux privés et des projets d'infrastructure. Conformément aux dispositions des règlements de l'Ofgem applicables aux Opérateurs des Réseaux de Distribution (*Distribution Network Operators — DNOs*), la Branche Réseaux est filialisée et son financement est isolé, afin de ne pas entraver la concurrence ou générer des distorsions de concurrence, pour la fourniture d'électricité ou de gaz, la production d'électricité ou le transport de gaz.

Réseaux publics

Le réseau d'EDF Energy couvre plus de 29 000 km² et distribue annuellement 87 TWh d'électricité via 47 500 km de lignes aériennes et 133 900 km de lignes souterraines. Avec 7,9 millions de clients, EDF Energy est le distributeur d'électricité le plus important (en volumes et en valeur d'actifs réglés) au Royaume-Uni.

Chaque réseau de distribution est soumis à des conditions d'exploitation très différentes, avec notamment un réseau urbain très concentré autour de Londres et une combinaison de réseaux ruraux et urbains au Sud et à l'Est de l'Angleterre. EDF Energy a investi plus de 465 millions de livres sterling au cours de l'exercice 2007 dans le cadre d'opérations de remplacement, de renforcement et d'extension de son réseau. Les performances du réseau (en termes de continuité d'approvisionnement) sont, néanmoins, plus élevées à Londres que dans les autres régions, en raison d'un réseau presque uniquement souterrain, moins exposé aux variations climatiques extrêmes que les réseaux des autres régions.

L'activité des réseaux génère un revenu via les redevances de *Distribution Use of System* (« DuoS ») prélevées au niveau des fournisseurs avec lesquels le consommateur a conclu un contrat de fourniture. Les redevances prélevées par les Opérateurs des Réseaux de Distribution d'EDF Energy sont parmi les plus faibles du Royaume-Uni.

Tarifs de distribution

Le processus de révision tarifaire conduit par l'Ofgem en 2005 a porté notamment sur le niveau des investissements pour la période 2005-2010 (débutant à compter du 1^{er} avril 2005), le niveau des dépenses d'exploitation, les gains de productivité supplémentaires pouvant être attendus et la rémunération de la base d'actifs. Les nouveaux tarifs sont entrés en vigueur le 1^{er} avril 2005. Le processus de révision tarifaire a abouti à une augmentation des dépenses d'investissements de 2,2 milliards de livres sterling sur la période considérée. En revanche, l'Ofgem a décidé une diminution du niveau des dépenses d'exploitation autorisées par rapport à la période précédente à la suite de quoi la Branche Réseaux a initié un important programme de réduction des coûts. Cette révision tarifaire a été considérée comme globalement satisfaisante par EDF Energy.

EDF Energy a atteint ses objectifs d'investissement pour l'année 2007. Elle a par ailleurs fait des progrès importants en ce qui concerne son programme de réduction des coûts. Parmi ses initiatives, figurent l'introduction d'un nouveau modèle organisationnel visant à une gestion plus efficace des ressources, à la réduction du temps de déplacement des équipes et à une réduction des sites opérationnels.

Câbles souterrains

Comme tous les distributeurs au Royaume-Uni, les réseaux d'EDF Energy comportent des câbles souterrains isolés avec de l'huile sous pression (*Fluid Filled Cables* ou « FFC »). Ces câbles peuvent fuir et donc polluer le sous-sol. Ce problème fait l'objet de discussions entre l'Agence britannique de protection de l'environnement, l'Ofgem et les distributeurs.

L'Ofgem suggère qu'au cours de la période tarifaire actuelle pour la période 2005-2010, les distributeurs renforcent leur stratégie de gestion des fuites ; au fur et à mesure que se développera une meilleure analyse de la nécessité de remplacer des câbles, les discussions se poursuivront avec les distributeurs sur le niveau des dépenses.

L'Ofgem confirme que s'il est nécessaire d'accroître significativement le niveau des dépenses par rapport à ce qui est prévu pour la période tarifaire actuelle, elle recherchera préalablement un accord avec les distributeurs sur le traitement de ces dépenses.

Le point de vue général de l'Ofgem est que le mécanisme tarifaire 2005/2010 prévoit des dépenses de remplacement importantes. Ces dépenses s'élèvent à 58 millions de livres sterling pour EDF Energy qui entend utiliser ce montant pour remplacer les FFC dans lesquels un incident a eu lieu ou dont le remplacement est nécessaire pour éviter la survenance d'un tel incident.

EDF Energy s'est conformée aux « meilleures pratiques » en matière de gestion des FFC tout au long de leur durée de vie, notamment en développant sa stratégie de gestion des fuites tout en observant et en analysant les taux de fuites. La plupart des câbles FFC possédés par EDF Energy ont, à ce jour, été cartographiés sur la carte des zones à risques établie par l'Agence pour l'Environnement (AE), permettant ainsi de déterminer quand les FFC sont proches d'une zone à risques, ou quand ils en traversent une. Cette cartographie, associée à la condition des FFC, permet à la Branche Réseaux de mettre en place une politique de remplacement. Des techniques opérationnelles ont également été développées au-delà

de la vision stratégique à long terme. L'entreprise a développé pendant plusieurs années une nouvelle technique de localisation des fuites. Celle-ci a été testée avec succès sur le terrain pendant l'année 2007 et sera totalement mise en œuvre en 2008. Cette technique permet de localiser plus précisément les fuites et dote EDF Energy d'une réponse opérationnelle moins coûteuse et plus efficace.

Competition Act et enquêtes de vérification de conformité des licences concernant EDF Energy

En janvier 2007, à la suite d'une enquête sur le comportement d'EDF Energy concernant la dépose de compteurs d'électricité de certains fournisseurs d'électricité non affiliés et la suppression de certains services y afférents, l'Ofgem a jugé que EDF Energy n'avait pas abusé d'une position dominante (ce qui aurait été jugé comme une violation du Chapitre II du *Competition Act* de 1998 et de l'Article 82 du Traité de Rome tel qu'amendé).

Au cours de l'année 2007, l'Ofgem a également conduit une enquête sur trois bénéficiaires d'une licence de distribution d'EDF Energy pour s'assurer qu'ils respectent les dispositions du *Standard Licence Condition 4C*, qui requiert que les licenciés ne fassent aucune discrimination lors de la fourniture de services de raccordement non discutables. L'Ofgem n'a trouvé aucune preuve d'une éventuelle violation de ces dispositions et a clos son enquête en juillet 2007.

6.3.1.1.2.4 RÉSEAUX PRIVÉS ET FINANCEMENT DE PROJETS PRIVÉS/PARTENARIATS ENTREPRISES PUBLIQUES ET PRIVÉES

EDF Energy fournit une grande variété de solutions commerciales et techniques pour des projets d'infrastructures et un certain nombre de projets de construction et exploitation des réseaux électriques publics et/ou privés (« PFI/PPP »).

Dans un projet PFI ou PPP, une entreprise privée (ou un groupe d'entreprises privées) construit ou reconstruit puis exploite un actif public sur une durée de 25 à 30 ans. Le financement de la phase initiale de construction, puis les frais d'exploitation et de maintenance, sont assurés par les capitaux privés, contre le versement d'une redevance mensuelle par l'autorité publique propriétaire de l'actif sur la durée du contrat.

EDF Energy a développé un portefeuille de contrats PFI/PPP pour des réseaux de distribution d'électricité tels que :

- les aéroports londoniens de Heathrow, Gatwick et Stansted ;
- l'extension du réseau ferroviaire des *docklands* à Lewisham ;
- plusieurs immeubles commerciaux dans les *docklands* de Londres ;
- l'éclairage public pour la municipalité de Dorset et pour les banlieues londoniennes de Islington et de Ealing (actuellement en cours de cession – voir ci-dessous).

EDF Energy participe également à un certain nombre de projets de *joint ventures* :

- participation de 80 % dans le consortium Powerlink. Ce projet, remporté en 1998, repose sur un contrat de 30 ans pour maintenir et moderniser le réseau haute tension de distribution électrique du métro de Londres. Le chiffre d'affaires annuel de cette activité est d'environ 84 millions de livres sterling ;
- une participation de 49,9 % dans MUJV Limited, une *joint venture* constituée entre EDF Energy et Thames Water Services, qui a pour objet l'élaboration et la mise en place des canalisations et/ou câbles d'eau, d'eau usagée, de gaz et d'électricité destinés aux nouveaux bâtiments

construits par Aspire Defense pour le ministère de la défense.

EDF Energy a également conclu plusieurs contrats importants avec des clients tels que Network Rail (amélioration du système de fourniture d'électricité), Pfizer, London Underground (rénovation des stations) et Islington Highway Lighting.

Éclairage public

EDF Energy gère trois projets d'éclairage public (PFI) : Dorset, Ealing et Islington. Les projets PFI requièrent la fourniture d'un service de remplacement (dans les cinq premières années) et de maintenance et de renouvellement à l'issue d'une période de 25 ans. Les analyses stratégiques, qui ont eu lieu à la suite de la décision d'intégrer les Branches Réseaux et Développement dans une seule et unique organisation, ont conduit à ce que EDF Energy décide de se concentrer sur son métier principal et de vendre ces projets PFI. Les meilleures offres ont été sélectionnées en novembre 2007. La finalisation de cette opération de cession devrait avoir lieu début 2008.

Metronet

Metronet est un contrat de partenariat d'entreprises publiques et privées d'une durée de 30 ans avec London Underground afin de maintenir, renouveler et rénover deux tiers de l'infrastructure du Réseau du métropolitain londonien au travers de deux filiales. L'activité du consortium Metronet a commencé en avril 2003.

Les participations d'EDF Energy sont :

- une participation de 20 % dans le consortium Metronet qui détient deux des trois concessions PFI pour les infrastructures du métro de Londres ;
- une participation de 25 % dans Metronet Alliance, qui gère des prestations de services liées à la modernisation et à la rénovation de stations de métro ainsi qu'à la maintenance, la réparation et le développement de biens publics.

Metronet n'ayant pas pu renégocier une part suffisante des surcoûts par rapport aux coûts anticipés dans les contrats en cours d'exécution, qui ont pu être identifiés lors d'une analyse détaillée des coûts, les administrateurs de Metronet ont obtenu la mise sous administration judiciaire de Metronet Rail SSL Holdings Limited et Metronet Rail BCV Holdings Limited le 18 juillet 2007, le mandat de l'administrateur judiciaire ayant été prolongé le 18 janvier 2008.

De plus, le 23 juillet 2007, Trans4m Limited, l'un des membres du consortium d'actionnaires Metronet, a notifié à London Underground sa volonté de se retirer du contrat.

Le contrat a pris fin le 30 août 2007. À la demande de London Underground et Metronet, EDF Energy a conclu un accord de détachement avec Metronet, effectif au 30 août 2007 pour une durée de 3 mois renouvelable, afin de détacher auprès de Metronet le personnel d'EDF Energy qui avait été impliqué sur le projet. Des négociations sont en cours entre les différentes parties pour résilier tous les contrats et engagements.

6.3.1.1.2.5 LONDRES 2012

Pendant l'année 2007, EDF Energy a conclu un accord au nom du Groupe EDF afin de devenir un partenaire privilégié de l'événement Londres 2012.

EDF Energy est le partenaire officiel des *Utility Services*, et un partenaire Développement Durable de l'événement. EDF Energy a été le premier partenaire Développement Durable désigné et le deuxième partenaire de

Aperçu des activités



premier rang après Lloyds TSB. À la fin de l'année 2007, il existait trois partenaires de premier rang (avec Adidas).

Au titre de ce partenariat, EDF Energy fournira l'énergie des Jeux Olympiques de Londres 2012 à partir de sources renouvelables. EDF Energy fournira aussi un combustible pauvre en carbone pour la flamme olympique. Le développement durable continuera d'être un thème central du partenariat d'EDF Energy.

6.3.1.1.3 FINANCEMENTS – RETRAITES

FINANCEMENTS

La dette nette d'EDF Energy et de ses filiales était de 4,20 milliards de livres sterling au 31 décembre 2007 ; le coût moyen de cette dette a été réduit depuis 2002, pour atteindre 6,3 % au 31 décembre 2007. Le niveau de trésorerie est garanti par des lignes de crédit confirmées s'élevant à 2,05 milliards de livres sterling en décembre 2007. Ces lignes comprennent une ligne de crédit confirmée de 1,80 milliard de livres sterling consentie par EDF, sur laquelle 1,70 milliard de livres sterling ont été tirés en décembre 2007, et une ligne de crédit syndiqué disponible de 250 millions de livres sterling. Ces deux lignes de crédit sont soumises au respect de certains covenants. Ceux-ci sont à ce jour respectés par EDF Energy.

La plupart des flux de trésorerie sont libellés en livres sterling. Les flux de trésorerie libellés dans d'autres devises font immédiatement l'objet d'opérations de couverture afin de limiter l'exposition aux variations de taux de change.

RETRAITES

EDF Energy a mis en place deux fonds de pension :

1. Le fonds de pension *EDF Energy Pension Scheme* (« EEPS ») qui a été créé en mars 2004 et qui rassemble un certain nombre de plans de retraite de London Electricity et de Seeboard. L'adhésion à l'EEPS est ouverte à tous les employés.
2. *EDF Energy Group Electricity Supply Pension Scheme* (« ESPS ») a été créé en septembre 2005 à l'issue de la fusion des fonds de pension des groupes London Electricity et Seeboard. L'adhésion à ESPS n'est pas autorisée aux nouveaux membres.

EEPS et ESPS constituent tous deux des fonds de pension liés au versement des salaires. Il a été procédé à une évaluation actuarielle de ces plans au 31 mars 2007, en conformité avec les nouvelles obligations liées à ce régime. Cette évaluation a identifié un déficit total de 127 millions de livres sterling. Afin d'y remédier, EDF Energy a mis en place un plan aux termes duquel EDF Energy procèdera à des versements supplémentaires du 1^{er} avril 2007 au 31 mars 2015 (les paiements liés au déficit étant concentrés sur les trois premières années).

Du point de vue comptable, la position financière de chacun des fonds est la suivante :

- la position d'ESPS s'est améliorée au cours de la période 2004-2007 grâce à une meilleure performance des marchés de capitaux et aux contributions additionnelles versées par EDF Energy à hauteur de 126 millions de livres sterling entre avril 2005 et décembre 2007 ; à la fin de l'année 2007, l'insuffisance de dotations de l'ESPS était évaluée à 246 millions de livres sterling contre 298 millions de livres sterling au 31 décembre 2006 ;
- l'EEPS s'est développé en terme de nombre d'adhérents, d'actifs et de passifs ; sa position financière n'a pas évolué de manière significative

sur la période 2004-2007 ; à la fin de l'année 2007, l'insuffisance de dotations de l'EEPS était évaluée à 11 millions de livres sterling contre 13 millions de livres sterling au 31 décembre 2006.

6.3.1.2 ALLEMAGNE — ENBW

À la date du présent Document de Référence, EDF détient 45,01 % du capital et, en excluant les actions d'autocontrôle qui n'ont pas de droit de vote, 46,07 % des droits de vote d'EnBW.

En 2007, EnBW a généré un chiffre d'affaires (tel que publié par EnBW) de 14,7 milliards d'euros et un EBITDA²⁵ de 2,3 milliards d'euros (source : Rapport annuel EnBW 2007). EnBW est consolidé par intégration proportionnelle à hauteur de 46,07 % dans les comptes consolidés du Groupe EDF clos au 31 décembre 2007.

EnBW, dont les titres sont admis aux négociations aux bourses de Francfort et de Stuttgart, publie un certain nombre d'informations (notamment son rapport annuel) qui sont disponibles sur son site internet www.enbw.com. EnBW est le troisième énergéticien allemand après E.ON et RWE par le chiffre d'affaires réalisé et le nombre de clients. Par ailleurs, il est le premier énergéticien dans sa zone de développement historique : le Bade-Wurtemberg. Son domaine d'activité inclut la production, le transport, la distribution, la commercialisation et le négoce de l'électricité. EnBW est également présent dans le domaine du gaz (transport, distribution, commercialisation et négoce), des services énergétiques, de la gestion des déchets et de l'eau. EnBW détient des participations dans de nombreuses régies communales dans le Bade-Wurtemberg. Ailleurs en Allemagne, EnBW participe également à des régies communales et a développé, à l'échelle nationale, un commercialisateur d'électricité indépendant, la société Yello, le fournisseur d'électricité en Allemagne avec le plus de clients en dehors de sa zone historique.

6.3.1.2.1 INTÉRÊT STRATÉGIQUE DE LA PARTICIPATION D'EDF DANS ENBW

La prise de participation d'EDF dans EnBW fait suite à une longue collaboration entre les deux entreprises, notamment dans le domaine technique et dans celui des échanges d'électricité avec le Bade-Wurtemberg. EnBW dispose d'une forte implantation dans cette région qui est l'une des plus développées d'Europe avec ses 11 millions d'habitants et son tissu d'entreprises performantes et tournées vers l'exportation.

EnBW dispose avec sa marque Yello d'une forte capacité de commercialisation auprès de la clientèle des particuliers et des professionnels ouverte à la concurrence depuis 1998, et d'une expérience dont EDF peut tirer avantage. La participation d'EDF dans EnBW permet aussi d'accompagner les grands clients multi-sites des deux entreprises.

Les participations d'EnBW dans des *Stadtwerke* (voir section 6.3.1.2.3.1 (« Métiers de l'électricité — Commercialisation »)), au Bade-Wurtemberg, mais également à Düsseldorf et dans la Saxe dans l'Est de l'Allemagne, lui permettent d'étendre sa présence au-delà de sa zone historique.

De même, l'activité gaz d'EnBW, avec un chiffre d'affaires (tel que publié par EnBW) de 2,5 milliards d'euros (source : Rapport annuel EnBW 2007) sur le premier marché gazier européen, constitue un atout pour la stratégie gazière du Groupe EDF.

Par ailleurs, EDF estime qu'une présence en Allemagne - le marché le plus important d'Europe en termes de nombre de clients et de volume consommé d'électricité - est indispensable dans la perspective d'un marché énergétique européen.

²⁵ Défini dans le rapport annuel 2007 d'EnBW comme le « résultat avant intérêts, impôts sur les bénéfices et dotations aux amortissements ».

L'intérêt stratégique du Groupe EDF en Allemagne réside également dans l'importance de la « plaque allemande », qui comprend l'Allemagne, l'Autriche et dans une certaine mesure la Suisse, et qui donne accès à près de 90 millions de consommateurs. Cette « plaque allemande » peut être considérée comme un seul marché puisque les interconnexions entre les pays concernés sont fortement développées et que les lignes de transport ne sont pas saturées, ce qui permet une fluidité des échanges. Les prix de gros pour les différents produits (base, pointe, sur les marchés spot et à terme) sont ainsi globalement identiques dans les trois pays. Cette plaque occupe une place centrale en Europe et est susceptible à moyen terme de constituer avec la France et le Benelux un « marché régional », si les congestions de réseau sont levées.

L'intérêt d'une présence en Allemagne est renforcé par les possibilités de croissance dans les pays d'Europe centrale et orientale depuis l'élargissement de l'Union Européenne. EnBW est d'ailleurs présent à travers des participations, pour la plupart minoritaires, dans des sociétés de production et de distribution d'électricité, notamment en Suisse, en Autriche, en Pologne et en Hongrie, et ambitionne de se développer en Europe centrale et orientale.

Enfin, la proximité géographique d'EDF et d'EnBW, la similitude des métiers exercés — et notamment la part importante de production d'origine nucléaire des deux entreprises — permet des échanges d'expertise et la réalisation de synergies.

6.3.1.2.2 DÉTAIL DE LA PARTICIPATION D'EDF DANS ENBW

ACTIONNARIAT D'ENBW

À la date du présent Document de Référence, EDF détient 45,01 % du capital et, en excluant les actions d'autocontrôle qui n'ont pas le droit de vote, 46,07 % des droits de vote d'EnBW. Aux côtés d'EDF, le principal actionnaire d'EnBW est OEW, un groupement de collectivités locales du Bade-Wurtemberg qui détient à la date du présent Document de Référence, à l'instar d'EDF, 45,01 % du capital et 46,07 % des droits de vote d'EnBW. EDF et OEW ont conclu un pacte d'actionnaires qui leur donne le co-contrôle de l'entreprise (voir ci-dessous).

À la date du présent Document de Référence, le solde du capital d'EnBW est détenu à hauteur de 5,89 % par différentes municipalités et fédérations de municipalités du Bade-Wurtemberg, de 1,79 % par le public et de 2,30 % par EnBW en auto-contrôle (source : Rapport Annuel EnBW 2007).

PACTE D'ACTIONNAIRES

EDF et OEW ont conclu un pacte d'actionnaires le 26 juillet 2000, aux termes duquel ils ont convenu de détenir ensemble, et à parité, la majorité du capital d'EnBW et de contrôler la société conjointement. Le pacte précise qu'EnBW devra être le véhicule exclusif d'EDF en Allemagne pour tout investissement relatif aux activités d'électricité, de gaz et de déchets, sauf si OEW ou EnBW décline l'investissement proposé. Par ailleurs, le pacte distingue deux catégories d'actions :

- les actions assujetties au pacte d'actionnaires, qui représentent 50,01 % du capital d'EnBW (25,005 % pour chacune des parties) (les « Actions Assujetties ») ;
- les actions non-assujetties au pacte d'actionnaires, qui représentent le solde de la participation de chacun des deux partenaires.

Concernant les Actions Assujetties, le pacte prévoit que, depuis le 1^{er} janvier 2005 et jusqu'au 31 décembre 2011, OEW est soumise à l'accord préalable d'EDF pour la cession de ses Actions Assujetties à un tiers ne faisant pas partie d'OEW.

Toutefois, OEW dispose :

- d'une option de vente sur EDF (Put), de tout ou partie de ses Actions Assujetties (25,005 %), exerçable à tout moment entre le 1^{er} janvier 2005 et le 31 décembre 2011 au prix de 37,14 euros par action. Le montant de cette option est inscrit par le Groupe EDF au titre de ses engagements hors bilan pour l'exercice 2007 pour 2 322 millions d'euros (voir note 24.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2007) ;
- d'un droit de préemption sur les Actions Assujetties détenues par EDF ;
- du droit de s'opposer à une vente par EDF de ses Actions Assujetties, si le tiers acheteur n'est pas prêt à acquérir les actions d'OEW au même prix (clause de sortie conjointe).

Concernant les actions non-assujetties, le pacte prévoit un mécanisme de droit de préemption réciproque.

EDF et OEW sont tenues de se concerter afin d'exercer uniformément leurs droits de vote en Assemblée Générale ou d'adopter une position uniforme sur les décisions examinées en conseil de surveillance et sont également tenues d'adopter une position commune concernant toute décision d'EnBW jugée importante par au moins une partie et de la faire valoir vis-à-vis de la société.

À cette fin, EDF et OEW ont constitué, conformément aux stipulations du pacte d'actionnaires, un comité des actionnaires (présidé par EDF) leur permettant d'arrêter des positions communes. EDF dispose toutefois d'un droit de vote décisif pour les décisions relatives à la mise en œuvre du plan de développement à moyen terme d'EnBW tel qu'élaboré par les parties.

Sur un total de 20 membres au conseil de surveillance, EDF dispose de quatre représentants et OEW de trois (dont le président qui a voix prépondérante). Deux membres ont été désignés par l'Assemblée Générale d'EnBW (l'un sur proposition d'OEW, l'autre sur proposition d'EDF), dix membres par les salariés d'EnBW, le membre restant étant désigné conjointement par EDF et OEW.

L'un des membres du directoire d'EnBW, actuellement composé de six membres, est désigné par EDF.

Le pacte vient à échéance au plus tôt le 31 décembre 2011, mais demeurera en vigueur aussi longtemps qu'EDF et OEW disposeront ensemble de la majorité du capital, et chacun d'au moins 17 % du capital.

AUTRE ACCORD ACTIONNARIAL

OEW disposait d'une option de vente (Put) sur EDF portant sur tout ou partie des actions qu'elle a rachetées à la Deutsche Bank et à HSBC Trinkhaus & Burkhart KgaA le 28 janvier 2005 (5,94 % du capital d'EnBW). Cette option était exerçable à tout moment du 28 janvier 2005 au 30 novembre 2006, mais n'a pas été exercée par OEW. Depuis le 1^{er} décembre 2006 et jusqu'au 31 décembre 2011, EDF dispose, en cas de cession par OEW des actions précitées à un tiers, d'un droit de préemption.

PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DE L'ACTIONNARIAT D'ENBW

La poursuite d'un partenariat de qualité avec OEW est pour EDF un objectif important. À l'occasion de son retour à la parité avec EDF dans le capital d'EnBW en avril 2005, OEW a exprimé son objectif de conserver ses actions au moins jusqu'en 2011. Toutefois, cette position reste susceptible d'évolution avant 2011, OEW disposant toujours d'une possibilité d'exercer l'option de vente portant sur les Actions Assujetties avant cette date.

Aperçu des activités



6.3.1.2.3 DÉTAIL DES ACTIVITÉS D'ENBW

Le tableau ci-dessous présente les chiffres clés de l'activité du groupe d'EnBW pour les deux derniers exercices (source : Rapport annuel EnBW 2007) :

	Exercice clos au 31.12.2006	Exercice clos au 31.12.2007
Chiffre d'affaires (en milliards d'euros)⁽¹⁾	13,22	14,71
dont électricité	9,64	11,54
dont gaz	2,76	2,48
Ventes d'électricité (TWh) ⁽²⁾	119,4	139,5
Ventes de gaz (TWh)	83,5	75,2
Clients énergie (millions)	6	6
Effectifs	21 148	20 265

(1) Chiffre d'affaires net, après déduction de l'impôt sur l'électricité et le gaz.

(2) Comprend les ventes d'électricité effectuées par des sociétés dans lesquelles EnBW détient (i) des participations majoritaires consolidées par intégration globale pour lesquelles le volume des ventes est pris en compte à 100 %, et (ii) des participations minoritaires consolidées par intégration proportionnelle pour lesquelles le volume des ventes est pris en compte à hauteur de leur pourcentage de détention.

6.3.1.2.3.1 MÉTIERS DE L'ÉLECTRICITÉ

Production

En 2007, la vente d'électricité du groupe EnBW (incluant le montant net des volumes négociés et toutes les participations) s'est élevée à 139,5 TWh. Sa capacité installée est de l'ordre de 15 000 MW. Elle est répartie de la manière suivante :

(en MW)*	Capacités
Nucléaire (y compris contrats EDF)	4 842
Thermique classique	6 620
Hydraulique	3 415
Autres énergies renouvelables	86
TOTAL	14 963

* Données brutes ; chiffres consolidés du groupe EnBW incluant les participations.

(Source : Rapport annuel EnBW 2007)

Les actifs de production d'EnBW en Allemagne sont essentiellement situés dans le Bade-Wurtemberg. Ils se caractérisent par leur mix de production équilibré et relativement peu émetteur de CO₂ par rapport aux autres producteurs d'électricité en Allemagne. La production de base est assurée à la fois par le nucléaire et l'hydraulique, la production de semi-base par les centrales au charbon, et les besoins de pointe par des centrales au gaz et au fioul, ainsi que des stations

de pompage. Globalement, les moyens de pointe thermiques et hydrauliques sont suffisants, permettant même de vendre de l'énergie de pointe sur le marché.

Le tableau suivant présente la répartition de l'approvisionnement en électricité de 139,5 TWh par type d'énergie primaire utilisée, obtenue sur la base des chiffres consolidés du Groupe EnBW incluant les participations :

Charbon, gaz, pétrole	16 %
Energie nucléaire	27 %
Hydraulique et autres énergies renouvelables (*)	17 %
Autres (**)	40 %

* Selon le paragraphe 42 de la Loi allemande du 7 juillet 2005 concernant l'électricité et le gaz.

** Source d'énergie indéterminée, la plupart de ce volume étant approvisionné par le négoce sur le marché de gros.

(Source : Rapport annuel EnBW 2007)

EnBW couvre par sa production propre, les contrats d'approvisionnement long terme et ses participations dans des centrales, environ 52 % des besoins du groupe EnBW, soit 73,5 TWh produits sur 139,5 TWh vendus en 2007 (source : Rapport annuel EnBW 2007).

Investissements dans le parc de production

EnBW prévoit des investissements pour renouveler et renforcer son parc de production d'électricité.

En décembre 2006, EnBW a ainsi décidé d'engager la construction d'une centrale à charbon de plus de 900 MW brutes à Karlsruhe. L'investissement est de l'ordre de 1 milliard d'euros. Enfin, l'étude pour la construction d'une centrale à gaz à Karlsruhe se poursuit.

EnBW a également conclu un contrat de fourniture sur 20 ans avec le producteur STEAG (situé dans la région de la Ruhr), qui mettra à la

disposition d'EnBW à partir de 2010, une capacité de production de 250 MW.

Des projets d'extension de sites hydrauliques ont été développés (comme par exemple un projet d'extension de centrale au fil de l'eau d'une puissance installée de 26 MW à 100 MW sur le site de Rheinfelden qui sera mise en service en 2010). EnBW envisage également de renforcer ses investissements dans les autres énergies renouvelables.

Le nucléaire représente 32 % de la capacité installée d'EnBW (ce qui inclut la puissance fournie par EDF au titre des contrats de fourniture d'énergie). La sortie programmée du nucléaire, si elle était effectivement réalisée, conduirait EnBW à devoir substituer de l'ordre de 4 450 MW de capacité installée, hors contrats EDF, d'ici 2012.

L'échéancier de fermeture des centrales nucléaires d'EnBW, tel qu'il est arrêté aujourd'hui, est indiqué dans le tableau ci-dessous :

Centrales nucléaires	Mise en service commerciale	Capacité installée (MW)	Arrêt d'exploitation prévu
Neckarwestheim 1	1976	633 ^(*)	2010 ^(**)
Philippsburg 1	1980	890	2012
Philippsburg 2	1985	1 392	2018
Neckarwestheim 2	1989	1 096 ^(*)	2022 ^(**)

* Correspond à la quote-part d'EnBW dans la centrale.

**Ce calendrier ne tient pas compte de la prolongation de la durée de vie de la première tranche de la centrale de Neckarwestheim demandée par EnBW fin 2006.

La centrale nucléaire d'Obrigheim (puissance nette : 340 MW) a été arrêtée le 11 mai 2005 en vue de sa déconstruction future.

Les coûts futurs de l'élimination des combustibles irradiés et des déchets d'exploitation ainsi que de la mise à l'arrêt et de la déconstruction des centrales nucléaires sont estimés par EnBW à 4 606 millions d'euros sur une base actualisée au taux nominal de 5,5 %, montant provisionné dans les comptes d'EnBW au 31 décembre 2007. Le calcul de ces provisions est fondé sur des obligations réglementaires et les dispositions des autorisations d'exploitation.

Le Ministre Président du Land du Bade-Wurtemberg a pris position à plusieurs reprises pour une prolongation du nucléaire, en particulier en ce qui concerne une prolongation de Neckarwestheim 1. Dans ce contexte, EnBW s'est également déclarée favorable à une modernisation du consensus sur la sortie du nucléaire et a déposé fin 2006 une demande officielle d'autorisation de transfert de volumes de production de la tranche 2 à la tranche 1 de la centrale de Neckarwestheim.

Commercialisation

En 2007, EnBW a commercialisé 139,5 TWh d'électricité (y compris les activités de négoce sur les marchés de gros et les participations) auprès de 6 millions de clients (source : Rapport annuel EnBW 2007).

Le groupe EnBW commercialise l'électricité par l'intermédiaire de ses filiales VSG (*EnBW Vertriebs- und Servicegesellschaft mbH*, détenue à 100 %), ODR (*EnBW Ostwürttemberg DonauRies AG*, détenue à 99,72 %) et ED (*Energiedienst Holding AG*, filiale détenue à 75,97 %, présente dans le Bade-Wurtemberg et en Suisse) (source : Rapport annuel EnBW 2007). EnBW commercialise également par l'intermédiaire de quelques participations majoritaires, à titre d'exemple, *Energie Sachsen Ost GmbH*, ENSO dans le Land de Saxe (détenue à 64,84 % à la date du présent Document

de Référence) et Stadtwerke Düsseldorf en Rhénanie du Nord Westphalie (54,95 %).

EnBW a une participation de 15,07 % dans le capital de MVV (*Mannheimer Verkehrs und Versorgungsbetriebe*). MVV est un important fournisseur d'électricité dans la région de Mannheim. EnBW ne dispose pas d'une influence significative au sein de cette société (EnBW ne siège pas à son conseil de surveillance). MVV n'est pas un canal de commercialisation direct ou indirect d'EnBW.

En dehors du Bade-Wurtemberg, la commercialisation auprès des clients résidentiels et professionnels est principalement assurée au travers de la société *Yello Strom GmbH* disposant de plus de 1,4 million de clients sur l'ensemble du marché allemand (source : site internet Yello).

Après une montée en puissance coûteuse avec des frais fixes élevés et des prix de vente bas, Yello réalise depuis 2004 un résultat avant impôt positif grâce à une réduction significative des coûts et à une régionalisation de ses tarifs.

En septembre 2007, Yello a fait son entrée sur le marché suédois pour poursuivre le développement de la marque.

Depuis début 2007 un renforcement de la concurrence sur le marché électrique allemand est observé avec l'arrivée de nouveaux acteurs sur le marché B2C (business to consumer) et des offres concurrentielles des grands concurrents allemands dans le segment B2B (business to business).

Pour faire face à cette concurrence, EnBW poursuit une approche multi-marques : dans le segment B2C avec les marques EnBW et Yello, mais également Naturenergie (marque de commercialisation au niveau national pour l'énergie produite à partir d'énergies renouvelables). Dans le B2B

Aperçu des activités



L'entreprise est active avec les marques EnBW et Watt (filiale spécialisée sur les comptes intermédiaires et les petits comptes en dehors du Bade-Wurtemberg).

Par ailleurs, EnBW poursuit une stratégie de différenciation par les services proposés pour fidéliser et gagner des clients. Dans ce contexte, EnBW et Yello ont lancé un projet pilote de compteurs intelligents sur le marché B2C permettant de suivre en ligne la consommation d'électricité, et ouvrant des perspectives de développement de produits et services novateurs.

Transport — Distribution

EnBW gère une des quatre zones d'équilibre en Allemagne et est à ce titre le seul exploitant du réseau de transport d'électricité dans le Bade-Wurtemberg. Dans sa zone, EnBW est chargée d'assurer la stabilité et la gestion du réseau de transport à très haute tension 380/220 kV, ainsi que les interconnexions avec les autres réseaux.

EnBW détient la majeure partie du réseau haute et moyenne tension (110 kV à 20 kV) dans sa zone historique et est également très fortement présente dans la distribution (20 kV à 400 V). EnBW dispose de huit centres régionaux qui exploitent les réseaux de distribution dans le Bade-Wurtemberg, dans le cadre de contrats de concession. EnBW a conclu plus d'un millier de contrats de concession, dont environ 750 contrats directement avec des communes, le solde étant conclu indirectement au travers de filiales ou de participations.

EnBW détient également une cinquantaine de participations dans des Stadtwerke et des entreprises communales qui exploitent des réseaux de distribution, ce qui lui permet d'être présente sur des territoires où elle n'a pas de concessions directes de distribution.

Début 2007, EnBW a augmenté ses participations dans les trois sociétés régionales suivantes :

- Erdgas Südwest GmbH détenue désormais à 79 % (soit une augmentation de 28 % par rapport au 31 décembre 2006) ;
- Energie Sachsen Ost GmbH (ENSO) détenue désormais à 64,84 % (soit une augmentation de 14,5 % par rapport au 31 décembre 2006) ;
- Gasversorgung Sachsen Ost Wärmeservice GmbH & Co. KG détenue désormais à 100 % (soit une augmentation de 76,5 % par rapport au 31 décembre 2006).

La montée dans le capital de ces sociétés permet à EnBW de renforcer sa position dans le Bade-Wurtemberg et dans l'est de la Saxe, deux marchés importants pour EnBW.

EnBW détient, à la date du présent Document de Référence, une participation de 54,95 % dans le capital de la *Stadtwerke Düsseldorf AG* (« SWD »), située au cœur du territoire historique de son concurrent RWE. L'exercice en décembre 2005, par la ville de Düsseldorf, d'une option de vente consentie par EnBW et portant sur 25,05 % du capital de SWD, a permis à EnBW de prendre le contrôle de SWD en mars 2006, après l'accord de la Commission Européenne. La ville de Düsseldorf bénéficie d'une seconde option de vente sur EnBW, portant également sur 25,05 % du capital de SWD. La période d'exercice de cette seconde option a débuté le 1^{er} janvier 2005 et se terminera le 31 décembre 2008. EnBW dispose de la faculté de prolonger cette période d'exercice, par période d'un an, sur notification écrite de sa part, envoyée au plus tard le 31 octobre de l'année au cours de laquelle la période d'exercice concernée expirera. Au 31 décembre 2007, le prix d'exercice de la seconde option de vente était comptabilisé à hauteur d'un montant de 248 millions d'euros dans les autres dettes du bilan d'EnBW (source : EnBW).

Le tableau ci-dessous présente la taille du réseau d'EnBW :

Longueur du réseau du groupe EnBW	
Très haute tension	
380 000 volts	1 992 km
220 000 volts	1 787 km
Haute tension	
110 000 volts	9 796 km
Moyenne tension	
30 000, 20 000 et 10 000 volts	48 571 km
Basse tension	
400 volts	103 004 km

Source : *Rapport annuel d'EnBW 2007*

Le réseau de distribution d'EnBW, comme les réseaux de distribution allemands en général, se caractérise par un niveau de qualité de fourniture parmi les meilleurs au niveau européen.

EnBW est propriétaire du réseau de transport.

Les réseaux de distribution lui appartiennent pour la durée des concessions. Les réseaux concédés sont comptabilisés dans les immobilisations corporelles, à l'actif du bilan d'EnBW. Les concessions détenues par les régies, dans lesquelles EnBW a une participation minoritaire, sont portées à l'actif du bilan des régies. S'il s'agit d'une participation majoritaire, cette concession apparaît dans les comptes du groupe EnBW.

L'essentiel des contrats de concession conclus par EnBW devra être renouvelé entre 2008 et 2012. L'entreprise s'est préparée à ces échéances et a engagé depuis plusieurs années un plan d'action structuré à cet effet, comprenant de nombreuses actions : analyse de la situation par commune, définition d'un contrat type de concession avec les associations des communes du Bade-Wurtemberg, attribution d'un budget d'investissements spécifique de sécurisation des concessions, etc. Ainsi, en 2007, EnBW a procédé au renouvellement de près de 140 contrats de concessions portant sur des réseaux de distribution d'électricité.

Le non-renouvellement d'une concession ne signifie pas nécessairement la cessation d'activité d'EnBW sur la commune concernée. En effet, la commune qui ne renouvelerait pas sa concession pourrait créer une Stadtwerk et offrir une possibilité de participation d'EnBW à son capital, ce qui permettrait à celle-ci de continuer à sécuriser le territoire concerné. En cas de perte de concession, EnBW doit céder le réseau à ses concurrents ou aux Stadtwerke au prix de marché (« *Ertragswert* »). Si la concession non renouvelée est accordée à un concurrent, EnBW ne perd pas forcément ses clients, car ceux-ci gardent leurs contrats de commercialisation avec EnBW. En revanche, le « nouvel » opérateur de réseau aura un fort intérêt à récupérer ces clients.

EnBW a pour objectif d'étendre sa présence dans les activités de distribution en dehors du Bade-Wurtemberg par voie de prises de participations dans des régies de taille régionale.

Dans le cadre de la mise en place du régulateur en Allemagne faisant suite à l'entrée en vigueur de la Loi sur l'énergie de juillet 2005, les tarifs d'accès aux réseaux d'électricité et de gaz ont été notifiés à la baisse aux transporteurs et aux distributeurs en 2006. EnBW s'est vu imposer en 2006 une baisse, par rapport à la demande formulée par l'entreprise, de 8 % pour son réseau de transport d'électricité, de 14 % pour le réseau

de distribution d'électricité et de 17 % pour le réseau de distribution de gaz. Les grands concurrents d'EnBW se sont vus également imposer des baisses importantes. Début 2008, une nouvelle baisse des tarifs d'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité de 11 % par rapport aux tarifs 2007 a été notifiée à EnBW par le régulateur.

En septembre 2007, l'Allemagne a décidé de passer d'une régulation des frais d'accès aux réseaux basés sur les coûts à une régulation incitative des réseaux électriques et gaziers à partir de 2009. Le décret prévoit pour l'électricité, deux périodes de régulation de 4 à 5 ans (2009-2013 et 2014-2018), pour le gaz une première période de 4 ans puis une seconde de 5 ans (2009-2012 et 2013-2017).

Bien que EnBW estime que ses frais d'accès au réseau soient relativement bas comparativement à ses concurrents, l'entreprise devrait encore subir la pression du régulateur.

Activité de trading

EnBW Trading GmbH est une filiale à 100 % d'EnBW, responsable de la gestion de l'équilibre amont-aval, c'est-à-dire de l'équilibre entre tous les moyens d'approvisionnement (dont les capacités de production propres) et la demande d'électricité. Elle est en charge de la gestion du parc de production, des achats de combustibles et de la gestion des risques associés, ainsi que des contrats d'approvisionnement d'EnBW. Elle effectue également les transactions de quotas de CO₂ et des opérations de négoce pour son propre compte.

EnBW Trading intervient sur les marchés de gros et les bourses d'électricité. Elle a été l'un des premiers acteurs de la place boursière électrique allemande.

6.3.1.2.3.2 ACTIVITÉ GAZIÈRE

À fin 2007, le groupe EnBW compte environ 530 000 clients gaz. En 2007, EnBW a vendu 75,2 TWh de gaz pour un chiffre d'affaires tel que publié par EnBW de 2,48 milliards d'euros (source : Rapport annuel EnBW 2007).

Transport et stockage

Dans le domaine du midstream, EnBW intervient principalement au travers de Gasversorgung Süddeutschland GmbH (« GVS ») et EnBW Trading. GVS, dont EnBW détient, à parité avec ENI, 50 % du capital, compte parmi les plus grandes sociétés allemandes régionales de transport de gaz, possède un réseau de 1 892 km de gazoducs et dispose de capacités de stockage de 90 millions de mètres cubes (essentiellement dans le Bade-Wurtemberg). GVS vend du gaz quasi exclusivement aux redistributeurs et a pour seuls clients directs quelques industriels.

GVS s'approvisionne majoritairement auprès de E.ON Ruhrgas, mais aussi auprès de Wingas, *joint venture* de Gazprom et de Wintershall, filiale à 100 % de BASF. Depuis 2004, ENI fournit également du gaz à GVS.

En 2007, EnBW Trading a étendu ses activités à des transactions physiques de gaz en Allemagne et dans les pays voisins.

La concurrence se renforce sur le marché gazier allemand rendant nécessaire l'accès aux volumes de gaz à des prix compétitifs. Dans ce contexte, EnBW a pour objectif de renforcer ses activités midstream. EnBW a ainsi signé en juin 2007 un *memorandum of understanding* pour un partenariat stratégique avec 4Gas concernant le projet de terminal LNG LionGas à Rotterdam. Ce *memorandum of understanding* permettra à terme à EnBW de disposer d'une capacité de 3 Gm³ de gaz naturel.

EDF et EnBW ont également signé des accords qui leur donnent le droit

d'utiliser des cavernes salines à Etzel dans le nord de l'Allemagne pour le stockage de gaz naturel. Ce stockage devrait être mis en service d'ici à 2011 et dispose d'un volume utile d'environ 0,4 Gm³ (voir la section 6.4.2 « Activités Gaz »).

Distribution et commercialisation

Dans le Bade-Wurtemberg, EnBW réalise la commercialisation de gaz auprès des clients résidentiels principalement à travers ses filiales EnBW Gas GmbH et ODR. EnBW Gas GmbH regroupe plusieurs canaux de distribution régionale et locale (principalement *Erdgas Südwest GmbH*). En Saxe et à Düsseldorf, elle est présente respectivement à travers ENSO Erdgas GmbH (anciennement Gasversorgung Sachsen Ost GmbH) et Stadtwerke Düsseldorf.

Ces filiales actives dans la commercialisation du gaz détiennent les concessions. Le régime de concessions de distribution gazière est le même que celui de ses concessions de distribution d'électricité. Au cours de l'exercice 2007, EnBW a procédé au renouvellement d'une dizaine de contrats de concessions portant sur des réseaux de distribution de gaz dans le Bade-Wurtemberg.

La concurrence sur le marché du gaz s'intensifie avec le lancement d'une offre nationale aux clients finals par E.ON en janvier 2007 et l'entrée sur le marché de nouveaux acteurs.

Comme une grande partie des énergéticiens allemands, EnBW a augmenté le prix du gaz aux clients résidentiels le 1^{er} janvier 2008. Pour un ménage-type consommant 20 000 kWh par an, la hausse est de 6,9 %, contre 5,8 % en moyenne en Allemagne.

En octobre 2007, Yello a également lancé une offre gaz limitée pour l'instant aux villes de Essen en Rhénanie du Nord Westphalie et de Nuremberg en Bavière, qui constituent des marchés locaux importants offrant de bonnes conditions pour un nouvel entrant. Dans le cadre de l'offre de gaz, le client bénéficie de l'installation d'un compteur intelligent.

6.3.1.2.3.3 SERVICES ÉNERGÉTIQUES ET ENVIRONNEMENTAUX

Les activités de services énergétiques et environnementaux regroupent les activités d'élimination de déchets, de distribution d'eau et de prestations de services énergétiques pour l'industrie. Le chiffre d'affaires réalisé par EnBW en 2007 dans ces domaines est de 693 millions d'euros, ce qui représente une augmentation de 17 % par rapport à 2006 (source : Rapport annuel EnBW 2007).

Industrie et Services

EnBW est présent sur le secteur des services énergétiques aux entreprises à travers sa filiale EnBW Energy Solutions GmbH (« ESG »), détenue à 100 %. ESG rassemble toutes les compétences d'EnBW en matière de services énergétiques et d'ingénierie pour les clients industriels.

Traitement des déchets

Dans le secteur du traitement des déchets, EnBW était surtout présent via sa filiale à 100 % U-plus, regroupant plusieurs entreprises d'enlèvement et de traitement de déchets domestiques et industriels.

U-plus a été vendue en avril 2007 à la société de collecte de déchets ALBA.

Par ailleurs, EnBW gère par sa filiale à 100 % T-plus des activités de traitement de déchets. Des problèmes techniques sur les deux installations de traitement mécano-biologique de T-plus ont conduit EnBW à fermer ces deux installations au cours de l'année 2007.



6.3.1.2.3.4 AXES DE DÉVELOPPEMENT

EnBW a réalisé sur la période 2003-2006, un programme de réduction des coûts, dénommé *Top Fit*. À la fin 2006, EnBW a dépassé les objectifs définis par ce programme *Top Fit* (réalisation cumulée à fin 2006 de 1,056 milliard d'euros d'économies récurrentes pour un objectif prévu de 1 milliard d'euros) (source : Rapport annuel EnBW 2006). L'ensemble des actions entreprises a permis d'améliorer significativement sa performance et sa structure financière.

Depuis début 2007, un nouveau programme *Operative Exzellenz* a été lancé. Ce programme a vocation à optimiser les processus opérationnels sur la durée par une implication forte des acteurs, mais aussi à réaliser des gains rapides à court terme. Après une phase pilote en 2007, le programme *Operative Exzellenz* continuera à être déployé en 2008.

Tout en gardant comme objectif de maintenir une discipline financière sur les années à venir, l'ambition d'EnBW est de consolider et de développer sa position de troisième énergéticien allemand à fort enracinement régional. Dans ce cadre, la Direction d'EnBW a indiqué que la priorité serait donnée à un renforcement de ses positions dans le Bade-Wurtemberg et à son développement en Allemagne. De plus, EnBW compte renforcer sa position en Europe centrale et orientale. Certaines opportunités de croissance dans cette région et dans le sud-est de l'Europe seront étudiées (source : Rapport annuel EnBW 2007).

6.3.1.2.3.5 SYNERGIES AU SEIN DU GROUPE EDF

Depuis fin 2003, EDF et EnBW ont engagé un programme commun de réalisation de synergies. Dans ce cadre, une quarantaine de projets ont été développés.

Dans le domaine de la production, la coopération porte sur des projets internes au Groupe :

- étude pour la construction de nouvelles centrales thermiques chez EnBW ;
- dans le domaine hydraulique, EDF et EnBW continuent de coopérer à l'étude d'une cinquième turbine dans la centrale d'Iffezheim (augmentation de capacité de 30 MW) et la construction d'une nouvelle centrale à Kehl et à Breisach (capacité de 4 MW) ;
- pour l'exploitation des centrales nucléaires, des « *benchmarks* » sur les coûts de maintenance et la sûreté ont été réalisés pour optimiser les coûts d'exploitation des centrales. Par ailleurs, un programme de recrutement et de formation conjoint d'ingénieurs bilingues permet de renforcer la coopération.

Dans le domaine commercial, EDF et EnBW mettent en œuvre une stratégie commune à l'égard de certains grands clients industriels. Celle-ci permet à la fois d'accompagner les clients et de développer les ventes. Dans le contexte de cette stratégie, EnBW a pu gagner comme clients les sites allemands du sidérurgiste RIVA, représentant un volume de 3 500 GWh d'électricité sur la période 2008-2009.

Par ailleurs, dans certains pays, comme la Pologne, les équipes commerciales d'EnBW et d'EDF ont été regroupées. Dans le domaine de la recherche et du développement, EDF, notamment par le biais de EIFER (European Institute for Energy Research), créé par EDF en collaboration avec l'université de Karlsruhe, ainsi que EnBW ont conclu en janvier 2003 un accord dans les domaines relatifs aux énergies renouvelables, à la production d'électricité répartie et aux piles à combustible.

Dans le domaine du gaz, les relations entre EDF et EnBW sont amenées à se développer. Des opérations communes ont déjà été réalisées en

matière d'approvisionnement et de transport. EDF et EnBW ont par ailleurs signé ensemble des accords pour des capacités de stockage de gaz naturel à Etzel dans le nord de l'Allemagne.

6.3.1.2.4 MODIFICATIONS DE LA COMPOSITION DU DIRECTOIRE D'ENBW

À effet du 1^{er} octobre 2007, plusieurs changements sont intervenus dans la composition du directoire d'EnBW :

- Hans-Peter Villis a succédé à Utz Claassen à la tête du directoire d'EnBW.
- Pierre Lederer, COO d'EnBW, a été nommé vice-président du directoire d'EnBW.
- Hans-Josef Zimmer, auparavant membre du directoire d'EnBW Kraftwerke AG, a été nommé au directoire en tant que directeur technique.

6.3.1.3 ITALIE

Le Groupe EDF est principalement présent en Italie au travers de sa participation dans Edison, le deuxième acteur du marché italien de l'électricité et troisième acteur gazier. Au 31 décembre 2007, le Groupe détient directement 19,36 % du capital d'Edison (18,96 % des intérêts économiques en tenant compte de la catégorie des actions d'épargne) et 50 % du capital de Transalpina di Energia (« TdE ») qui détient elle-même 61,28 % du capital d'Edison (60 % des intérêts économiques). La participation directe et indirecte d'EDF dans Edison atteint donc 50 % du capital votant (48,96 % des intérêts économiques).

Les accords conclus par le Groupe avec la société AEM S.p.A. (l'électricien de la région de Milan (« AEM Milan »)) (désormais A2A S.p.A. (« A2A »)) au cours de l'année 2005, ont permis la prise de contrôle conjointe d'Edison par EDF et AEM Milan (désormais A2A). Les modalités de cette prise de contrôle sont décrites à la section 6.3.1.3.1.2 (« Prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et AEM Milan (désormais A2A) ») ci-dessous.

Par ailleurs, le Groupe EDF détient en Italie les filiales et participations suivantes :

- Fenice : au 31 décembre 2007, le Groupe détient 100 % du capital de la société Fenice spécialisée dans la production d'électricité, la fourniture de services énergétiques, le traitement des déchets industriels solides et liquides, et les activités environnementales ;
- Siram : le Groupe détient via Dalkia et Dalkia International une participation d'environ 50 % du capital de la société Siram. Siram est spécialisée dans les services énergétiques aux clients tertiaires, industriels et collectivités locales.
- EDF Energies Nouvelles Italia : cette filiale à 95 % d'EDF Energies Nouvelles regroupe les participations dans les divers projets italiens, notamment éoliens, d'EDF Energies Nouvelles.

6.3.1.3.1 EDISON

Edison est la plus ancienne compagnie électrique italienne. Aujourd'hui, Edison est le deuxième acteur du marché italien de l'électricité (derrière l'acteur historique Enel) et le troisième acteur du marché du gaz, après ENI et Enel. En 2007, la production électrique nette d'Edison s'est élevée à 53,4 TWh, ce qui représente 17,7 % de la production nette d'électricité en Italie, et l'activité de gaz, hors variation de stock, a porté sur 13,2 Gm³ en Italie, soit 15,8 % de la demande italienne de gaz.

Entre 2006 et 2007, Edison a notamment réalisé deux cessions : son réseau électrique (Edison Rete) en novembre 2006 à la société nationale TERNA et sa participation de 66,3 % dans les centrales CIP6 de SERENE (400 MW) en février 2007, à BG Italia, filiale du groupe British Gas.

En 2007, le groupe Edison a réalisé un chiffre d'affaires de 8 276 millions d'euros²⁶ et a généré un EBITDA (« *margine operativo lordo* ») de 1 605 millions d'euros (source : Rapport annuel Edison 2007). Dans les comptes consolidés du Groupe EDF au 31 décembre 2007, Edison est consolidée par intégration proportionnelle à hauteur de 48,96 %.

Edison est cotée à la bourse de Milan et à ce titre, publie un certain nombre d'informations (notamment son rapport annuel) qui sont disponibles sur son site internet (www.edison.it).

Environnement de marché et évolution des prix

La demande d'électricité en 2007 en Italie a été de 339,8 TWh, en croissance de 0,7 % par rapport à 2006. Une concurrence accrue, en raison de la mise en service pendant l'année 2007 de nouveaux cycles combinés à gaz (« CCGT ») pour une puissance supérieure à 5 000 MW, et du ralentissement de la demande énergétique, a eu des conséquences sur les prix de gros, qui ont baissé d'environ 5 %. Néanmoins, les baisses plus importantes des prix dans la plaque franco-allemande ont conduit à une augmentation des flux nets d'importation vers l'Italie (le solde net avec l'étranger a augmenté de 2,1 % par rapport à 2006).

La demande nationale nette de gaz naturel a atteint 83,6 Gm³ (en hausse de 0,1 % par rapport à 2006 – source : Edison). Cette stabilité est principalement due à la diminution des consommations liée aux conditions climatiques particulièrement douces des premiers mois de l'année, qui a été compensée par l'augmentation des besoins d'approvisionnement en gaz naturel pour la production de l'électricité en raison de l'entrée en service des nouvelles centrales CCGT.

6.3.1.3.1.1 INTÉRÊT STRATÉGIQUE DE LA PARTICIPATION DANS EDISON

Le marché électrique italien est, en terme de consommation, le quatrième marché de l'Union Européenne avec un taux de croissance et des niveaux de prix élevés. Le développement de nouvelles capacités de production est un enjeu majeur. La concurrence est encouragée par le Gouvernement italien qui a pris plusieurs mesures pour réduire la position de l'opérateur historique.

Le positionnement actuel et les ambitions de développement d'Edison, permettent au Groupe de mettre en œuvre une stratégie équilibrée en Italie, fondée sur les ambitions d'Edison de développer son parc de production électrique, son portefeuille clients et ses activités gazières.

Edison continue d'accroître la puissance installée de son parc de production en Italie: 12,5 GW fin 2007 et 13,7 GW à horizon 2013 (incluant sa part dans Edipower), principalement grâce à la construction d'un CCGT de 800 MW en Italie et de capacités de 1 000 MW en projet à l'international.

Dans le domaine de la commercialisation, Edison ambitionne, dans les années à venir, de développer de façon significative ses ventes d'électricité sur le segment des petites et moyennes entreprises, ainsi que ses ventes de gaz sur le segment des grands clients industriels. Par ailleurs, Edison a l'intention de développer une offre duale électricité/gaz auprès des clients professionnels dans le but d'accroître significativement ses ventes sur ces segments de marché.

Au delà de l'intérêt stratégique que présentent pour le Groupe EDF la croissance d'Edison et celle du marché italien de l'électricité, le plan de développement d'Edison permet d'envisager des synergies à court terme avec le Groupe EDF notamment en matière d'ingénierie, d'achats d'équipements, de commercialisation aux grands clients, de services.

Dans le domaine du gaz, Edison offre des opportunités de synergies et tient une place importante dans la composante gaz de la stratégie du Groupe EDF. Edison développe différents projets d'infrastructures d'acheminement de gaz naturel à destination de l'Italie. Edison vise à disposer, à terme, d'infrastructures indépendantes d'importation (positionnées sur les points d'entrée possibles du gaz méditerranéen et de la mer Caspienne vers l'Europe continentale) permettant ainsi au Groupe de s'affranchir progressivement des infrastructures de ses principaux concurrents. Ces projets, s'ils se concrétisent, pourraient contribuer à faire jouer à l'Italie le rôle de pays de transit du gaz du Sud vers le Nord, ouvrant des opportunités pour satisfaire aussi les besoins du Groupe en France et en Allemagne. L'examen des projets de développement des actifs gaziers du Groupe est réalisé au sein du Comité des Actifs Gaziers, co-présidé par le Directeur Général adjoint, filiales et développement à l'international d'EDF et le CEO d'Edison.

Le Groupe peut ainsi bénéficier, dans le cadre de la mise en œuvre de sa stratégie gazière, des compétences développées depuis de nombreuses années par Edison sur l'ensemble de la chaîne allant de l'exploration/production à la commercialisation directe du gaz naturel.

6.3.1.3.1.2 PRISE DE CONTRÔLE CONJOINT D'EDISON PAR EDF ET AEM MILAN (DÉSORMAIS A2A)

Le 12 mai 2005, EDF, AEM Milan (désormais A2A), WGRM Holding 4 S.p.A. (« WGRM », filiale à 100 % d'EDF), et Delmi S.p.A. (« Delmi », filiale à 95 % d'AEM Milan (désormais A2A) à cette date) ont signé un *Structure Agreement* et un *Shareholders' Agreement* de droit italien relatifs à la mise en œuvre de leur projet de prise de contrôle conjoint d'Edison et à l'exercice de ce contrôle. À cet effet, une société holding commune, Transalpina di Energia S.p.A. (« TdE »), dont WGRM et Delmi détiennent chacun 50 % du capital, a été constituée.

AEM Milan (désormais A2A) est un opérateur italien intégré coté à la bourse de Milan, avec des activités de production, d'importation, de commercialisation, de distribution et de vente au client final d'électricité et de gaz. Le 1^{er} janvier 2008, AEM a fusionné avec ASM S.p.A., ex-régie de la ville de Brescia, en Lombardie, pour créer A2A S.p.A., le deuxième groupe énergétique italien grâce à sa quote-part de consolidation d'Edison.

À la date du présent Document de Référence, Delmi est contrôlée à hauteur de 51 % du capital et des droits de vote par AEM Milan (désormais A2A), de 35 % par des partenaires industriels (ENIA, SEL et Dolomiti Energia) et de 14 % par des banques italiennes.

Répartition des droits de vote d'Edison après exercice des warrants

Le 2 janvier 2008, Edison a annoncé que durant l'exercice 2007, 1 094 740 583 warrants ont été exercés à un prix de souscription de 1 euro, (les 91 877 warrants non exercés à la date d'échéance du 31 décembre 2007 étant de fait annulés). En 2007, la conversion des warrants a donc permis à Edison d'encaisser 1 094 740 853 euros et de porter le capital de la société à 5 291 664 500 euros pour un total de 5 291 664 500 actions ordinaires en circulation, auxquelles s'ajoutent 110 592 420 actions d'épargne (sans droit de vote).

En décembre 2007, EDF (incluant WGRM filiale à 100 % d'EDF) et TDE (détenue 50 % EDF) ont converti la totalité des warrants en leur possession, soit respectivement 281 549 617 warrants et 210 012 399 warrants, ce qui leur donne droit à une quantité équivalente d'actions ordinaires votantes Edison.

²⁶ Dont 6 783 millions d'euros avant élimination des opérations intragroupe pour l'électricité et 3 937 millions d'euros avant élimination des opérations intragroupe pour le gaz.

Aperçu des activités



La conversion n'a pas d'impact sur la gouvernance d'Edison, car l'accord de gouvernance avec AEM a en effet été réalisé sur une base totalement diluée, anticipant ainsi l'exercice de la totalité de ces warrants. En cohérence avec ces accords, le groupe EDF détient après conversion en décembre 2007, 50 % des droits de vote, et 48,96 % des intérêts économiques du Groupe Edison (en tenant compte de la catégorie des actions d'épargne, sans droit de vote).

Dispositions spécifiques du Structure Agreement

Le *Structure Agreement*, dont les stipulations resteront en vigueur jusqu'au 31 décembre 2020, intègre une disposition relative au changement de contrôle d'AEM Milan (désormais A2A) ou de Delmi. Dans l'hypothèse où un tiers autre que la commune de Milan viendrait à acquérir le contrôle d'AEM ou dans l'hypothèse où un tiers autre qu'AEM viendrait à nommer la majorité des membres du Conseil d'Administration de Delmi, cette clause donne à EDF le droit de racheter la participation de Delmi dans TdE (*call option*). Le *Structure Agreement* contient une disposition similaire en ce qui concerne EDF et WGRM vis-à-vis d'AEM.

Exercice du contrôle conjoint sur Edison

Le *Shareholders' Agreement* régit à la fois les relations des actionnaires de TdE, l'exercice du contrôle sur Edison et les relations d'EDF et AEM Milan (désormais A2A) vis à vis de TdE et d'Edison.

Concernant TdE

Le Conseil d'administration de TdE est composé de 10 membres élus par l'assemblée des actionnaires, cinq désignés par EDF et cinq désignés par Delmi. Delmi doit désigner l'Administrateur Délégué (fonction pouvant être comparée à celle exercée par un Directeur Général en droit français) de TdE et EDF, le Président du Conseil d'administration. Les réunions du Conseil d'administration nécessitent un quorum de huit membres et les décisions sont prises à la majorité qualifiée de huit membres. Aucun des administrateurs ne dispose de droit de vote prépondérant.

Concernant Edison

Aux termes du *Shareholders' Agreement*, le Conseil d'administration d'Edison doit être composé de 12 membres élus par l'assemblée des actionnaires. Ces membres doivent être les cinq administrateurs de TdE désignés par EDF, les cinq administrateurs de TdE désignés par Delmi et deux administrateurs indépendants, EDF et Delmi en désignant chacun un. Delmi désigne le Président du Conseil d'administration et le Directeur Financier d'Edison (qui pourra également être administrateur), EDF l'Administrateur Délégué et le Directeur Général Opérationnel. Les réunions du Conseil d'administration nécessitent un quorum de dix membres et les décisions sont prises à la majorité qualifiée de dix membres. Aucun des administrateurs ne dispose de droit de vote prépondérant.

Une réforme législative a imposé aux sociétés cotées italiennes de modifier leurs statuts avant le 30 juin 2007, afin de donner la possibilité aux actionnaires minoritaires de désigner, par un système de vote de liste, au minimum un membre au conseil d'administration. Les statuts d'Edison ont été modifiés et prévoient actuellement la possibilité pour les actionnaires minoritaires, dans le cas où ils présenteraient une liste, de nommer un treizième membre au conseil d'administration de la société.

Dispositions spécifiques au Shareholders' Agreement

Le *Shareholders' Agreement*, entré en vigueur le 15 septembre 2005, prévoit comme principe fondamental que la gouvernance d'Edison sera déterminée au niveau de TdE exclusivement. Dès lors, EDF, WGRM, AEM Milan (désormais A2A) et Delmi ont convenu, au titre des actions d'Edison qu'ils détiennent ou pourront détenir en propre (ou au travers de leurs filiales) :

- d'exercer leur droit de vote (ou de s'abstenir de voter ou de participer) aux Assemblées Générales d'Edison, en conformité avec la position de TdE ;
- de ne pas utiliser leurs droits d'actionnaires d'une manière qui serait incohérente avec une décision de TdE ou qui serait contraire au principe énoncé ci-dessus, ou encore pour poursuivre leurs propres intérêts.

Le *Shareholders' Agreement* a une durée minimale de trois ans (cinq ans si Edison cesse d'être cotée) et est ensuite renouvelable automatiquement pour la même durée, sauf dénonciation par l'une des parties, dans des conditions prévues par l'accord, auquel cas il serait procédé à la dissolution de TdE.

N'ayant pas été dénoncé avant le 15 mars 2008, il sera prolongé par tacite reconduction à compter de la mi-septembre 2008 pour une nouvelle période de 3 ans.

Durant la période initiale de trois ans, aucune des parties ne peut céder sa participation dans TdE à un tiers. Les statuts de TdE contiennent en outre un droit de préemption réciproque qui s'appliquera durant toute la vie de la société, mais qui ne joue pas en cas de transfert par WGRM à EDF de l'intégralité de sa participation.

Il sera automatiquement mis fin au *Shareholders' Agreement* si EDF, directement ou indirectement au travers de WGRM, ou si AEM Milan (désormais A2A) indirectement au travers de Delmi, ne détient plus 50 % au moins des droits de vote pouvant être exercés aux assemblées d'actionnaires de TdE ou si Delmi est liquidée. EDF pourra également mettre fin au *Shareholders' Agreement* si AEM Milan (désormais A2A) cesse de détenir la majorité des droits de vote de Delmi ou cesse de désigner la majorité des membres du Conseil d'administration de Delmi. AEM Milan pourra également résilier ce *Shareholders' Agreement* si EDF cesse de détenir directement 100 % du capital de WGRM ou si WGRM exerce une quelconque activité substantielle autre que la gestion de sa participation dans TdE ou Edison.

6.3.1.3.1.3 ACTIVITÉS D'EDISON DANS LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ

Edison occupe, derrière Enel, la deuxième position sur le marché italien de la production d'électricité.

Production

La capacité de production installée du groupe Edison s'élevait au 31 décembre 2007 à 12,5 GW (intégrant 50 % de la capacité installée d'Edipower) pour une production nette d'électricité de 53,4 TWh en 2007 (source : Edison).

Cette production inclut 11,9 TWh provenant des capacités de production d'Edipower dont Edison dispose au titre d'un Contrat de Tolling (droit de tirage sur les capacités de production à un prix convenu) pour les centrales thermiques et d'un *Power Purchase Agreement* pour les centrales hydro-électriques. En vertu de ces contrats, Edison bénéficie d'un droit à 50 % des capacités de production thermique et hydroélectrique existantes et futures d'Edipower entre le 1^{er} janvier 2004 et le 31 décembre 2011. Les 50 % résiduels sont répartis entre Atel (20 %), AEM Milan (désormais A2A) (20 %) et Iride (10 %), étant précisé que les contractants sont engagés solidairement à l'égard d'Edipower et seraient, en cas de défaillance de l'un d'entre eux, obligés d'acheter la quantité d'énergie revenant au contractant défaillant à hauteur de leur quote-part respective.

Edison a exercé le 16 juillet 2007 ses options d'achat de titres Edipower détenus par les établissements financiers Interbanca Spa et Albojo (Royal Bank of Scotland). Le transfert de ces titres (5% du capital d'Edipower) à Edison s'est effectué le 31 juillet 2007. Par ailleurs, en 2007, Edison a

reçu notification de l'exercice par Unicredit de son option de vente concernant 5% du capital d'Edipower. Le transfert des actions est intervenu le 31 janvier 2008. A l'issue de cette transaction, la participation d'Edison dans Edipower a été portée à 50% du capital de la société.

La participation économique de chaque actionnaire industriel d'Edipower est actuellement égale à son droit à l'énergie produite. Edipower a été constituée, pour l'acquisition, le 31 mai 2002, d'Eurogen, société de production mise en vente par Enel dans le cadre de l'ouverture du marché italien de la production. En 2007, Edipower a pu disposer d'une capacité de production de 3,8 GW.

EDF a été assignée devant le Tribunal civil de Rome par la régie municipale de Rome, ACEA, et par Endesa Italia, au motif que la prise de contrôle d'Edison par EDF et AEM a conduit au franchissement indirect du seuil de 30 % du capital d'Edipower par des entités publiques, ce qui constituerait, selon l'ACEA et Endesa Italia, un acte de concurrence déloyale à leur égard. La prochaine audience est prévue en juin 2008 (voir section 20.5.2 (« Procédures concernant les filiales d'EDF »)).

Avec le démarrage des centrales Simeri Crichi (CCGT 850 MW) en Calabre et Turbigo d'Edipower (850 MW dont 50 % Edison), Edison a achevé en 2007 le programme engagé en 2001 pour augmenter de 7 000 MW sa capacité de production électrique. Conformément à ce programme, l'un des plus importants du secteur énergétique européen de la dernière décennie, huit centrales à cycle combiné gaz (CCG), dont quatre détenues par Edipower, ont été couplées au réseau. Adaptant son outil de production, Edison a cédé à Cofathec, début 2008, sept petites centrales plus anciennes (540 MW au total). Edison développe aussi les énergies renouvelables : 10 MW éoliens ont été mis en service en 2007.

Les capacités de production d'Edison sont principalement mobilisées pour répondre aux besoins de base et semi-base du marché italien. Edison a recours aux importations et aux autres producteurs et négociants italiens pour couvrir le solde de ses besoins (10,4 TWh en 2007).

Le parc de production d'Edison (incluant sa part dans Edipower) dans l'Union Européenne est le suivant :

Capacité installée 2007 du Groupe Edison (GW)

	Edison ⁽¹⁾	Edipower (50 % d'Edipower)	Total	%
Thermoélectrique	7,0 ⁽²⁾	3,4	10,4	83
Hydroélectrique	1,4	0,4	1,8	14
Éolien	0,3		0,3	3
TOTAL	8,7	3,8	12,5	100

(1) Source : Edison

(2) La capacité installée thermoélectrique d'Edison à fin 2007 comprend 540 MW correspondant aux centrales CIP16 vendues à Cofathec

En 2007, la production d'Edison (et d'Edipower) à partir de leur parc situé dans l'Union Européenne se répartit comme suit :

Production 2007 du Groupe Edison (TWh)

	Edison ⁽¹⁾	Edipower (50 % d'Edipower)	Total	%
Thermoélectrique	38,0	11,2	49,1	92
Hydroélectrique	3,0	0,7	3,7	7
Éolien	0,5		0,5	1
TOTAL	41,5	11,9	53,4	100

(1) Source : Edison

Projets de développement

Edison a engagé un programme d'investissements portant sur le développement de son parc de production et à l'international. Les principaux projets de développement en cours sont les suivants :

- Développement de capacités nouvelles

Le plan de développement à moyen terme d'Edison prévoit de mettre en service en décembre 2011 un nouveau CCGT d'une capacité de 800 MW dans le centre de l'Italie.

De plus, Edison s'est engagée à moderniser et renforcer la puissance (*repowering*) de certaines centrales de son parc bénéficiant des subventions CIP6/92.

Edison a ainsi pour objectif d'assurer la croissance de son parc de production à environ 13,7 GW (y compris quote-part d'Edipower) à l'horizon 2014 avec le développement d'environ 350 MW de projets de production éolienne et 175 MW de capacité hydroélectrique, lui permettant ainsi de disposer des certificats verts correspondants.

Aperçu des activités



Dans le domaine des énergies renouvelables, en Italie et à l'international, Edison prévoit d'investir près de 1 milliard d'euros d'ici 2014.

- Développement en dehors de l'Italie

Fin 2007, Edison a achevé l'essentiel de ses objectifs en capacités de production électrique et se concentrera sur la consolidation de ses positions sur le marché italien tout en envisageant une expansion sur d'autres marchés européens comme la Grèce, les pays méditerranéens et de la région des Balkans. Les principaux axes de développement à l'étranger sont :

- Grèce : Edison a été autorisé en juillet 2007 par le Conseil d'Administration à signer un *Memorandum of Agreement* pour la création d'une société commune à parité avec le partenaire local Hellenic Petroleum ; cette société commune détiendra une centrale CCGT de 390 MW déjà en production et deux centrales en développement, l'une CCGT, l'autre charbon, pour atteindre une puissance totale supérieure à 1 400 MW ;
- Roumanie et Turquie : projets à l'étude, dans les domaines thermoélectriques et les énergies renouvelables ;

Renouvellement des concessions hydrauliques

Le parc hydroélectrique d'Edison et d'Edipower est exploité selon un régime de concessions attribuées par les autorités italiennes pour une période de temps limitée. Les concessions relatives à ce parc doivent, à ce jour, être renouvelées entre 2008 et 2020.

Les modalités d'attribution et de renouvellement des concessions prévues par le décret Bersani ont fait l'objet en 2005 d'une procédure d'infraction diligentée par la Commission Européenne qui avait évoqué la possibilité d'une saisine de la Cour européenne de justice. Afin d'éviter cette saisine, le gouvernement italien a promulgué la Loi n° 266 du 23 décembre 2005 (« *legge finanziaria 2006* »), qui a abrogé les dispositions du décret Bersani relatives à l'attribution d'un droit de préférence au concessionnaire sortant et a étendu la durée des concessions hydroélectriques relatives aux « grandes dérivations » en exploitation au 1^{er} janvier 2006 pour une période de 10 années au-delà de leur date d'expiration. Le parlement italien a finalement approuvé une Loi qui spécifie que le prolongement de 10 ans ne s'appliquera pas dans les provinces autonomes de Trento et Bolzano. Edison a signé, en novembre 2007, un accord pour la formation d'une JV avec Dolomiti Energia (actionnaire d'Edison et société contrôlée par la province de Trento) ; la propriété des centrales sera transférée à la JV, dont Dolomiti Energia détiendra 51 %, avec l'objectif d'obtenir une prolongation des concessions. Des négociations sont en cours avec SEL (actionnaire d'Edison et contrôlé par la province de Bolzano) pour atteindre un accord similaire.

Fin des contrats CIP6/92

Les contrats de vente CIP6/92 d'Edison conclus avec le GRTN ont une durée de 15 ans et viennent à échéance entre décembre 2007 et 2017. Ces contrats constituent un élément important de la rentabilité d'Edison, de par :

- leur tarif de vente attractif au regard des prix moyens de marchés ;
- la priorité d'appel des centrales ;
- la présence d'un complément de rémunération sur les 8 premières années du contrat.

La disparition progressive du complément de rémunération d'ici à 2009, puis celle des contrats CIP6/92 eux-mêmes d'ici à 2017, présentent pour Edison un enjeu en termes de marge et de débouchés. En conséquence, Edison a engagé, depuis plusieurs années, une adaptation de son outil

industriel à travers le développement de nouveaux CCGT, la réduction de sa dépendance par rapport à ENI pour l'approvisionnement en gaz, le programme de *repowering* des centrales CIP6/92, et la cession de certaines centrales CIP6/92. À ce titre, Edison a cédé à British Gas Italia en février 2007 sa participation (66,3 %) dans la société Serene SPA, qui représente une capacité totale de 400 MW. La cession de 7 centrales à Cofathec pour un total de 540 MW porte la puissance produite par des centrales d'Edison bénéficiant de la subvention CIP6 à environ 2 GW.

En novembre 2006, l'AEEG (*Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas*) a décidé de réduire le montant de la composante fuel dans la formule permettant de calculer le montant des subventions versées aux producteurs bénéficiant de contrats CIP6/92, avec effet à compter du 1^{er} janvier 2007. Cette décision a été confirmée le 22 janvier 2008 par le Conseil d'État. Edison estime que l'impact de cette décision sur l'EBITDA pour l'exercice 2007 est d'environ 10 %. Cet impact diminuera progressivement dans les prochaines années au fur et à mesure de l'extinction des contrats CIP6/92.

Commercialisation

Edison a commercialisé en 2007, 18,7 % de la demande électrique nette totale italienne (63,6 TWh en Italie (ainsi que 0,2 TWh à l'export), dont 53,4 TWh produits et 10,2 TWh achetés sur le marché de gros italien et à l'import). Les ventes d'Edison se répartissent comme suit :

- 4,3 TWh sur les marchés (Acheteur Unique²⁷, grossistes, clients finals) ;
- 41,2 TWh directement à des clients finals au terme de contrats long terme (principalement production d'électricité sur le site du client dans une centrale construite par Edison) ;
- 18,1 TWh au titre des contrats de vente CIP6/92 ;
- 0,2 TWh d'exportations.

L'activité de commercialisation d'Edison est concentrée sur les clients Entreprises et les PME/PMI. Concernant la clientèle des professionnels, Edison envisage de développer une offre duale électricité/gaz.

6.3.1.3.1.4 ACTIVITÉS D'EDISON DANS LE SECTEUR DU GAZ

Edison occupe après ENI et Enel la troisième position sur le marché italien pour l'approvisionnement et la commercialisation du gaz, avec une part de marché de 16,1 % en 2007 (source : Edison).

En 2007, Edison a acheté pour 12,9 Gm³ de gaz, auxquels viennent s'ajouter 1 Gm³ de production propre (dont 0,7 en Italie). Sur les 12,9 Gm³ d'achats, 6,8 Gm³ (incluant la variation de stocks et les pertes en réseau) ont été achetés sur le marché de gros italien et 6,1 Gm³ correspondent à des importations.

En 2007, Edison a consommé 9,1 Gm³ de gaz pour produire de l'électricité et a vendu 1,1 Gm³ de gaz à des clients industriels, 2,6 Gm³ à des clients professionnels et résidentiels, 0,7 Gm³ sur le marché de gros et 0,3 Gm³ hors d'Italie.

Suite à la forte hausse des prix internationaux du gaz, le régulateur a cherché à limiter la hausse au client final en plafonnant les prix en 2005 et 2006 (résolutions 248/04 et suivantes). La résolution 79/07 de l'AEEG, adoptée avec l'accord des acteurs du marché et limitant le prix de vente du gaz aux petits clients, a finalement établi des conditions plus favorables aux opérateurs.

²⁷ Entité publique s'approvisionnant en électricité auprès des producteurs CIP6/92, du marché de gros et des importations, pour fournir les distributeurs pour la part correspondant à la consommation des clients non éligibles et des clients éligibles n'ayant pas fait jouer leur éligibilité.

L'importance des quantités de gaz auto-consommées par Edison est due au fait que le gaz est la source principale de sa production d'électricité en raison de l'abandon progressif du fioul lourd.

La sécurisation à moyen et long terme de l'approvisionnement en gaz constitue un enjeu majeur pour Edison. Ainsi, Edison participe au développement d'un terminal offshore de regazéification à Rovigo (8 Gm³/an) qui devra être réalisé d'ici à fin 2008 à travers une société commune avec ExxonMobil (45 %) et Qatar Petroleum (45 %) dont Edison détient les 10 % restants. L'accord conclu en mai 2005 avec les deux partenaires donne à Edison un accès à un volume de gaz annuel de 6,4 Gm³ pendant une durée de 25 ans.

En Exploration-Production, Edison a obtenu 5 nouveaux permis d'exploration en Norvège; par ailleurs, Edison a signé un accord de collaboration avec Petrobras pour un projet d'exploration dans les eaux profondes du Sénégal. L'objectif d'Edison est d'augmenter la part de gaz produit en propre (de 1,5 Gm³ en 2006 à 3,1 Gm³ en 2015) pour atteindre 15 % de son approvisionnement à plus long terme.

Par ailleurs, Edison est impliqué dans les projets d'infrastructure d'importation suivants :

- *Projet GALSI* : gazoduc destiné à relier l'Algérie et l'Italie par la Sardaigne pour une capacité annuelle de 8 Gm³. La 1^{ère} phase correspondant à l'étude de faisabilité est achevée. Le projet devrait être finalisé pour une décision de réalisation fin 2008. Edison a d'ores et déjà signé avec Sonatrach un accord pour la fourniture de 2 Gm³ de gaz conditionné à la réalisation de cet ouvrage. Un accord entre les gouvernements italien et algérien pour le développement du gazoduc a été signé en novembre 2007. La mise en service est prévue en 2011.
- *Projet IGI* : gazoduc reliant la Grèce et l'Italie d'une capacité annuelle de 8 Gm³, destiné à permettre le transit via la Turquie de gaz provenant notamment des pays de la mer Caspienne. Un accord entre les gouvernements italien, grec et turc pour le développement du gazoduc a été signé le 26 juillet 2007. La mise en service est prévue en 2012.

À moyen terme, l'Italie pourrait devenir un pays de transit du gaz depuis le Sud vers le Nord de l'Europe. Dans cette perspective Edison poursuit son développement et sa consolidation dans l'acheminement du gaz afin de réduire sa dépendance vis-à-vis d'ENI et d'améliorer la compétitivité de ses approvisionnements tout en contribuant à la diversification et la sécurité d'approvisionnement en gaz de l'Italie.

Par ailleurs, Edison dispose de deux stockages souterrains, Cellino et Collalto, d'une capacité totale de 0,3 Gm³. Le développement de Collalto et des nouveaux stockages de Cotignola et de Mafalda devraient porter cette capacité à 2,2 Gm³ d'ici 2012 (dont 0,3 Gm³ de « réserves stratégiques » requis par la réglementation italienne).

6.3.1.3.2 FENICE

Fenice, détenue à 100 % par EDF, regroupe en Italie, en Espagne et en Pologne des installations de production électrique, de chaleur, d'air comprimé ainsi que les réseaux de distribution associés et des actifs environnementaux historiquement liés aux sites industriels du groupe Fiat auprès duquel le Groupe EDF a acquis sa participation dans cette société. Aujourd'hui, les activités de FENICE sont centrées sur la fourniture de services énergétiques et environnementaux dans les secteurs publics et industriels, avec un développement rapide de nouvelles installations de cogénération.

En 2007, Fenice a réalisé un chiffre d'affaires de 547 millions d'euros.

6.3.1.3.2.1 ACTIVITÉS DE FENICE DANS LE SECTEUR DE L'ÉNERGIE

Fenice intervient principalement dans le domaine de la gestion externalisée et l'exploitation de centrales de cogénération et trigénération, de postes électriques, de centrales thermiques avec production combinée de vapeur, d'eau surchauffée pour usage industriel ou chauffage de locaux, de centrales de production de froid, d'unités de production d'air comprimé et de réseaux de distribution internes en électricité, chaud ou froid, air comprimé et gaz industriels.

En termes d'actifs énergétiques, Fenice détient au total au 31 décembre 2007 des capacités de production d'électricité à hauteur de 328 MW et de production de chaleur à hauteur de 2 886 MWth.

En Italie, Fenice possède 43 sites de production dont :

- 32 disposent d'installations de production d'énergie thermique (vapeur, eau surchauffée, eau chaude) d'une puissance totale de 2 482 MWth ;
- 10 disposent d'installations de production d'électricité d'une puissance totale de 301 MW ; et
- 33 disposent d'installations de production d'air comprimé d'une capacité totale de 920 000 m³/h ;
- par ailleurs, Fenice exploite et entretient pour le compte de tiers à cette même date 8 centrales de production à cycle combiné en « CIP 6/92 » représentant une capacité totale de 500 MW et 197 MWth.

Ces activités ont représenté 78 % du chiffre d'affaires 2007 de Fenice en Italie.

Le principe du maintien et du développement des relations industrielles et commerciales avec le groupe Fiat a été fixé lors de la cession de Fenice à EDF. Le groupe Fiat a ainsi conclu avec Fenice en 2002 des contrats de prestation de services d'une durée minimale de 8 ans qui ont entraîné des transferts d'actifs à Fenice. Ces contrats ont fait l'objet à la fin de l'année 2006 d'une renégociation ayant abouti à une prolongation de leur durée jusqu'en 2012 ainsi qu'à de nouveaux développements (réalisation et conduite de trois installations de cogénération avec des dates de mise en service prévues au premier semestre 2009). Dans l'hypothèse où ces contrats ne seraient pas renouvelés en 2012, Fiat s'est engagé à racheter à Fenice l'ensemble des actifs utilisés au titre desdits contrats pour un montant correspondant à la part non-amortie de ces actifs. Ceci compenserait en grande partie la réduction des *cash flows* futurs de Fenice. Le personnel correspondant serait transféré à Fiat.

Hors Italie, FENICE possède deux filiales détenue à 100 % en Espagne et en Pologne respectivement « Fenice Instalaciones Iberica » et « Fenice Poland S.p.z.o.o ». Ces deux sociétés interviennent principalement dans le domaine de la gestion externalisée et l'exploitation de centrales thermiques avec production combinée d'électricité, de chaleur et de froid. Elles assurent également différents services énergétiques et environnementaux associés (chaud ou froid, air comprimé, gaz industriels, traitement des déchets et effluents liquides).

Depuis son acquisition par le Groupe EDF, Fenice poursuit une politique de diversification de sa clientèle et de ses secteurs d'activités. Fenice propose à des clients à la fois dans le secteur industriel mais aussi public des offres de cogénérations industrielles et des offres élargies en matière de services environnementaux.

6.3.1.3.2.2 AUTRES ACTIVITÉS DE FENICE

Fenice développe une activité dans les métiers de l'environnement : construction et exploitation de centrales de traitement des eaux industrielles, exploitation d'un incinérateur de déchets industriels et urbains, activités de consultance environnementale, etc.

Aperçu des activités



6.3.1.4 RESTE DE L'EUROPE

6.3.1.4.1 SUISSE

La Suisse représente un intérêt industriel pour le Groupe en raison de sa localisation géographique située au cœur des échanges électriques européens ainsi qu'en raison de ses capacités importantes de production de pointe.

ACTIVITÉS DU GROUPE EDF EN SUISSE

Le Groupe est présent en Suisse au travers :

1. des participations du Groupe EDF dans les ouvrages de production hydraulique frontaliers qui ont généré pour EDF 0,56 TWh de droits d'énergie en 2007 ;
2. de la participation d'EDF dans Atel Holding AG (ex Motor-Columbus), qui détient elle-même à présent 96,05 % du capital d'Atel (Aare Tessin Electricité), soit 99,81 % des droits de vote d'Atel en tenant compte de l'auto-contrôle d'Atel, à l'issue d'une OPE volontaire sur les titres d'Atel lancée par Atel Holding. Suite aux accords, à l'offre publique d'échange (offre obligatoire lancée en 2006), à l'échange d'actions « d'auto-contrôle croisé » de Atel Holding AG, et à l'offre publique d'échange volontaire (lancée en 2007), tels que décrits ci-dessous, la participation d'EDF se situe à ce jour à hauteur de 23,03 % du capital de cette société. EnBW détient également 2,87 % de Atel Holding AG. EDF a apporté à Atel Holding sa participation de 1,13 % au capital d'Atel, dans le cadre de l'offre d'échange volontaire.

(a) Description de l'activité d'Atel

Atel est une entreprise électrique intégrée, très active dans le négoce européen d'électricité. Atel se classe au premier rang des électriciens suisses par son chiffre d'affaires (tel que publié par Atel) avec 13,5 milliards de CHF en 2007 (Source : Rapport annuel Atel 2007). En 2007, Atel a vendu 129 TWh principalement sur les marchés de gros et aux grands clients européens du sud de l'Europe et des pays d'Europe centrale et orientale (« PECO »). Atel assure par ailleurs la desserte d'une centaine de milliers de clients dans le nord-ouest de la Suisse. Cette activité est adossée à des actifs de production et de transport importants en Suisse et dans les pays où Atel développe sa présence. En 2007, Atel dispose d'une puissance installée totale au prorata de ses participations de 3 714 MW, répartie comme suit : 1 567 MW en Suisse (860 MW d'hydraulique et 707 MW de nucléaire), 1 323 MW en Italie et 824 MW dans les PECO.

Atel a récemment engagé un développement de ses activités dans plusieurs pays d'Europe dont la France ainsi qu'une diversification de ses métiers en développant en Suisse une activité de services énergétiques au travers de sa filiale AIT et de la société de services énergétiques allemande GAH.

(b) Evolution de la participation d'EDF dans Atel Holding AG (ex Motor-Columbus)

En septembre 2005, EDF a signé un contrat d'acquisition portant sur 17,32 % du capital de Motor-Columbus dans le cadre de la cession par UBS de la totalité de sa participation (55,6 %) dans cette société.

EDF a conclu à cette occasion, une convention de consortium avec les autres actionnaires principaux d'Atel et de MC, à savoir EOSH et le sous-consortium des actionnaires minoritaires suisses d'Atel (EDF, EOSH et ces minoritaires suisses d'Atel constituant ensemble le Consortium), ainsi qu'avec Atel. EDF a ainsi privilégié une solution qui lui permet de protéger durablement ses intérêts sans prise de contrôle mais en disposant de droits d'actionnaire pérennisés au sein d'un holding élargi.

Suite à la réalisation définitive de la cession de la participation d'UBS dans Motor-Columbus aux membres du Consortium et à Atel, le 23 mars 2006, ceux-ci étaient tenus de soumettre une offre publique aux actionnaires d'Atel. Cette offre obligatoire a été lancée par Motor-Columbus, pour le compte des membres du Consortium et d'Atel, sous la forme d'une offre publique d'échange.

Le 8 février 2007, compte tenu des règles comptables suisses portant sur les actions d'autocontrôle croisé, Atel, EDF et certains membres du sous-consortium suisse ont conclu un contrat d'échange d'actions de MC détenues par Atel (36 000 actions d'autocontrôle croisé) contre des actions d'Atel détenues par les autres parties au contrat (114 444 actions d'Atel au total). Ce contrat d'échange d'actions a été exécuté le 29 juin 2007 ; la participation d'EDF dans Motor-Columbus est alors passée de 36,94 % à 37,13 % et celle dans Atel de 1,23 % à 1,13 %.

Dans un avenant à la convention de consortium, daté du 5 octobre 2007, les membres du Consortium sont convenus de mettre en œuvre la restructuration du groupe Motor-Columbus/Atel sous la forme d'une OPE volontaire de Motor-Columbus portant sur la totalité des actions d'Atel suivie, éventuellement, de mesures adéquates visant à une prise de contrôle absolu d'Atel par Motor-Columbus. Ils se sont également engagés, dans le cadre de cet avenant, à apporter tous leurs titres Atel à l'OPE.

L'OPE volontaire a été lancée le 12 novembre 2007 et a été clôturée le 10 janvier 2008. Une procédure de *squeeze-out* de droit boursier suisse concernant les titres d'Atel non apportés à l'échange a été lancée au mois de janvier 2008. Il est prévu, après l'exécution de ce *squeeze-out*, de décaler les actions d'Atel du Swiss Exchange (SWX) et de réorganiser le nouvel ensemble Atel Holding/Atel puis de procéder au rapprochement du nouveau groupe avec les activités d'exploitation et les actifs d'EOSH, ainsi que, le cas échéant, avec des actifs suisses du Groupe EDF. La convention de consortium prévoit que le Groupe EDF puisse détenir une participation minoritaire d'au moins 25 % dans la nouvelle structure.

Le nouvel ensemble ainsi constitué, regroupant les actifs industriels des électriciens de cette région et, le cas échéant, les actifs suisses du Groupe EDF, disposera de tous les atouts pour devenir une entreprise électrique leader en Suisse occidentale. S'appuyant sur un portefeuille de prestations largement complémentaires, la nouvelle société offrira des services liés à l'énergie à travers toute l'Europe, bénéficiera d'une forte position sur le marché helvétique et d'une taille significative au cœur des échanges électriques européens dans chacun des différents métiers (production, réseaux, négoce, commercialisation).

3. De la société EnAlpin, filiale à 100 % d'EnBW, qui produit et commercialise de l'électricité hydraulique au fil de l'eau sur les barrages valaisans du Rhône.

4. De la participation de 75,97 %, au 31 décembre 2007, d'EnBW dans Energiedienst qui produit et commercialise de l'électricité hydraulique au fil de l'eau sur les barrages du Rhin (6,2 TWh vendus en 2007).

Outre cette présence commerciale et capitalistique, le Groupe a entrepris depuis plusieurs années de développer sa présence sur le marché électrique suisse au travers de collaborations opérationnelles avec les principaux acteurs suisses (Atel, EOS, notamment).

6.3.1.4.2 BENELUX

Le Benelux, zone électrique cohérente aux interfaces importantes avec la plaque franco-allemande, présente des opportunités de développement

rentables de moyens de production électrique. Par ailleurs, il constitue un nœud important du marché gazier européen du fait de ses nombreuses infrastructures d'importation et de transit et du *hub*²⁸ de Zeebrugge.

ACTIVITÉS DU GROUPE EDF AU BENELUX

Dans le cadre d'une coopération nucléaire de longue date avec Electrabel, EDF détient 50 % de la centrale nucléaire de Tihange 1, au travers de sa filiale belge détenue à 100 %, EDF Belgium S.A. La puissance revenant à EDF représente 3 % des capacités de production belges. La production de Tihange 1 qui revient à EDF Belgium S.A. est vendue en Belgique à un opérateur belge au travers d'un contrat à long terme expirant en 2015.

Les activités de commercialisation d'EDF Belgium S.A. sont orientées vers le marché des clients industriels et celui des PME-PMI. Les ventes en 2007 ont atteint un volume de 3,6 TWh en électricité et celles de gaz, développées plus récemment, de 0,2 TWh.

EDF assure environ le tiers des importations belges (la Belgique importe 5 % à 10 % de sa consommation).

En juillet 2006, EDF a signé un accord de partenariat avec la société néerlandaise DELTA N.V. pour le développement d'un projet de construction d'une centrale au gaz naturel de 870 MW dans le sud-ouest des Pays-Bas. Le 29 mars 2007, EDF et DELTA ont créé une société commune, Sloe Centrale B.V., ayant pour objet la construction et l'exploitation de la future centrale. Le partenariat prévoit un financement à parité des investissements, une exploitation conjointe des installations et un partage à 50-50 % de l'électricité produite. La mise en service est prévue en 2009.

6.3.1.4.3 ESPAGNE

- Hispaelec Energia SA

Hispaelec, créée en 1999, filiale à 100 % du Groupe EDF exerce une activité de commercialisation et ne dispose donc pas d'un parc de production propre. Hispaelec a été créée dans le cadre de la stratégie d'EDF d'accompagnement de ses grands clients en Europe. Elle offre des services personnalisés de fourniture d'électricité, de conseil et d'optimisation.

- Elcogas

Le Groupe EDF détient au 31 décembre 2007, 31,39 % du capital de la société Elcogas. Elcogas exploite à Puertollano un projet innovant de « charbon propre » dans une centrale d'une puissance brute de 335 MW alimentée, en mode GICC (« Gazéification de Charbon intégrée à un cycle combiné »), grâce à la gazéification de charbon et de *petcoke* local. Outre le gaz naturel, cette installation permet en effet d'utiliser du charbon et des *cokes* de pétrole, et ce avec des émissions atmosphériques très inférieures aux normes européennes. Cette installation est actuellement la plus grande centrale en combustible solide de ce type au monde. En 2007, Elcogas a produit 1,4 GWh, dont 1,1 GWh en mode GICC.

- EDF Peninsula Ibérica S.L.

Le Groupe EDF détient 100 % de EDF Peninsula Ibérica S.L. qui a pour objet la représentation du Groupe sur la Péninsule ibérique, la prestation de services de promotion et d'appui aux filiales du Groupe et, le cas échéant, la mise en place de projets dans le domaine de la production d'énergie électrique et de gaz.

6.3.1.4.4 AUTRICHE

L'Autriche est située au centre des interconnexions électriques et, surtout, gazières, de la plaque européenne. Elle est fortement intégrée au marché de la plaque germanique et, à ce titre, présente un intérêt pour les investisseurs étrangers. Le parc de production électrique autrichien est composé à 70 % de centrales hydrauliques.

ACTIVITÉS DU GROUPE EDF EN AUTRICHE

Le Groupe EDF détient 80 % (et Gaz de France 20 %) de la Société d'Investissement en Autriche (SIA) qui détient elle-même 25 % plus une action du holding ESTAG (correspondant à la minorité de blocage en droit autrichien). Le Land de Styrie détient le solde des actions d'ESTAG et a conclu avec SIA un pacte d'actionnaires qui donne à SIA des pouvoirs plus étendus que sa minorité de blocage. ESTAG est à la tête d'un groupe de 41 filiales autrichiennes intervenant dans les domaines de l'énergie, de l'eau, du traitement des déchets et des services associés, mais dont la stratégie est de se recentrer sur les métiers de l'énergie. Centré sur la Styrie, le groupe ESTAG développe ses activités dans les autres Länder autrichiens et dans certains pays voisins. Ses deux principales filiales sont Steweag-Steg, principal distributeur et commercialisateur d'électricité du Land de Styrie et Steierische Gas Wärme (STGW), transporteur, distributeur et commercialisateur de gaz et de chaleur dans la même région.

Par ailleurs, EnBW intervient en Autriche au travers :

- d'une participation minoritaire dans Energie-Versorgung Niederösterreich (EVN), société de transport, de commercialisation et de distribution d'électricité, de gaz et de chaleur dans le Land de Basse-Autriche, qui est majoritairement détenue à 51 % par ce même Land ; cette société est le premier distributeur-commercialisateur d'Autriche en nombre de clients ;
- de la gestion des contrats de livraison et d'achat d'électricité avec TIWAG et VKW, deux sociétés de transport et de distribution d'électricité opérant respectivement dans les Länder du Tyrol et du Vorarlberg.

6.3.1.4.5 PAYS D'EUROPE CENTRALE ET ORIENTALE

PRÉSENCE DU GROUPE DANS LES PAYS D'EUROPE CENTRALE ET ORIENTALE

Le Groupe est présent dans trois pays d'Europe centrale et orientale (« PECO ») : la Pologne (production d'électricité, co-génération), la Hongrie (co-génération, distribution) et la Slovaquie (distribution). Outre les participations détenues par EDF, EnBW dispose de participations minoritaires en Pologne (production d'électricité, co-génération et distribution de chaleur), Hongrie (production d'électricité, distribution) et République Tchèque (distribution d'électricité, co-génération). Le Groupe EDF est également présent dans ces pays à travers sa filiale Dalkia International, principalement dans le domaine de la co-génération adossée aux grands réseaux urbains de chaleur.

Avec la fin des programmes de privatisation et la présence de tous les grands acteurs européens, les possibilités d'acquisitions significatives se raréfient. Les opportunités de développement se présentent essentiellement sous la forme de projets de production d'électricité en renouvellement de centrales existantes ou en création de nouvelles centrales.

À la périphérie de l'Union Européenne, la Russie réforme son secteur électrique et privatise ses sociétés d'électricité. Des acteurs européens ont réalisé quelques acquisitions ; EDF pourrait s'intéresser à certains dossiers.

²⁸ Marché de gaz établi sur un point de jonction d'infrastructures de transport où arrive du gaz en provenance de diverses sources offrant la possibilité d'échanges physiques de gaz.

Aperçu des activités



6.3.1.4.5.1 POLOGNE

Activités du Groupe EDF en Pologne

Le Groupe est présent dans les quatre filiales principales suivantes :

- Le Groupe contrôle le cogénérateur EC Wybrzeze (« ECW ») de la région de Gdansk. ECW dispose d'une capacité installée de 353 MW et 1 225 MWth.
- Le Groupe contrôle la société de production d'électricité ERSA dans la région de Rybnik. La capacité installée est de 1 775 MW.
- Le Groupe contrôle également le cogénérateur de la ville de Cracovie, ECK. ECK dispose d'une capacité installée de 460 MW et 1 258 MWth. ECK vend sa production à PSE (Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.) via un contrat long terme (PPA) qui devait expirer en 2013.
- Le Groupe détient en 2007, via ses filiales, 50 % des actions plus une du cogénérateur Kogeneracja de la région de Wroclaw-Czechnica (le pourcentage d'intérêt est de 35,61 %). Sa capacité de production installée est de 363 MW et 1 059 MWth. Kogeneracja détient 99,87 % de la société de production d'électricité et de chaleur EC Zielona Gora (dont la puissance installée est de 221 MW et 322 MWth). Les contrats à long terme de vente d'électricité de ECK (venant à échéance en 2013) et de EC Zielona Gora (venant à échéance en 2024), ont fait l'objet d'une enquête formelle de la Commission Européenne qui porte sur l'ensemble des contrats long terme polonais. EC Zielona Gora a alors déposé un recours devant le Tribunal de première instance de l'Union Européenne contestant les fondements et les bases juridiques de l'ouverture de cette enquête formelle par la Commission Européenne.

Le gouvernement polonais de son côté a déposé un projet de Loi prévoyant les conditions de résiliation des contrats long terme. Ce projet a fait l'objet d'une large consultation avec les entreprises du secteur électrique et les partenaires sociaux. À la suite de ces consultations, la Loi polonaise a été votée le 29 juin 2007, puis soumise à la Commission Européenne pour accord. Celle-ci a alors émis un avis favorable et sans réserve sur cette Loi et a déclaré conformes les compensations prévues pour chacune des sociétés concernées. Leurs niveaux ayant été considérés comme acceptables par EDF dans un contexte d'évolution haussière des prix de l'électricité, et le remboursement de ce que la Commission aurait qualifié d'aide d'État depuis 2004 n'étant pas demandé, les deux filiales du Groupe ont signé fin décembre 2007 un accord de résiliation de leur contrat long terme. Par conséquent, le recours déposé par EC Zielona Gora sera retiré.

La disparition des contrats de vente est considérée comme neutre dans un marché polonais où les prix de l'électricité augmentent après une longue période de stabilité.

Dans le cadre des Plans nationaux d'allocation des quotas d'émission de CO₂ pour la période 2008-2012, la Commission Européenne a alloué 208,5 millions de tonnes à la Pologne alors que le Gouvernement polonais avait fait une proposition de 284,6 millions de tonnes. Le Gouvernement polonais a engagé un recours contre cette décision devant la Cour Européenne de Justice. Pour autant, son Administration a commencé les consultations pour répartir la charge sur la base de ces 208,5 millions de tonnes. Le premier projet, présenté le 27 décembre 2007, a fait l'objet de vives critiques de la part des acteurs du secteur énergétique car il favorisait trop le secteur industriel. Les filiales du Groupe EDF anticipent donc des contraintes par rapport aux quantités qui leur seront allouées.

Le programme de privatisation annoncé par le nouveau gouvernement laisse augurer de nouvelles opportunités de développement.

6.3.1.4.5.2 HONGRIE

La Hongrie dispose fin 2007 d'une capacité totale installée d'environ 9 GW. La consommation hongroise représente environ 41 TWh pour une production de 34 TWh. La Hongrie est donc importatrice d'électricité.

Activité du Groupe EDF en Hongrie

En Hongrie, le Groupe développe ses activités dans la production, la commercialisation et la distribution, en s'appuyant sur deux filiales : BERT, et Demasz.

- BERT : EDF détient au 31 décembre 2007, 95,57 % de cette société de production d'électricité et de chaleur. Implantée à Budapest et disposant d'une puissance installée de 356 MW et 1 471 MWth, BERT assure 60 % des besoins de chaleur de la capitale hongroise et vend la majeure partie de son électricité (1,7 TWh/an) à l'acheteur unique hongrois Magyar Villamos Muek Zrt (MVM) via trois contrats long terme de type « PPA » arrivant à échéance en 2011, 2021 et 2024 et dont la nature est contestée par la Commission Européenne. Les autorités hongroises ont initié en juin 2007 un processus de négociation entre BERT et MVM, dans le but de remplacer les PPA par des contrats commerciaux euro-compatibles. Les négociations sont toujours en cours. Par ailleurs, le décret gouvernemental 389/2007 entré en vigueur à partir du 1^{er} janvier 2008 et relatif aux obligations d'achat de l'électricité produite à partir de déchets, de sources renouvelables et de la cogénération, a étendu le champ d'application des installations concernées : ainsi, en cas de terminaison des PPA, BERT pourra bénéficier d'un enlèvement obligatoire à tarifs régulés sur près de 40 % de sa production de cogénération.
- DEMASZ Zrt, qui était cotée à la bourse de Budapest jusqu'au 1^{er} décembre 2006 est détenue, au 31 décembre 2007, par le Groupe EDF, à hauteur de 100 %. Cette société assure des activités de distribution d'électricité de la région du Sud-Est du pays (19,6 % du territoire) et de commercialisation sur l'ensemble du territoire de la Hongrie. En 2007, DEMASZ Zrt et sa filiale commerciale ont commercialisé 4,49 TWh d'électricité auprès de 770 887 clients. DEMASZ Zrt détient plusieurs filiales dont deux filiales principales à 100 % :
 - DEMASZ Hálózati Eloszto Kft, société créée au 1^{er} janvier 2007 pour répondre aux exigences réglementaires de séparation des activités régulées et non régulées, détient les actifs de réseaux (31 337 km de lignes haute, moyenne et basse tension) et assure les activités régulées de distribution d'électricité auprès de 767 959 points de livraison.
 - D-ENERGIA Kft, société créée en 2003 assure les activités de commercialisation de l'électricité sur tout le territoire hongrois aux clients ayant opté pour le marché libre.

EnBW détient par ailleurs dans le pays les participations minoritaires suivantes :

- 21,7 % dans le producteur Matrai (détenu à 51 % par RWE) qui possède une capacité installée de 836 MW en 2006 (source : Rapports annuels EnBW et RWE 2007) ;
- 27,25 % dans le distributeur ELMÜ détenu à hauteur de 55 % par RWE (ELMÜ dessert une zone de plus de deux millions d'habitants) ;
- 26,83 % dans le distributeur EMASZ détenu à hauteur de 54 % par RWE (source : Rapports annuels EnBW et RWE 2007).

6.3.1.4.5.3 SLOVAQUIE

Activité du Groupe EDF en Slovaquie

Le Groupe est présent en Slovaquie au travers d'une participation de 49 % du capital de la société de distribution et de commercialisation Stredoslovenská energetika, a.s. (« SSE »), implantée au centre de la Slovaquie (province de Zilina) et qui couvre environ le tiers de la superficie du pays. SSE compte 32 193 kilomètres de lignes haute, moyenne et

basse tension. Au 31 décembre 2007, SSE comptait 699 665 clients pour des ventes représentant 6 306 GWh, soit environ 30 % du marché slovaque.

Pour répondre aux exigences réglementaires de séparation des activités régulées et non régulées, les activités régulées de SSE ont été transférées à compter du 1^{er} juillet 2007, à sa filiale à 100 % Stredoslovenská energetika-Distribúcia a.s.

En application du pacte d'actionnaires conclu le 25 juin 2002 avec le Fonds National de la Propriété slovaque, le Groupe EDF nomme trois des cinq membres du directoire de SSE, dont le président et dispose d'un représentant sur les neuf que compte le Conseil de surveillance. À l'Assemblée Générale, les décisions sont prises à l'unanimité par les deux actionnaires.

Dans le cadre de la poursuite du processus de privatisation, le pacte d'actionnaires précité confère au Groupe un droit de préemption sur 2 % des actions de SSE et prévoit que le Fonds National de la Propriété slovaque dispose d'une option de vente exerçable sur le Groupe. Cette option de vente porte sur une portion de 18 à 51 % du capital de SSE pour un prix d'exercice qui serait déterminé par un expert indépendant. Cette option de vente est exerçable jusqu'au 31 octobre 2008.

Par ailleurs, le Groupe cherche à conforter sa position en étudiant des projets de développement de capacités de production.

6.3.1.4.5.4 RÉPUBLIQUE TCHÈQUE

Activité du Groupe EDF en République Tchèque

Le Groupe est présent dans la production et la distribution d'électricité en République Tchèque à travers les participations minoritaires d'EnBW dans les sociétés PRE-Holding et PT Holding, respectivement société de distribution d'électricité et de distribution de chaleur de la ville de Prague.

6.3.2 Amérique Latine et États-Unis

PRÉSENCE DU GROUPE EDF EN AMÉRIQUE LATINE

Le Groupe EDF a poursuivi en 2007 sa politique de désengagement au sein des sociétés situées en Amérique Latine dans lesquelles il détenait une participation.

6.3.2.1 ARGENTINE

Le Groupe EDF a achevé en 2007 son retrait d'Argentine à travers la cession de sa participation dans Edenor et celle de Distrocuyo, encore en cours de réalisation.

CESSION D'EDENOR

EDF a cédé le 4 mai 2007 sa participation résiduelle de 25 % dans le capital d'Edenor, société argentine de distribution et de commercialisation d'électricité. Cette cession, d'un montant de 171 millions de dollars (125 millions d'euros), est intervenue dans le cadre de l'introduction en bourse lancée par Edenor sur les bourses de New York et de Buenos Aires le 10 avril 2007.

CESSION DE DISTROCUYO

EDF a conclu le 28 Septembre 2007 avec Nucleamiento Inversor Sociedad Anonima (NISA) un accord de cession de sa participation minoritaire dans le transporteur d'électricité argentin Distrocuyo, dernier actif d'EDF en Argentine.

EDF attend désormais les autorisations des autorités locales afin de clôturer la transaction.

6.3.2.2 BRÉSIL

6.3.2.2.1 LIGHT

Light exerce une activité de production, distribution, et commercialisation d'électricité. Elle est située dans l'État de Rio de Janeiro sur une zone de concession de 10 970 km² et dessert 31 villes (dont Rio de Janeiro). Light détient également des actifs de production, essentiellement hydrauliques, d'une puissance installée de 852 MW (soit 1 % de la puissance disponible au Brésil).

EDF a conclu un accord le 28 mars 2006 avec le groupement d'entreprises brésilien Rio Minas Energia Participações SA (RME), portant sur la cession de 79,4 % du capital de Light, pour un montant de 320 millions de dollars américains. Cette cession a reçu l'autorisation des autorités compétentes en France et au Brésil. À l'issue de la réalisation définitive de cette cession intervenue le 10 août 2006, EDF conservait 10 % du capital de Light, dilué à 6 % après conversion en actions des obligations détenues par la Banco Nacional de Desenvolvimento Economico e Social (BNES) dans Light, le solde du capital, étant sur le marché boursier brésilien.

6.3.2.2.2 NORTE-FLUMINENSE

Le Groupe EDF détient 90 % de Norte-Fluminense, société qui a construit et exploite la centrale à cycle combiné à gaz de Norte-Fluminense située dans l'État de Rio de Janeiro. Cette centrale possède une capacité de 780 MW. Norte-Fluminense écoule toute sa production auprès de Light aux termes d'un *Power Purchase Agreement* (« PPA »).

6.3.2.3 MEXIQUE

Le Groupe cherche à valoriser au mieux ses actifs et à en assurer une gestion dynamique pouvant conduire, selon le cas, à des cessions ou au lancement de nouveaux projets. Dans cette logique et dans le cadre de la stratégie annoncée du Groupe de recentrage de ses activités en Europe et de participation au renouveau du nucléaire dans le monde, EDF a engagé au début de l'année 2007 le processus de cession de ses actifs au Mexique.

Le 24 octobre 2007, un accord a été conclu avec l'énergéticien espagnol Gas Natural pour la cession de la totalité des actifs d'EDF au Mexique, soit cinq centrales de production à cycle combiné à gaz d'une puissance totale de 2 233 MW (Saltillo, Altamira 2, Rio Bravo 2, Rio Bravo 3 et Rio Bravo 4), la société Comego, qui exploite ces centrales, ainsi qu'un gazoduc de transport de gaz naturel de 53 km (Gasoducto del Rio). Cette transaction porte au total sur une valeur de 1,448 milliard USD.

La réalisation de l'opération de cession est intervenue le 27 décembre 2007.

6.3.2.4 ÉTATS-UNIS D'AMÉRIQUE

Les États-Unis constituent le plus important marché énergétique au monde avec des ventes totales de 3 670 TWh et une prévision de taux de croissance moyen 2007-2010 d'environ 2 % par an (Source : Energy Information Administration, 2006). L'*Energy Policy Act* (« EPACT ») voté en 2005 a institué différentes mesures incitatives en faveur de l'investissement dans les centrales nucléaires : une garantie fédérale sur les prêts contractés pour la construction permettant de réduire le coût de la dette sous certaines conditions (*Federal Loan Guarantee*), des crédits d'impôts attribués aux compagnies d'électricité sous certaines conditions (*Production Tax Credits*) et une assurance contre le risque réglementaire

Aperçu des activités



(*Standby Support for Delays*). Les modalités relatives à l'attribution des garanties ont été finalisées en octobre 2007. Dans ce nouveau contexte, plusieurs projets de nouvelles centrales nucléaires ont été mis en développement par de grands énergéticiens américains.

EDF et l'électricien américain *Constellation Energy* (CEG) ont signé le 20 juillet 2007 un accord relatif à la création par les deux sociétés d'une *joint venture* à 50/50, dénommée *UniStar Nuclear Energy*, LLC. L'objet de cette *joint venture* est de développer, réaliser, détenir et exploiter, de manière conjointe, des centrales nucléaires de type EPR aux États-Unis.

Ce partenariat fait suite à l'accord-cadre de coopération annoncé le 1^{er} juin 2006 entre les deux sociétés selon lequel elles s'engageaient à favoriser le développement de centrales nucléaires de nouvelle génération de type EPR aux États-Unis.

Selon les termes du partenariat conclu le 20 juillet 2007, EDF a versé un apport initial de 350 millions de dollars à la *joint venture*. En outre, EDF pourra ultérieurement apporter des contributions pouvant atteindre au total 275 millions de dollars, au fur et à mesure des étapes du processus d'autorisation des projets d'EPR. La première demande de licence de construction et d'exploitation pour le projet de Calvert Cliffs 3 a été enregistrée le 17 mars 2008 auprès de l'autorité de sûreté américaine (NRC). La mise en service devrait intervenir, selon le planning actuel, fin 2015. En contrepartie, *Constellation Energy* prévoit d'apporter sa participation dans *UniStar Nuclear* et les droits d'utilisation des sites nucléaires existants de Calvert Cliffs, Nine Mile Point et R.E. Ginna Nuclear Plant afin de développer jusqu'à quatre centrales EPR standardisées. La gouvernance de la *joint venture* est assurée par un conseil d'administration de huit membres, dont quatre sont nommés par EDF et quatre, dont le Président, par CEG.

L'opération a été approuvée par les autorités de régulation américaines.

Par ailleurs, au titre d'un accord d'investissement signé en date du 20 juillet 2007, EDF dispose de la faculté d'acquérir sur le marché jusqu'à 5 % du capital de CEG dans les douze premiers mois de l'accord et jusqu'à 9,9 % entre la première date anniversaire de l'accord et la cinquième.

Au 31 décembre 2007, EDF possède une participation de 3,1 % dans CEG.

Enfin, EDF et CEG ont également signé un accord de coopération leur permettant d'étudier des développements potentiels conjoints des deux sociétés aux États-Unis.

Les États-Unis sont par ailleurs un marché très innovant dans le domaine de l'énergie avec une intense activité de recherche et développement, tant en amont qu'en aval. Par ailleurs de nombreux groupes et organisations internationales ont leurs sièges aux États-Unis et certains concurrents d'EDF y sont présents. À ce titre, le Groupe EDF exerce dans ce pays une activité de veille industrielle et stratégique.

Ainsi, EDF a participé à la constitution du consortium *NuStart Energy Development LLC* créé en mars 2004 et qui regroupe de grands électriciens nucléaires (*Constellation Energy*, *Duke Power*, *Entergy*, *Exelon Generation*, *Florida Power & Light*, *Progress Energy* et *Southern Company*) et des constructeurs (*General Electric*, *Westinghouse*). Le but de ce projet est de relancer et développer le nucléaire aux États-Unis à l'horizon 2014, en travaillant sur deux projets de réacteurs « passifs », l'AP 1000 (*Advanced Passive 1 000 MW Reactor*) de *Westinghouse* et l'ESBWR (*Economic Simplified Boiling Water Reactor*) de *General Electric*. Grâce à cette participation, EDF aura accès à des informations complémentaires sur les éléments techniques et économiques de ces réacteurs

de nouvelle génération susceptibles d'être présents sur le marché lors du renouvellement du parc nucléaire français.

Le Groupe est également présent aux États-Unis au travers d'EDF Energies Nouvelles dans le domaine de l'exploitation et de la maintenance de parcs d'éoliennes pour compte de tiers (voir section 6.4.1.1 (« Energies nouvelles ») ci-dessous).

6.3.3. Asie/Pacifique

Les activités du Groupe EDF conduites par la Direction Asie-Pacifique, se concentrent sur la Chine et sur la région du Grand Mékong, des pays à fort développement.

L'investissement dans le secteur de la production électrique en Asie et particulièrement en Chine, constitue un enjeu industriel pour le Groupe EDF. En complément des projets comme l'EPR, les nouveaux projets dans cette zone donneront au Groupe l'accès aux innovations technologiques et lui permettront dans le même temps de valoriser son savoir-faire industriel en particulier nucléaire. EDF maintiendra, ainsi, son avantage concurrentiel et technologique dans un contexte de compétition internationale pour la relance du programme nucléaire mondial, pour l'équipement de pays émergents et dans la perspective du renouvellement du parc français.

6.3.3.1 ACTIVITÉS DU GROUPE EDF EN CHINE

Présent depuis plus de 20 ans en Chine par ses prestations de conseil dans les domaines nucléaire et hydraulique, le Groupe EDF est aujourd'hui l'un des plus importants investisseurs étrangers dans la production d'électricité par ses participations dans des centrales thermiques au charbon d'une puissance totale installée de 3 720 MW. EDF développe des partenariats lui ouvrant de nouvelles perspectives d'investissement, dans le nucléaire, le thermique charbon technologiquement le plus avancé, l'éolien et l'hydraulique.

ACTIVITÉS DANS LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ NUCLÉAIRE

- Daya Bay - Ling Ao

Après avoir conduit la conception, la construction et la mise en service en 2004 de Daya Bay (2 réacteurs nucléaires de 1 000 MW chacun), puis assisté la société propriétaire *China Guangdong National Power Co.* (CGNPC) sur la centrale similaire de Ling Ao phase I, démarrée en 2002, EDF aujourd'hui apporte une assistance à la société dans le domaine de l'exploitation. Les excellentes performances enregistrées depuis leur mise en service constituent une des principales références du Groupe en Chine.

EDF intervient en assistance à la filiale de CGNPC, *China Nuclear Power Energy Corporation* (CNPEC) sur le projet Ling Ao phase II qui consiste à construire deux nouvelles tranches de 1 000 MW sur ce site pour une mise en service prévue en 2010.

- Premier accord signé pour un investisseur étranger en Chine dans la production d'électricité nucléaire

Faisant suite au partenariat industriel annoncé en octobre 2006, EDF et CGNPC ont signé le 26 novembre 2007 un accord de *joint venture* pour détenir, faire réaliser et exploiter deux réacteurs nucléaires de nouvelle génération de technologie EPR à Taishan, dans la province du Guangdong. Ces deux unités EPR, d'une capacité de 1 700 MW chacune, développées par Areva sont conçues pour offrir un haut niveau de performance et de sûreté. Leur construction pourrait commencer à

l'automne 2009 pour une mise en service prévue en 2014.

Le contrat de *joint venture* prévoit qu'EDF prendra une participation d'environ un tiers au capital de Taishan Nuclear Power Company (TNPC), société propriétaire des EPR. EDF apportera en particulier son expertise d'exploitation. CGNPC apportera le site d'implantation ainsi que ses capacités d'ingénierie et d'exploitation développées depuis plus de vingt ans dans ses centrales du Guangdong. EDF et CGNPC ont en outre signé le 26 novembre 2007 un accord global de coopération pour étudier des projets communs de développement en Chine et à l'international.

ACTIVITÉS DANS LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ THERMIQUE CHARBON

- Figlec et Synergie

Au 31 décembre 2007, EDF possède 100 % de French Investment Guangxi Laibin Electric Power Company, Ltd. (Figlec), la société propriétaire de la centrale de Laibin B (720 MW) et 85 % de Synergie, société chargée de son exploitation et de sa maintenance, les 15 % restants étant détenus par des partenaires locaux. Mise en service en novembre 2000, dans le cadre d'un projet « BOT » (*Build, Operate and Transfer*), la centrale sera transférée au Gouvernement du Guangxi en 2015.

- Shandong Zhonghua Power Company (SZPC)

Au 31 décembre 2007, le Groupe EDF détient 19,6 % de SZPC, société propriétaire de trois centrales à charbon, d'une puissance totale de 3 000 MW. Les autres actionnaires sont 2 sociétés chinoises et CLP de Hong-Kong. Ces centrales ont été mises en service progressivement entre 1987 et 2004 et seront rétrocédées au gouvernement chinois à des dates s'étalant entre 2020 et 2028.

ACTIVITÉS DANS LE SECTEUR DU GAZ

- Buget

Au 31 décembre 2007, EDF possède 20 % des parts de Buget, une société de conception, de construction et de conseil dans le domaine de la distribution du gaz. Les autres actionnaires sont Gaz de France (20 %) et des partenaires locaux.

ACTIVITÉS DANS LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ HYDRAULIQUE

Présente depuis 1985 dans ce domaine, EDF, grâce à ses compétences en ingénierie, est un acteur reconnu pour ses multiples prestations en consultance. Ainsi EDF est intervenue sur plus de la moitié des ouvrages installés en Chine.

AUTRES PARTICIPATIONS ET PERSPECTIVES

EDF étudie l'opportunité d'investir avec ses partenaires chinois dans le secteur éolien, dans le cadre de la nouvelle Loi sur le développement des énergies renouvelables promulguée au début de l'année 2006.

Dans le secteur du transport et de la distribution, EDF a remporté plusieurs contrats de consultance.

6.3.3.2 ACTIVITÉS DU GROUPE EDF EN ASIE DU SUD-EST

L'activité du Groupe EDF en Asie du Sud-Est est centrée sur le développement du secteur électrique de la zone du Grand Mékong dont la Thaïlande et le Vietnam sont les moteurs. La région du Mékong offre des opportunités de type IPP, comme Nam Theun 2 (projet hydraulique laotien destiné à fournir le marché thaïlandais) et Phu My 2.2 (Vietnam). Dans

cette perspective, EDF étudie l'intérêt de sa participation, au travers de partenariats, à la conception, à la construction et à l'exploitation de nouvelles centrales de production thermique et hydraulique et à plus long terme nucléaire.

6.3.3.2.1 VIETNAM

Au 31 décembre 2007, EDF possède 56,25 % de Mekong Energy Company Ltd (MECO), la société propriétaire de Phu My 2.2, cycle combiné à gaz d'une capacité de 715 MW, mise en service en 2005. Il s'agit du premier projet d'IPP à investissement exclusivement étranger lancé au Vietnam. Les autres actionnaires sont les filiales internationales des compagnies japonaises Sumitomo Corporation et Tokyo Electric Power Company, Inc (Tepco). Le contrat « BOT » a une durée de 20 ans. EDF qui a assuré la livraison clé en main de la centrale, pilote aujourd'hui l'exploitation via un contrat de consultance.

En réponse aux besoins de nouveaux moyens de production dans le sud du pays, EDF a exprimé son intérêt auprès des autorités vietnamiennes pour le développement de projets thermiques charbon et gaz de technologie avancée.

6.3.3.2.2 LAOS

Au 31 décembre 2007, le Groupe EDF, premier investisseur, détient 35 % de Nam Theun 2 Power Company (NTPC), société propriétaire de la centrale hydraulique de Nam Theun 2 d'une capacité de production de 1 070 MW. Les autres actionnaires sont 2 sociétés thaïlandaises et une société d'état laotienne. Le Groupe EDF dirige le consortium, en charge de la maîtrise d'œuvre pour la réalisation des ouvrages. La mise en service commerciale est prévue à la fin de l'année 2009. À travers la société NTPC, EDF exploitera la centrale pendant 25 ans. La Thaïlande sera l'acheteur principal de l'électricité produite (95 %).

6.3.3.2.3 THAÏLANDE

EDF met en œuvre plusieurs contrats de consultance dans le domaine du transport et de la distribution.

6.3.4 Moyen Orient, Afrique

Divers pays ont fait appel à des investisseurs privés pour financer, construire et exploiter des centrales électriques IPP, parmi lesquels les pays d'Afrique du Nord, les pays du Golfe et certains pays d'Afrique. Le Groupe n'est plus présent que sur le marché de la production de la Côte d'Ivoire. Le Groupe cherche à valoriser au mieux ses actifs et à en assurer une gestion dynamique pouvant conduire, selon le cas, à des cessions, comme en Égypte ou au Maroc, ou au lancement de nouveaux projets.

6.3.4.1 CÔTE D'IVOIRE

Au 31 décembre 2007, EDF détient indirectement 32,85 % de la société propriétaire (Azito Energie) et directement 50 % de la société d'exploitation de la centrale d'Azito (Azito O&M). Située près d'Abidjan, la centrale comprend deux turbines à gaz d'une capacité totale de 150 MW chacune, alimentée par du gaz naturel d'origine ivoirienne. Elle a fourni 1 860 GWh d'électricité en 2007. L'intégralité de la production est revenue à l'opérateur national ivoirien qui a respecté ses obligations contractuelles depuis la mise en service commercial de la centrale en 1999.

Le 17 avril 2007, EDF a cédé sa participation de 51 % dans la société Enerci à Gaz de France, qui était déjà détenteur de 49 % du capital. Enerci possède une participation de 12 % dans Foxrot, le plus gros gisement de gaz de la Côte d'Ivoire. Cette cession n'a pas d'incidence sur la fourniture en gaz de la centrale d'Azito qui est directement approvisionnée

Aperçu des activités



par la SOGEPE (société regroupant les actifs et participations de l'État ivoirien dans le domaine énergétique) à laquelle est vendu l'essentiel de la production du champ Foxtrot.

6.3.4.2 MAROC

Le 5 septembre 2007, EDF a conclu un accord avec la société Theolia portant sur la vente de sa participation de 84,5 % dans la Compagnie Éolienne du Détroit (CED), qui exploite un parc éolien de 50 MW dans le nord du Maroc. La cession a eu lieu le 4 janvier 2008.

6.3.4.3 AFRIQUE DU SUD

En cohérence avec les perspectives de croissance soutenue de l'économie, le gouvernement sud-africain prévoit un doublement de la puissance installée électrique de 42 à 80 GW d'ici 2030, dont une part significative sera confiée au nucléaire. L'Afrique du Sud doit choisir au premier semestre 2008 une seule technologie à eau pressurisée pour assurer la construction de 3 GW nucléaires à mettre en service au plus tôt en 2015, avec une option jusqu'à 20 GW supplémentaires. Le choix de la technologie EPR constituerait pour EDF, qui est présente dans le pays depuis 1978 auprès de l'électricien national Eskom, une opportunité d'investissement dans le programme nucléaire sud-africain.

Le 30 mars 2007, EDF a cédé sa participation de 50 % dans la société Phambili Nombane Energy Services (PNES). Les parts détenues par EDF ont été rachetées par PNES elle-même.

6.3.4.4 MISSION ACCÈS À L'ÉNERGIE

EDF a développé depuis 12 ans une activité pour promouvoir l'accès à l'énergie dans les pays en voie de développement. Aujourd'hui, l'essentiel de cette activité se concentre dans des opérations en Afrique.

Dans toutes ces opérations, EDF intervient en partenariat avec d'autres acteurs industriels tels que TOTAL ou Nuon et cherche à associer, désormais de manière systématique, des acteurs locaux susceptibles de prendre le relais lorsque les conditions d'une exploitation rentable et durable seront réunies.

Au 31 décembre 2007, EDF détenait une participation de 70 % dans la société Koraye Kurumba qui produit et distribue l'électricité dans la zone de Kayes au Nord-Est du Mali et une participation de 50 % dans la société Yéelen Kura qui est elle présente dans le sud du Mali. Au 31 décembre 2007, EDF détenait une participation de 65 % dans la société KES qui produit, distribue l'électricité et commercialise du gaz en bouteilles dans la province du Kwazulu Natal.

6.4 Autres activités et fonctions transverses

6.4.1 Autres activités

6.4.1.1 ENERGIES NOUVELLES

Le développement des énergies renouvelables est devenu une réalité en Europe et aux États-Unis : en 2007, 8 662 MW d'éolien ont été installés dans l'Union Européenne dont 3 522 en Espagne (source : Ewea) et 5 244 MW d'éolien ont été installés aux États-Unis (source : Awea et Ewea) soit deux fois plus qu'en 2006. La capacité cumulée installée dans ces deux zones atteint désormais plus de 70 000 MW d'éolien et plus de 90 000 MW dans le monde. Ce développement concerne aujourd'hui très largement l'éolien, la biomasse venant en deuxième et le solaire étant vu comme un relais de croissance futur qui s'amorce dès aujourd'hui. L'hydraulique est arrivée à saturation dans ces pays. Leader européen en matière d'énergies renouvelables grâce à l'hydraulique, le Groupe EDF a pour ambition de développer toutes les formes d'énergies renouvelables et en particulier la production éolienne. EDF entend aussi favoriser l'émergence de nouvelles technologies en lien avec la R&D et développer les capacités de production dans les filières « Eolien », « Hydraulique », « Solaire », « Biomasse », « Biocarburants » et « Géothermie ». Cette démarche s'inscrit dans le cadre de la politique de développement durable du Groupe (voir section 6.4.3.2 (« La politique environnementale ») ci-dessous).

6.4.1.1.1 PRÉSENTATION DES ÉNERGIES NOUVELLES

L'ÉNERGIE ÉOLIENNE

L'éolienne ou aérogénérateur est un capteur de vent, dont la force

actionne les pales d'un rotor couplé à une génératrice électrique. Pour 1 MW de puissance installée, la production annuelle moyenne peut varier de 2 à 4 GWh, selon la qualité du site et le type de machines. Le montant de l'investissement est d'environ 1,3-1,5 millions d'euros par MW.

La progression de l'éolien a été particulièrement soutenue depuis 1997 en Europe avec l'adoption du Protocole de Kyoto et le renforcement dans certains pays des mesures de soutien à la production d'électricité à partir d'énergie éolienne.

Outre ses atouts dans le domaine éolien au travers d'EDF Energies Nouvelles, le Groupe EDF dispose de compétences réparties dans différentes entités comme la Direction Recherche et Développement pour l'expertise et le suivi technique, la Direction Production – Ingénierie pour la gestion de projet, l'ingénierie et la maîtrise d'œuvre.

Enfin, les filiales EDF Energy, et principalement Edison disposent également de parcs éoliens en exploitation et de projets en développement.

L'ensemble industriel en exploitation au 31 décembre 2007 toutes filiales confondues s'élève à plus de 1 600 MW d'actifs détenus par des sociétés de projets dans lesquelles le Groupe a une participation majoritaire ou non (plus de 1 200 MW pour EDF Energies Nouvelles). Les zones géographiques prioritaires pour les développements futurs sont le Royaume-Uni et l'Italie, où existe un système de quota, la France, et enfin le reste de l'Europe et les États-Unis, avec l'objectif de constituer des masses critiques par pays où les rentabilités sont les plus intéressantes.

L'ÉNERGIE SOLAIRE

On distingue l'énergie solaire photovoltaïque (production d'électricité) de l'énergie solaire thermique (production de chaleur).

Les panneaux photovoltaïques ont été développés à l'origine pour les applications autonomes sans connexion aux réseaux électriques. Dans les dernières années, le marché du photovoltaïque, qui croît au rythme de 30 à 40 % par an, s'est surtout développé dans les applications raccordées aux réseaux sous l'impulsion des politiques en faveur des énergies renouvelables.

Le Groupe EDF contrôle 50 % du groupe Tenesol, conjointement avec Total, qui fabrique et commercialise dans le monde des systèmes photovoltaïques.

Au Maroc, en Afrique du Sud et au Mali, EDF est présent dans des sociétés d'électrification rurale visant à équiper plus de 80 000 foyers en kit photovoltaïques.

Face aux 2 enjeux majeurs du photovoltaïque que sont l'approvisionnement en silicium de qualité photovoltaïque et la baisse de son coût, EDF investit dans la recherche sur les technologies d'avenir : nouveaux procédés de purification du silicium et mise au point des cellules photovoltaïques correspondantes, nouveaux procédés de fabrication de modules photovoltaïques, projet R&D ambitieux pour le développement des technologies photovoltaïques de type « couches minces » (projet CISEL) (voir Chapitre 11 (« Recherche et développement, brevets et licences »)).

Enfin le Groupe EDF offre des solutions à partir d'énergies renouvelables à des clients privés et des clients de type collectivité locale. L'objectif est de se positionner sur le relais de croissance futur constitué par des offres intégrées résidentiel-tertiaire-collectivités locales à base de solaire photovoltaïque, solaire thermique et pompes à chaleurs.

L'ÉNERGIE GÉOTHERMIQUE

La température des roches de l'écorce terrestre augmente avec la profondeur de la Terre : en moyenne, 3°C tous les 100 mètres. Dans certaines régions du globe, la chaleur terrestre vient jusqu'à la surface sous forme de sources chaudes, eau ou vapeur d'eau. L'eau chaude est exploitée directement sous forme de chaleur : chauffage central dans les habitations ou chauffage de serres. La vapeur d'eau extraite du sous-sol est utilisée dans la production d'électricité : comme dans une centrale thermique classique, elle actionne une turbine. Il est également possible d'utiliser les roches chaudes et sèches comme source d'énergie. Une circulation d'eau est entretenue entre deux puits forés dans le sol : l'eau versée dans l'un des puits se réchauffe au passage dans les roches sèches et ressort sous forme de vapeur (« enthalpie »).

Les ressources de haute température de la France sont situées dans les départements d'Outre-mer. Le Groupe EDF est présent dans cette activité notamment à travers sa participation dans la société Géothermie Bouillante (détenue à hauteur de 40 %) en Guadeloupe.

LA BIOMASSE

Les technologies à base de biomasse consistent principalement à brûler certains déchets, provenant notamment de l'industrie du bois ou de l'agro-industrie pour produire de la chaleur ou de l'électricité.

Ainsi, à côté de l'hydraulique, de l'éolien et de la géothermie, la biomasse peut également contribuer à l'objectif de développement des énergies renouvelables.

Par le biais de ses participations, notamment dans la société Dalkia, le Groupe EDF détient des parts en France et à l'étranger dans plusieurs dizaines de réseaux de chaleur et d'installations électrogènes de petite taille utilisant essentiellement le bois comme combustible.

EDF Energies Nouvelles possède une usine (Lucena) d'une capacité de 26 MW en Espagne, dont 13 MW de biomasse et 13 MW de co-génération et développe des projets en France et en Italie.

AUTRES TECHNOLOGIES

En anticipation et prise de position sur des solutions technologiques nouvelles, le Groupe EDF consacre un effort de recherche et développement important sur des sujets porteurs de relais de croissance à moyen terme : hydrolien (turbines sous-marines exploitant l'énergie des courants marins, de la même façon que les éoliennes exploitent l'énergie des courants aérologiques) et gazéification de biomasse notamment, en plus des sujets déjà évoqués (photovoltaïque film mince, géothermie profonde).

6.4.1.1.2 EDF ENERGIES NOUVELLES

Le développement d'EDF en matière d'énergies renouvelables est porté principalement par EDF Energies Nouvelles (anciennement SIIF-Energies).

(A) HISTORIQUE DE LA PARTICIPATION DU GROUPE EDF DANS EDF ENERGIES NOUVELLES

En octobre 2000, EDF a pris une participation de 35 % au capital de SIIF-Energies, société créée en 1990 dans le but d'exploiter des centrales thermiques et hydroélectriques. En décembre 2002, EDF a porté sa participation à 50 % du capital de cette société.

EDF Energies Nouvelles a été introduite en bourse en novembre 2006. Ses actions ont été admises à la cotation sur l'Eurolist d'Euronext Paris S.A. le 28 novembre 2006. À l'issue de l'introduction en bourse, le capital d'EDF Energies Nouvelles est réparti de la façon suivante : 50 % détenu par EDF, 25,09 % détenu par le groupe Mouratoglou et 24,91 % dans le public (y compris salariés).

Afin d'organiser leurs relations à l'issue de l'introduction en bourse d'EDF Energies Nouvelles, le Groupe EDF et M. Pâris Mouratoglou ont conclu un pacte d'actionnaires ayant pour objet de définir le projet d'entreprise d'EDF Energies Nouvelles, de préciser la répartition des sièges au Conseil d'administration de la société, les règles de gouvernance ainsi que les engagements relatifs au transfert par M. Pâris Mouratoglou et SIIF Luxembourg (le « groupe Mouratoglou »), de tout ou partie de leurs titres EDF Energies Nouvelles. Les stipulations du pacte sont entrées en vigueur au jour de l'admission des actions EDF Energies Nouvelles aux négociations sur le marché Eurolist d'Euronext Paris.

Aux termes du pacte d'actionnaires et de la convention conclue en juillet 2006, le Groupe EDF dispose, sous certaines conditions, d'un droit de préférence en cas de transfert de tout ou partie de la participation du groupe Mouratoglou à un tiers identifié. En outre, dans l'hypothèse où la participation du groupe Mouratoglou dans EDF Energies Nouvelles deviendrait inférieure à 10 % du capital d'EDF Energies Nouvelles (à l'issue de l'introduction en bourse), le pacte prévoit que le groupe Mouratoglou pourrait imposer à EDF de lui racheter le solde de sa

Aperçu des activités



participation par le biais d'une option de vente envers EDF. Réciproquement, à défaut d'exercice par le groupe Mouratoglou de l'option de vente, le Groupe EDF pourra obliger le groupe Mouratoglou à lui céder le solde de sa participation dans EDF Energies Nouvelles par le biais d'une option d'achat envers le Groupe EDF. Enfin, M. Pâris Mouratoglou s'est engagé, aux termes du pacte d'actionnaire, à ne pas exercer d'activité concurrente à celle d'EDF Energies Nouvelles et ses filiales sur le territoire français ainsi que dans tous les pays où la société exerce ou exercera ses activités, directement ou indirectement par l'intermédiaire d'une filiale.

En raison de l'existence du pacte d'actionnaires, les groupes EDF et Mouratoglou ont déclaré, le 13 novembre 2006, à l'AMF agir de concert vis-à-vis d'EDF Energies Nouvelles.

Par ailleurs, le groupe Mouratoglou et le Groupe EDF ont conclu le 17 juillet 2006 une convention ayant pour objet de constater la réalisation de diverses cessions d'actions EDF Energies Nouvelles et d'arrêter certaines dispositions dans le cadre de l'opération d'introduction en bourse de la société. Cette convention intègre également les mécanismes d'options croisées repris par le pacte d'actionnaires. Cette convention a fait l'objet d'un avenant le 10 novembre 2006 afin, notamment, de refléter la division par 10 du nominal des actions d'EDF Energies Nouvelles décidée par l'Assemblée générale extraordinaire des actionnaires de cette société en date du 18 septembre 2006.

Aux termes de ces accords du 17 juillet 2006, des engagements financiers restaient à la charge du Groupe EDF sous la forme (i) du règlement différé de 4 674 963 actions EDF Energies Nouvelles cédées à son profit par le groupe Mouratoglou concomitamment à la réalisation de l'introduction en bourse permettant au Groupe EDF de maintenir sa participation à 50 % et (ii) d'un ajustement de prix sur des actions cédées préalablement à l'introduction en bourse. À la demande du groupe Mouratoglou, ces engagements ont donné lieu à un premier versement par le Groupe EDF de 119 millions d'euros, le 25 juin 2007, et ont été définitivement soldés par un deuxième règlement de 124 millions d'euros, le 21 décembre 2007.

(B) ACTIVITÉS D'EDF ENERGIES NOUVELLES

EDF Energies Nouvelles exerce plusieurs activités :

- développement, construction et exploitation d'actifs de production d'électricité, à partir d'énergies renouvelables ;
- vente à des tiers d'actifs de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables qu'elle a développés et construits ;
- exploitation et maintenance de parcs éoliens pour le compte de tiers et pour compte propre principalement aux États-Unis.

EDF Energies Nouvelles est présent en Europe dans les pays disposant d'un fort potentiel de développement des énergies renouvelables et particulièrement de l'éolien (France, Portugal, Grèce, Royaume-Uni et Italie) ainsi qu'aux États-Unis. EDF Energies Nouvelles est également présent en Belgique, Espagne, Allemagne et Bulgarie.

Le tableau suivant présente la capacité installée d'EDF Energies Nouvelles (toutes filières confondues) au 31 décembre 2007, par pays :

(Capacité installée en MW au 31 décembre 2007)	Brute ⁽¹⁾	Nette ⁽²⁾
ÉOLIEN		
France	73,8	57,8
Portugal	143,8	86,6
Grèce	111,4	110,1
Italie	164,1	77,9
Royaume-Uni	103,2	103,2
Allemagne	3,0	3,0
États-Unis	618,6	432,8
Total Éolien	1 217,9	871,4
HYDRAULIQUE	128,4	101,4
AUTRES FILIÈRES	96,4	62,4
TOTAL	1 442,7	1 035,2

(1) Capacité brute : capacité totale des parcs dans lesquels EDF Energies Nouvelles est actionnaire.

(2) Capacité nette : capacité correspondant à la part du capital détenue par EDF Energies Nouvelles.

Outre l'éolien, EDF Energies Nouvelles est présent dans la petite hydraulique (avec 128 MW bruts installés au 31 décembre 2007), la biomasse, avec 13 MW bruts installés au 31 décembre 2007 et le solaire photovoltaïque. EDF Energies Nouvelles exploite également, dans le cadre de ses activités historiques, des centrales thermiques et de cogénération (82,3 MW bruts installés au 31 décembre 2007).

Au cours de l'exercice 2007, EDF Energies Nouvelles a poursuivi à un rythme soutenu son développement dans l'éolien, axe principal de sa croissance et accéléré son développement dans la filière solaire, l'un de ses principaux relais de croissance.

Les capacités de production éolienne d'EDF Energies Nouvelles ont atteint 871,4 MW (nets) et sont en augmentation de 43 % sur l'année. Par ailleurs, dans le cadre de son activité développement et vente d'actifs structurés, EDF Energies Nouvelles a réalisé pour compte de tiers deux parcs d'envergure d'une capacité totale de 292 MW aux États-Unis. Ces parcs ont été revendus.

Au 31 décembre 2007, EDF Energies Nouvelles dispose également de 1 095 MW bruts d'éolien en construction et d'un portefeuille de projets en développement de 10 000 MW. Par ailleurs, le rythme des mises en construction de parcs éoliens s'est accéléré en 2007, notamment en France où treize parcs, totalisant 328 MW, sont en cours de construction et au Portugal où EDF Energies Nouvelles construit actuellement deux parcs d'envergure : Alto Minho 240 MW et Arada 112 MW.

Dans le cadre de son activité d'exploitation-maintenance, EDF Energies Nouvelles a signé cette année quatre importants contrats portant sur une capacité totale de 868 MW.

EDF Energies Nouvelles a poursuivi sa stratégie d'approvisionnements pluriannuels de turbines. De nouveaux contrats ont été signés en 2007 avec Repower et General Electric pour des livraisons de turbines en Europe et aux États-Unis en 2008, 2009 et 2010. Au total au 31 décembre 2007, EDF Energies Nouvelles a sécurisé 2 721 MW de turbines pour les années 2008, 2009 et 2010.

L'année 2007 a également été marquée par une accélération du développement des projets solaires photovoltaïques. Le marché du solaire photovoltaïque, stimulé par des politiques incitatives, a bénéficié d'évolutions technologiques rapides et connaît une forte croissance. Des contrats d'approvisionnements de modules destinés à la construction de fermes solaires ont été signés afin de couvrir les besoins à court et moyen terme. Le plus important de ces contrats a été signé avec la société First Solar et porte sur 230 MWC livrables entre 2007 et 2012. EDF Energies Nouvelles développe des projets solaires principalement en Espagne, en Grèce, en Italie, au Portugal, en France et aux États-Unis. Les fermes seront construites pour compte propre et pour compte de tiers.

Enfin, dans le domaine des biocarburants, EDF Energies Nouvelles a pris en 2007 une participation de 25 % dans la société belge Alco, premier distributeur européen d'éthanol. Cette transaction a été bâtie autour d'un projet de construction d'une unité de production de biocarburant de première génération à Gand (Belgique).

EDF Energies Nouvelles employait 628 personnes au 31 décembre 2007.

6.4.1.1.3 AUTRES PARTICIPATIONS DANS LE SECTEUR DES ÉNERGIES NOUVELLES

EDF ENERGIES NOUVELLES RÉPARTIES (EDF ENR)

La société EDF ENR, co-détenue par EDF et EDF Energies Nouvelles, porte le développement d'EDF dans le domaine des énergies renouvelables produites sur le lieu de consommation (photovoltaïque en toiture, chauffe-eau solaires, pompes à chaleur et chauffages bois). EDF ENR intervient ainsi sur 2 registres complémentaires :

- en tant que société développant un modèle d'affaires sur des offres packagées de fourniture d'énergie répartie ; et
- en tant que Holding financier pour les filiales d'EDF intervenant sur les énergies renouvelables réparties.

SUPRA

La Société SUPRA, détenue à 82,36 % par EDF ENR, fabrique, notamment sous les marques Supra et Richard Le Droff, des cheminées, des foyers fermés et des poêles à bois. Son acquisition traduit la volonté du Groupe EDF de développer l'énergie produite à partir du bois, première énergie renouvelable dans le bâti.

TIRU

TIRU est une filiale du Groupe EDF (51 %), le solde étant réparti entre Suez (25 %) et Veolia (24 %), spécialisée dans la valorisation énergétique des déchets ménagers sous forme d'électricité et de chauffage urbain. Pionnier des énergies renouvelables, TIRU est depuis sa création un producteur d'énergie verte. En 2007, ses 22 unités de traitement thermique ou biologique ont produit 530 000 MWh d'électricité et 2 900 000 MWh de vapeur à partir de 4 millions de tonnes de déchets traités.

Ces unités de traitement, en brûlant la biomasse (déchets organiques - déchets verts) contenue dans les poubelles, contribuent à lutter contre l'effet de serre. En effet, les déchets ménagers et les bio-déchets se renouvellent chaque jour. À chaque fois que TIRU valorise 1 tonne de déchets ménagers, 0,2 tonne de pétrole est économisée. Chaque année, en brûlant 4 millions de tonnes de déchets, 2,2 millions de barils de pétrole sont préservés. TIRU est donc une des sociétés du Groupe EDF impliquées dans le développement de la filière énergies renouvelables.

6.4.1.2 ELECTRICITÉ DE STRASBOURG

Electricité de Strasbourg est une société anonyme, détenue à hauteur de 88,34 % par EDF, et dont les actions sont admises aux négociations sur l'Eurolist d'Euronext Paris. Le principal autre actionnaire de référence de cette société était Electricité de Laufenbourg, société suisse, qui a vendu ses parts (13,8 %) à EDF en septembre 2007. Le solde des actions est détenu par le public.

Electricité de Strasbourg exerce les activités de distributeur d'électricité auprès de 376 communes bas-rhinoises avec 376 contrats de concession qui ont été renouvelés entre 1993 et 1999 pour une durée de 40 ans et dessert environ 80 % de la population du département du Bas-Rhin. Au titre de son activité de distribution d'électricité, Electricité de Strasbourg est soumise aux contraintes légales et opérationnelles liées à l'ouverture des marchés et a ainsi institué au 1^{er} janvier 2004 un gestionnaire de réseaux de distribution indépendant au sein de l'entreprise intégrée.

Conformément aux termes de la Loi relative au secteur de l'énergie, qui demande aux entreprises de plus de 100 000 clients de procéder à une séparation juridique des activités de gestionnaire des réseaux et de fourniture d'énergies, Electricité de Strasbourg a décidé en juin 2007, de filialiser son activité de commercialisation.

Electricité de Strasbourg commercialise de l'électricité auprès d'environ 470 000 clients, dont près de 430 000 nouveaux sites éligibles au 1^{er} juillet 2007. Electricité de Strasbourg a vendu 6,5 TWh électricité et 0,5 TWh gaz en 2007.

Electricité de Strasbourg en tant que distributeur non nationalisé bénéficie de conditions d'achat spécifiques (alignées sur un tarif particulier, dit tarif de cession) pour sa clientèle régulée. En revanche, pour les autres clients, l'approvisionnement se réalise à des conditions relevant de la logique du marché de l'énergie (en opérant sur les marchés de gré à gré et sur Powernext), étant entendu que pour environ 43 % de ses besoins, Electricité de Strasbourg a pu conclure des contrats à long terme d'accès à la production.

Electricité de Strasbourg a engagé des travaux pour préparer le plan de développement stratégique 2008-2012. Les axes de développement ont été présentés au Conseil d'administration d'Electricité de Strasbourg en décembre 2007.

6.4.1.3 DALKIA

Leader sur le marché européen des services énergétiques, Dalkia a réalisé un chiffre d'affaires géré global de 6 943,4 millions d'euros en 2006 (périmètre géré : 100 % du chiffre d'affaires de Dalkia et ses filiales) (source : Rapport annuel Dalkia 2006). Dalkia dispose d'une gamme complète de services, d'un excellent maillage commercial en France et d'une forte implantation en Europe.

Aperçu des activités



ACTIVITÉS DE DALKIA

Le métier de Dalkia repose sur la gestion optimisée des énergies. Dalkia a progressivement décliné une gamme d'activités autour de la gestion énergétique : réseaux de chaleur et de froid, services thermiques et multitechniques, utilités industrielles, installation et maintenance d'équipements de production, services intégrés de gestion globale de bâtiments et prestations électriques sur voie publique.

Dalkia promeut les énergies renouvelables et les énergies alternatives telles que la cogénération, la biomasse, la chaleur produite par l'incinération des déchets ménagers, la chaleur récupérée au cours des processus industriels ou l'énergie géothermique.

DÉTAIL DE LA PARTICIPATION D'EDF DANS LA HOLDING DE DALKIA

Au 31 décembre 2007, EDF détient une participation de 34 % du capital et des droits de vote de la société holding de Dalkia, constituée sous forme de société par actions simplifiée. Le groupe EDF détient cette participation depuis décembre 2000 après avoir réalisé des opérations incluant l'apport en nature de certaines de ses filiales de services énergétiques à Dalkia. Le solde du capital de Dalkia est détenu, à hauteur de 66 %, par Veolia Environnement, société admise aux négociations sur l'Eurolist d'Euronext et sur le NYSE. EDF détient 3,91 % du capital de Veolia Environnement au 31 décembre 2007.

PACTE D'ASSOCIÉS

Le pacte d'associés conclu, le 4 décembre 2000, entre EDF et Veolia Environnement, modifié par un avenant en date du 19 avril 2005, contient une clause de changement de contrôle en vertu de laquelle chaque partenaire bénéficie du droit de racheter à l'autre, s'il venait à être contrôlé par un tiers concurrent, la totalité de sa participation dans Dalkia. Il confère également à chaque partie un droit de préemption en cas de cession des titres Dalkia à un tiers acquéreur.

6.4.1.4. AUTRES PARTICIPATIONS

Enfin, outre des participations au sein d'ELD (SMEG, Enercal, Electricité de Mayotte, EDSB), le Groupe EDF détient des filiales et participations à vocation industrielle. Ces sociétés contribuent, dans leur domaine d'activités spécifiques — production, combustible, ingénierie — aux missions du Groupe, et plus particulièrement de la Direction Production-Ingénierie : assurer la performance à court et moyen termes du portefeuille d'actifs de production d'EDF en France. Ces sociétés sont les suivantes :

- COFIVA, holding du Groupe EDF spécialisée dans l'ingénierie ;
- SAE, spécialisée dans les opérations de transport et de négoce de combustible pour le compte du Groupe EDF ;
- SOCODEL, spécialisée dans le traitement des déchets faiblement radioactifs ;
- SOPROLIF, qui exploite la chaudière de la centrale à lit fluidisé circulant (« LFC ») de Gardanne, a été cédé le 14 février 2008 à SNET ;
- FAHRENHEIT, société acquise en juin 2006, développe une activité de services de dépannage et d'entretien de matériels de chauffage et de climatisation sur le marché grand public.

6.4.2 Activités Gaz

Le Groupe EDF est présent sur le marché final du gaz naturel principalement au travers de EDF Energy (Royaume-Uni), EnBW (Allemagne), Edison (Italie) et EDF en France et en Belgique (voir sections 6.3.1.1 (« EDF Energy »), 6.3.1.2 (« Allemagne — EnBW »), 6.3.1.3.1 (« Edison »)). Le Groupe s'appuie également sur EDF Trading pour des opérations notamment relatives aux interventions sur les marchés de gros.

En 2007, l'activité gaz naturel du Groupe a porté sur un total légèrement supérieur à 290 TWh²⁹, ce qui le place parmi les acteurs significatifs du marché gazier européen en termes de volumes manipulés. Environ 60 % de ce gaz correspondent à des ventes auprès de clients. Les 40 % restant ont été utilisés dans les centrales du Groupe pour produire de l'électricité.

6.4.2.1 CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE DU MARCHÉ EUROPÉEN DU GAZ NATUREL

Le contexte réglementaire du marché du gaz fait l'objet de développements spécifiques à la section 6.5.2 (« Législation relative au marché du gaz »).

6.4.2.2 ORIENTATIONS DU GROUPE EDF DANS LE DOMAINE DU GAZ NATUREL

Le Groupe entend continuer à développer ses activités gazières en France et en Europe. Ainsi, le Groupe souhaite conforter sa place d'acteur de taille européenne sur le marché du gaz en tirant parti de son accès au marché des consommateurs finals dans le domaine de l'électricité et de ses besoins de production d'électricité à partir du gaz.

Le Groupe a un objectif de part de marché moyenne des ventes en volumes aux clients finals sur la zone regroupant France, Royaume-Uni, Allemagne et Italie en 2015 proche de 15 %.

En France, le Groupe poursuit une stratégie commerciale qui vise à fidéliser les clients les plus attractifs et à accroître la valeur de son portefeuille client :

- en ciblant les clients à forte valeur ;
- en s'appuyant sur le portefeuille clients dans l'électricité pour répondre aux attentes exprimées d'offres bi-énergie électricité-gaz ; et
- en capitalisant sur la notoriété de la marque, et notamment sur « Bleu Ciel d'EDF » pour le marché des clients résidentiels.

Le développement des ventes de gaz naturel en France a débuté en 2005 pour atteindre 9,3 TWh en 2006 et 17,9 TWh en 2007. Au 31 décembre 2007, environ 120 000 sites de clients, des particuliers jusqu'aux grands comptes, ont choisi EDF comme fournisseur de gaz naturel.

En Allemagne, en Italie et au Royaume-Uni, le développement des ventes s'appuie sur une démarche plus offensive. Au travers d'EDF Belgium, EDF a par ailleurs procédé à ses premières ventes de gaz naturel en 2006 en Belgique et développe aux Pays-Bas une centrale à cycle combiné au gaz naturel avec la société Delta.

Comme d'autres énergéticiens européens, EDF a exprimé à plusieurs reprises son intérêt pour la participation du groupe Suez dans Distrigaz, dans le cadre des contreparties demandées par la Commission

²⁹ Ventes et autoconsommations dans des centrales de production d'électricité et/ou de chaleur des sociétés EDF Energy, EnBW, Edison, EDF et BERT (Hongrie) prises à 100 %, c'est-à-dire non corrigées du pourcentage de participation (y compris minoritaires). L'activité gaz d'EDF-Trading n'est pas considérée dans ces chiffres, ni les ventes du gaz produit par Edison hors d'Italie.

Européenne à l'occasion du rapprochement entre Gaz de France et Suez. Une telle opération permettrait de tirer partie des fortes complémentarités entre Distrigaz et le Groupe EDF : complémentarités géographiques en associant le marché belge aux positions en France, en Allemagne et au Royaume-Uni, complémentarités des compétences, complémentarités des actifs en portefeuille.

Afin d'accompagner le développement de ses activités gazières, le Groupe entend sécuriser ses approvisionnements par la poursuite de la constitution d'un portefeuille diversifié, sûr et flexible d'actifs physiques et contractuels aussi bien liés à l'obtention de gaz naturel (contrats d'achat, réserves) qu'aux capacités logistiques (gazoducs, chaîne GNL, stockage).

Le Groupe a retenu une approche géographique complémentaire à partir des projets historiques d'Edison en Europe du Sud-Est et à partir de nouveaux projets développés par ses différentes entités en Europe du Nord-Ouest. Les projets engagés ou futurs visent à permettre au Groupe de conclure des négociations directes auprès des producteurs, lui permettant d'accroître son indépendance à l'égard de ses concurrents pour ses approvisionnements et d'en améliorer la compétitivité. Ils devraient également élargir le potentiel de synergies intra-Groupe dans la gestion et l'optimisation de ses positions amont³⁰/aval³¹. Par ailleurs, l'augmentation du volume manipulé lui permettra d'accroître sa capacité de négociation vis-à-vis des grands fournisseurs.

Le 14 janvier 2008, EDF et l'État du Qatar ont signé un protocole d'accord qui prévoit des collaborations dans le domaine de l'énergie. Au titre de cet accord entre le leader mondial du GNL et le leader mondial du nucléaire, EDF accompagnera le Qatar dans ses réflexions sur le recours au nucléaire civil et sur le développement des énergies renouvelables, et EDF et la société Qatar Petroleum International envisageront des prises d'intérêt en commun dans des projets gaziers développés par le groupe EDF en Europe et des partenariats de long terme dans la recherche d'autres opportunités.

6.4.2.3 LA SÉCURISATION DES APPROVISIONNEMENTS GAZIERS

EDF a aujourd'hui recours à un portefeuille d'approvisionnement conjuguant contrats moyen/long terme (tels que des contrats avec Statoil, Eni ou Gaz de France) et achats à plus court terme, notamment réalisés dans le cadre de programmes dit de Gas release (mise à disposition de gaz imposée aux acteurs historiques). En complément, le Groupe s'appuie sur EDF Trading pour intervenir sur les marchés de gros et pour couvrir ses risques. EDF dispose également de droits contractuels, directement ou via EDF-Trading, dans des gazoducs en projet aux Pays-Bas et en Belgique comme existant entre le Royaume-Uni et la Belgique ainsi que pour le déchargement de cargaisons GNL dans le terminal méthanier de Montoir de Bretagne. Le 13 février 2008, ce portefeuille a été enrichi d'un contrat d'approvisionnement de GNL portant sur un volume annuel d'1 Gm³ à compter d'avril 2009, signé avec le groupe espagnol Gas Natural.

Le Groupe est engagé dans la construction progressive d'un portefeuille de positions gazières selon la double approche géographique retenue :

- Principaux développements au nord-ouest de l'Europe

En 2006, EDF a remporté un appel à projets restreint organisé par le Port Autonome de Dunkerque (PAD) en vue de réaliser, en exclusivité et pour

une durée de trois ans, les études de faisabilité de la construction d'un terminal méthanier sur le site du port. Si celles-ci s'avèrent concluantes, la mise en service du terminal, dont la réalisation et l'exploitation seront conduites par EDF, devrait intervenir en 2012. La capacité initiale de l'ouvrage sera d'au moins 6 milliards de m³ par an en phase 1 et d'au moins 12 milliards de m³ par an en phase 2. Un protocole d'accord a été signé le 16 mars 2007 entre le PAD et EDF visant à décrire le cadre général des conditions de mise à disposition du site d'une part, et de coopération entre les parties d'autre part. Conformément à la décision de la Commission Nationale du Débat Public (CNDP) du 4 avril 2007, EDF et le PAD, en temps que maîtres d'ouvrage, ont mené conjointement un débat public durant l'automne 2007. Lors de la réunion de clôture qui s'est déroulée le 6 décembre 2007, la Commission Particulière du Débat Public a fait part de son « intention globale [...] de recommander à la CNDP d'indiquer aux maîtres d'ouvrage qu'il semble possible de poursuivre leur projet ». L'avis formel de la CNDP est attendu début 2008.

Le Groupe EDF, via sa filiale à 100 % EDF Trading, a signé le 7 juin 2007 avec Ras Laffan Liquefied Natural Gas Company Limited (II) (RasGas), société gazière qatarie, un contrat, d'une durée de 4 ans et demi, portant sur une fourniture optionnelle de gaz naturel liquéfié (GNL) pour un volume annuel allant jusqu'à 3,4 millions de tonnes, équivalent à 4,5 Gm³ ou environ 50 TWh.

EDF et EnBW ont chacun signé le 31 mai 2007 un accord avec la société allemande IVG pour stocker du gaz naturel à l'horizon 2010 à Etzel, près de la Mer du Nord. Ces accords autoriseront EDF et EnBW à utiliser, pendant une durée de 35 ans, des infrastructures de stockage en cavités salines pour un volume utile cumulé d'environ 0,4 Gm³.

EnBW a signé le 13 juin 2007 avec la société 4Gas un *Memorandum of Understanding* pour un partenariat stratégique dans le projet de terminal méthanier Liongas à Rotterdam. Cet accord prévoit la mise à disposition d'EnBW d'une capacité annuelle de 3 Gm³ et d'une part au capital de 15 % au projet de terminal dont la mise en service est prévue en 2011 pour une capacité totale de 9 Gm³/an.

- Principaux développements au sud de l'Europe

Edison devrait commencer à utiliser le terminal de Rovigo dès sa mise en service fin 2008 pour un volume de gaz en provenance du Qatar de 6,4 Gm³ par an pendant 25 ans.

Edison est engagé dans deux projets de gazoduc : l'IGI d'une capacité de 8 Gm³ par an auquel la Commission Européenne a accordé sous conditions, le 22 mai 2007, une dérogation relative à l'accès des tiers³² et le Galsi entre l'Algérie et l'Italie d'une capacité totale de 8 Gm³. Edison a signé avec Sonatrach un contrat de fourniture de gaz naturel de 2 Gm³ par an pendant 15 ans lié à ce dernier projet.

EDF a formé en Juin 2007 un groupement avec Distrigaz SA, ENI Spa et Essent Energy Trading BV, groupement pour lequel il a joué le rôle de soumissionnaire, afin de réserver les 0,825 Gm³ de capacité libérée pour 3 ans au titre de l'accès des tiers aux infrastructures dans le terminal de Fos Cavaou. Par cet accord, EDF disposera d'une capacité annuelle de l'ordre de 0,2 Gm³ à la mise en service du terminal prévue en 2008.

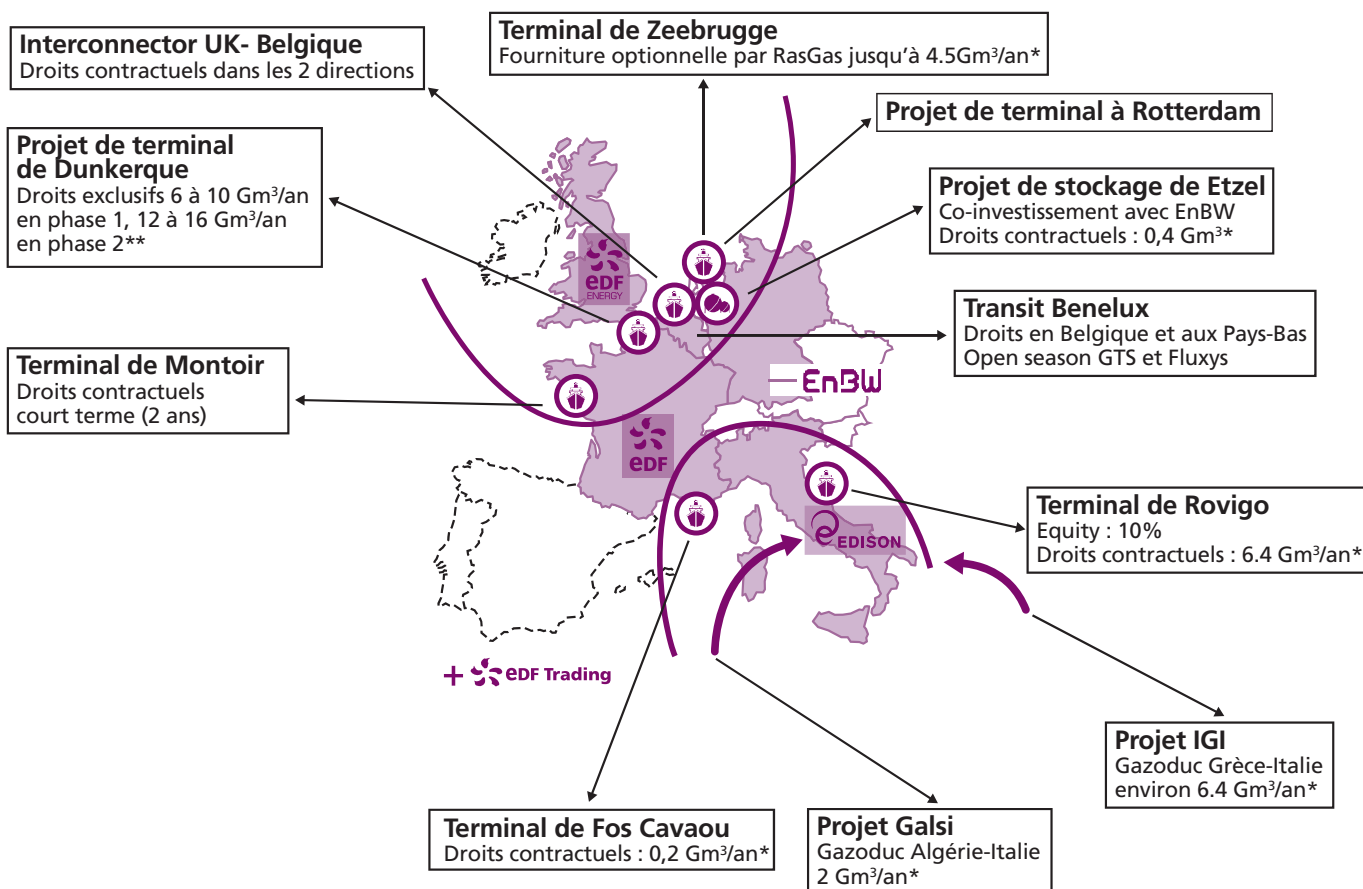
³⁰ Contrats d'achat, production de gaz, acheminement, modulation et achats sur les marchés de gros.

³¹ Engagements de fourniture auprès des clients finals, alimentation des centrales électriques et ventes sur les marchés de gros.

³² Par cette dérogation, Edison et Depa, propriétaires du gazoduc disposeront des droits d'utilisation de l'infrastructure.



AVANCÉES DANS LA MISE EN ŒUVRE DE LA STRATÉGIE GAZ



* Droits détenus par EDF ou ses filiales
** Capacité totale du projet

6.4.3 Politique de développement durable & Service public

Fort d'une culture historique de service public et d'une prise en compte ancienne des problèmes environnementaux, le Groupe EDF s'est engagé très tôt dans le développement durable avant d'en faire un de ses axes stratégiques. Cet engagement s'est ancré et en permanence enrichi. Répondant aux grands enjeux du Groupe et mis en œuvre dans ses choix et ses actions au quotidien à travers le déploiement de la politique environnementale et de la politique sociétale, il s'appuie sur une organisation interne en réseau et des principes de gouvernance fondés sur le dialogue et la transparence.

6.4.3.1 ÉTHIQUE ET GOUVERNANCE : L'ENGAGEMENT DE DÉVELOPPEMENT DURABLE D'EDF

6.4.3.1.1 LES ENGAGEMENTS DE DÉVELOPPEMENT DURABLE

Dès 2001, le Groupe s'engageait dans une démarche de développement durable à travers un « Agenda 21 » et souscrivait aux 10 principes de respect de droits de l'homme, de promotion des droits sociaux et de respect de l'environnement, rassemblés dans le Pacte Mondial (Global Compact) initié par les Nations-Unies.

En 2003, après un processus de concertation-consultation qui associait salariés et filiales, la démarche éthique a formalisé l'engagement du Groupe à respecter les cinq valeurs fondamentales de l'entreprise : respect de la personne, responsabilité environnementale, recherche de la performance, engagement de solidarité et exigence d'intégrité. Fin 2007 le nouveau référentiel, le Mémento éthique, a été diffusé au sein d'EDF et remis individuellement à chaque salarié. Pour renforcer le dispositif éthique, chaque entité opérationnelle est appelée à désigner un correspondant éthique constituant un réseau local en lien avec le dispositif d'alerte éthique assuré au niveau central par le Délégué éthique.

Le référentiel éthique du Groupe est le cadre des engagements éthiques des sociétés filiales et des codes de conduite liés à certains domaines ou métiers. Il sert également de référence aux processus fondamentaux comme le recrutement, la formation et l'évaluation des performances.

L'engagement de Développement Durable du Groupe s'inscrit dans le cadre d'engagements plus spécifiques :

- en France, la signature avec l'État d'un contrat de service public (CSP) en 2005 rassemble les engagements et les objectifs que le distributeur, le transporteur et le fournisseur d'énergie doivent réaliser au regard des missions de service public que l'État leur assigne. (voir section 6.4.3.4 (« Service public en France »)) ;

- l'accord triennal de Groupe sur la Responsabilité Sociale d'Entreprise, signé le 24 janvier 2005 avec les représentants du personnel au niveau mondial, est reconduit pour un an fin 2007. Il prévoit des engagements de nature éthique, sociale, environnementale et sociétale vis-à-vis des salariés ;
- en juin 2005, la politique environnementale fixe les orientations de l'action à conduire pour lutter contre le changement climatique et pour préserver les ressources de la planète en maîtrisant l'impact des activités industrielles. Dans ce cadre, le Groupe se donne en mai 2006 une politique de biodiversité qui précise les voies pour évaluer les impacts, préserver et restaurer les milieux naturels affectés, informer et sensibiliser les publics concernés ;
- sur le plan social, EDF a adhéré en septembre 2006 à la Charte nationale de la Diversité. En octobre, dans le cadre de l'accord RSE, est conclu un accord social de trois ans sur la sous-traitance socialement responsable qui intègre des critères d'éthique et de responsabilité sociale dans l'acte d'achat (voir section 17.5 (« Égalité des chances »)) ;
- en novembre 2007, les axes et les objectifs de la politique sociétale de l'entreprise ont été définis.

6.4.3.1.2 LES OUTILS DE MISE EN ŒUVRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE

La mise en œuvre des engagements de développement durable est une responsabilité managériale de premier rang qui s'exerce dans chacun des secteurs d'activité et dans chaque métier de l'entreprise.

Le Groupe s'appuie sur une Direction Développement Durable dont la mission est de susciter, de coordonner, et d'accompagner les actions des Directions opérationnelles visant la réalisation des engagements de Développement Durable et d'en assurer le reporting.

Les dispositions pour la mise en œuvre de l'accord sur la responsabilité sociale d'entreprise (RSE) et son suivi s'articulent notamment autour d'un bilan annuel et d'un Comité de dialogue à l'échelle du Groupe (voir section 17.6.3 (« Dialogue social et représentation du personnel du Groupe »)).

Le Groupe s'appuie également sur un système de management environnemental (SME) déployé dans toutes les entités. La certification ISO 14001 a été obtenue en 2002 et renouvelée en 2005 pour 3 ans. Le SME a été simplifié en 2006 de façon à ordonner l'ensemble des actions, des objectifs et des indicateurs selon les engagements de la politique environnementale du Groupe avec une animation assurée au travers d'un Directoire et de groupes thématiques. Il convient de relever que la moitié de l'intéressement (part du Groupe) du personnel d'EDF est calculée en fonction du degré d'atteinte des objectifs définis dans le programme de management environnemental.

Les projets importants du Groupe sont soumis, avant leur examen en Comité des Engagements et des Participations, à une revue permettant d'évaluer leur exposition aux risques de non réalisation d'engagements de Développement Durable.

6.4.3.1.3 DIALOGUE, TRANSPARENCE, ÉVALUATION

Le Groupe met en œuvre diverses modalités pour assurer les échanges et un dialogue de qualité avec l'ensemble des parties prenantes de son activité. Cela se traduit aussi bien par la mise en place d'instances de concertation sur le périmètre des établissements industriels dans le cadre des Comités de liaison et d'information, que par des partenariats noués avec des organisations non gouvernementales.

Au niveau central, le Groupe s'est entouré d'un panel réunissant des personnalités qualifiées, extérieures et indépendantes, le *Sustainable Development Panel*. Présidé par une personnalité extérieure au Groupe,

ce panel a un rôle de conseil sur les orientations du Groupe et fournit une appréciation critique de la mise en œuvre de son engagement en matière de développement durable.

L'engagement de développement durable est également un engagement de transparence vis à vis des parties prenantes qui se traduit par un processus de reporting exercé notamment auprès du Conseil d'administration dans le cadre du rapport annuel d'activité et du rapport Développement Durable. Il s'appuie sur les indicateurs définis sur la base des critères établis par le *Global Reporting Initiative*. Le Groupe s'est engagé dans une démarche progressive de vérification par ses Commissaires aux Comptes de la qualité de ces indicateurs environnementaux et sociaux. La première étape conduite sur les données de 2005 et 2006 a consisté en une revue des procédures de remontée des indicateurs aboutissant à un premier niveau d'attestation dite de « procédures convenues ». Pour l'exercice 2007, la Direction du Développement Durable a atteint un niveau supérieur d'attestation dite d'« assurance modérée » sur les données des entités auditées par les Commissaires aux Comptes.

Les informations de développement durable publiées par le Groupe sont la base des évaluations formées par les agences de notation ou les départements d'analyse extra-financière agissant pour le compte d'investisseurs. Depuis 2005, EDF a intégré l'indice ASPI, indice « éthique » regroupant 120 entreprises évaluées sur la base de leur performance de développement durable par l'agence de notation française Vigeo.

6.4.3.2 LA POLITIQUE ENVIRONNEMENTALE

Pour guider son activité de production, son action commerciale, ses actions de recherche et développement et ses relations avec les parties prenantes, le Groupe EDF met en œuvre ses politiques environnementale et biodiversité dans l'ensemble de ses entités.

6.4.3.2.1 CONTRIBUER À LA LUTTE CONTRE LE CHANGEMENT CLIMATIQUE

En tant qu'énergéticien, le Groupe EDF contribue aux grands enjeux globaux en participant activement tant aux négociations internationales sur le changement climatique qu'à la mise en œuvre des mécanismes du protocole de Kyoto et de la directive européenne ETS (quotas d'émissions, mécanismes de flexibilité).

6.4.3.2.1.1 ÉMISSIONS DE CO₂ STRATÉGIE DU GROUPE

Le parc de production du Groupe EDF est le premier par sa taille en Europe ; il est aussi un des moins émetteurs de CO₂, grâce à la proportion représentée par les centrales nucléaires et hydrauliques dans son mix de production : en France, 95 % de la production électrique est sans émission de CO₂, ce qui porte le taux d'émissions spécifiques à moins de 50 g CO₂/kWh, à comparer à la moyenne des États européens voisine de 400 g CO₂/kWh. Les émissions spécifiques du Groupe EDF à l'échelle mondiale étaient en 2007 de 120 g CO₂/kWh (périmètre hors Edison et Dalkia) (estimations EDF).

Le Groupe a l'ambition de rester l'entreprise de production d'électricité émettant le moins de CO₂ par kWh produit parmi les sept grands producteurs européens grâce à sa politique d'optimisation de l'utilisation de ses actifs, sa politique d'investissement et enfin grâce à la création et à la promotion d'offres commerciales et de conseils dans le domaine de l'utilisation de l'énergie pour tous ses clients.

EDF dispose de plusieurs leviers afin de réduire ses émissions de gaz à effet de serre comme à court terme l'optimisation du parc de production actuel en jouant sur son mode d'exploitation (en intégrant le coût du carbone dans l'ordre d'appel des moyens de production) ou en améliorant ses performances, ou encore en ayant recours aux marchés

Aperçu des activités



des permis d'émissions et d'électricité. En termes d'actions à plus long terme, les principaux leviers sont l'adaptation de l'outil de production (renouvellement des centrales, préservation du potentiel hydraulique, intégration des énergies renouvelables et déclassement des moyens les plus polluants), le développement des services de maîtrise de la demande d'énergie auprès de ses clients et le recours aux énergies renouvelables, ainsi que l'utilisation des mécanismes de projets prévus par le Protocole de Kyoto. En effet, pour faciliter la réalisation des engagements du protocole de Kyoto, il est possible de recourir à des mécanismes dits « de flexibilité » en complément des politiques et mesures mises en œuvre au plan national. Ces mécanismes sont au nombre de trois :

- les permis d'émission : cette disposition permet de vendre ou d'acheter des droits à émettre entre pays industrialisés ;
- la mise en œuvre conjointe (MOC) : qui permet à un pays développé de procéder à des investissements dans un autre pays développé, afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre en dehors de son territoire national et de bénéficier des crédits d'émission générés par les réductions ainsi obtenues ;
- le mécanisme de développement propre (MDP) : proche du dispositif précédent, mais concernant des investissements effectués par un pays développé dans un pays en développement.

EDF examine aujourd'hui les conditions dans lesquelles des projets d'investissement pourraient relever de l'utilisation de ces mécanismes.

6.4.3.2.1.2 DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES (ENR)

Le développement des énergies renouvelables est au cœur de la stratégie du Groupe EDF, avec l'objectif de développer de manière durable et rentable sa présence sur les énergies renouvelables en France et en Europe par la maîtrise industrielle des filières matures et par l'innovation technologique pour les filières en devenir.

Ces développements concernent aussi bien les moyens de production centralisée (comme la construction d'un projet hydroélectrique à Nam Theun 2 au Laos) ou semi-centralisée ou bien décentralisée en combinant des actions dans le domaine de la maîtrise de l'énergie (intégrée au bâtiment, notamment : solaire thermique ou photovoltaïque, pompes à chaleur, chauffage bois). Le Groupe EDF développe aussi ses positions dans l'énergie photovoltaïque sur l'ensemble de la chaîne de valeur : investissements dans la technologie du silicium, fabrication de panneaux avec sa filiale Tenesol, développement de centrales solaires au sol, lancement d'offres photovoltaïques, etc. Ainsi, le Groupe EDF compte tripler, seul ou avec des partenaires, ses capacités installées en énergies renouvelables (hors hydraulique) d'ici 2012.

6.4.3.2.1.3 ACTIONS DE RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

Une partie importante du budget de R&D est consacré à des technologies non émettrices de CO₂.

Les projets de R&D dédiés à l'environnement couvrent l'ensemble des problématiques amont et aval de l'électricité comme :

- l'analyse des techniques de captage du CO₂ ;
- les technologies nucléaires : la génération IV qui succédera à terme aux réacteurs de type EPR, le stockage géologique des déchets radioactifs ;
- les technologies de production décentralisée : la micro-cogénération, les piles à combustibles, les hydroliennes en mer, les nouvelles technologies sur l'énergie solaire, la gazéification de la biomasse ;
- la gestion intelligente des réseaux et systèmes de comptage, combinant production centralisée et décentralisée ;
- les usages performants de l'électricité : par exemple, l'amélioration des

performances des pompes à chaleur, les véhicules électriques et les véhicules hybrides rechargeables.

6.4.3.2.1.4 MAÎTRISE DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE (MDE)

EDF est très fortement engagée dans la maîtrise de l'énergie auprès de ses différents types de clients en leur proposant des offres adaptées. Elle compte amplifier encore cette démarche en lui associant une composante dédiée à la réduction des émissions de CO₂ et ainsi permettre à ses clients de participer à la lutte contre le changement climatique.

Les offres commerciales du Groupe sont résolument tournées vers les économies d'énergie et l'efficacité énergétique. En France, la gamme d'offre intègre de plus en plus fortement l'éco-efficacité énergétique et la réduction des émissions de CO₂, comme dans le bâtiment par exemple, avec des offres de service de MDE (isolation, rénovation) et une forte intégration des ENR au bâti (géothermie par les pompes à chaleur, photovoltaïque, solaire thermique, biomasse). De plus, EDF propose à ses clients de choisir une énergie peu ou pas émettrice de CO₂ par le biais de ses offres commerciales (voir section 6.2.1.2.2.3 (« Direction Commerce »)).

EDF applique aussi en interne cet engagement en travaillant sur ses émissions diffuses : bâtiment de bureaux, véhicules professionnels, programme de MDE auprès des salariés du Groupe.

6.4.3.2.2 MAÎTRISE DES IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX ET SANITAIRES À L'ÉCHELLE LOCALE

La mise en place d'un système de management de l'environnement (SME) implique non seulement le respect de la réglementation mais aussi l'engagement d'améliorer sans cesse les pratiques et les performances en matière de protection du public et de l'environnement.

6.4.3.2.2.1 QUALITÉ DE L'AIR ET DE L'EAU

Maîtrise des impacts des centrales nucléaires en France

La gestion des effluents radioactifs gazeux et liquides des centrales obéit à une réglementation très stricte et à la volonté forte de l'entreprise de limiter les impacts environnementaux et sanitaires de ses installations réaffirmée dans la politique environnementale du Groupe. La performance des centrales en termes de rejets dépend non seulement de l'efficacité des systèmes de traitement des effluents mais aussi des pratiques d'exploitation.

Les actions engagées en termes de conception et d'exploitation font que les rejets radioactifs ont atteint un niveau « plancher » très faible.

S'agissant des rejets chimiques, des actions sont développées pour assurer une plus grande maîtrise des effluents, à l'image de ce qui a été fait pour les effluents radioactifs. Les circuits tertiaires de refroidissement d'eau font l'objet d'une attention particulière, en raison de l'importance des débits mis en jeu. Des traitements biocides permettent notamment de maîtriser les proliférations de micro-organismes dans les eaux de ces circuits.

En complément des contrôles réalisés sur ses installations, EDF effectue des mesures de surveillance de l'environnement pour en évaluer l'impact de fonctionnement. Cette surveillance est assurée par des campagnes radio-écologiques et hydrobiologiques réalisées par des laboratoires extérieurs et des universités.

Maîtrise des impacts des centrales thermiques à flamme (THF) en France

Les performances environnementales des centrales THF ont été sans cesse

améliorées pour répondre au renforcement des exigences lors des révisions réglementaires successives. L'ambitieux programme d'adaptation et de rénovation du parc de production THF initié en 2005 en France va encore concourir à améliorer ces performances.

Ce programme intègre à la fois les exigences d'amélioration de la qualité de l'air et de réduction des émissions atmosphériques, les réglementations relatives aux gaz à effet de serre, tout en prenant en compte la sécurité d'approvisionnement et les coûts des combustibles fossiles.

L'ensemble des dispositions (installations de systèmes de dénitrification des fumées, renforcement des équipements de dépoussiérage, changements de combustible, optimisation de la combustion, etc.) se traduit par une diminution significative des émissions spécifiques et du volume global des émissions de SO₂, de NO_x et de poussières, pour une même quantité d'électricité produite, en conformité avec les deux échéances d'application de la directive GIC au 1^{er} janvier 2008, puis au 1^{er} janvier 2016 (voir section 6.5.4.3 (« Réglementations applicables aux autres modes de production du Groupe EDF »)).

Maîtrise des impacts des aménagements hydroélectriques

Depuis de nombreuses années, le Groupe EDF s'est attaché à renforcer son rôle dans la gestion de l'eau, d'accroître sa connaissance des écosystèmes et de leur fonctionnement, à réduire encore l'impact de ses ouvrages sur l'environnement en assurant une bonne continuité écologique et sédimentaire.

La mise en concurrence du renouvellement des titres des aménagements hydroélectriques en France incite les opérateurs, dont EDF, à définir des modes d'exploitation permettant encore d'améliorer l'équilibre entre production d'énergie, autres usages de l'eau, et respect de l'environnement, en particulier en mettant en œuvre une gestion coordonnée par bassin versant.

6.4.3.2.2 AUTRES IMPACTS (DÉCHETS, SOLS POLLUÉS, ...)

Les activités industrielles d'EDF ont des conséquences en terme de pollution de sols. Un recensement est en cours afin d'identifier puis de caractériser l'ensemble du foncier appartenant à EDF. Cet inventaire doit se terminer en 2008. D'ores et déjà, sur 1 620 sites analysés, 72 sont pollués (à un degré plus ou moins important) et 375 le sont potentiellement (en attente des résultats d'investigations complémentaires).

Le décret du 18 janvier 2001 transcrit en droit français la directive 96/59/CE du 16 septembre 1996 concernant l'élimination des PCB et PCT, et prévoit la réalisation d'un plan d'élimination des PCB, à partir d'inventaires constitués sur la base des déclarations des détenteurs d'appareils contenant des PCB. L'échéance pour cette élimination est fixée au 31 décembre 2010. Comme tous les autres détenteurs d'un nombre important d'appareils contenant du PCB, EDF a rédigé un « plan particulier d'élimination » qui est repris dans le texte de l'arrêté du 26 février 2003. Depuis lors, EDF rend compte annuellement de l'avancement de son action d'élimination auprès de l'Administration concernée.

Chaque année EDF publie un bilan de la gestion de ses déchets industriels conventionnels, issus des activités de production ainsi que des centres de recherche et développement. Le nouveau logiciel OGIDE, en cours de déploiement, permettra tout à la fois d'établir un bilan pour l'ensemble d'EDF et de répondre simplement à la nouvelle réglementation.

6.4.3.2.3 MAÎTRISE DES SITUATIONS D'URGENCE ET DES CRISES ENVIRONNEMENTALES

Dans le cadre de son analyse environnementale, chaque entité au sein d'EDF identifie les situations d'urgence environnementale qu'elle pourrait

rencontrer. Pour chacune d'elles, un plan d'intervention est mis au point et régulièrement testé de manière à optimiser le temps et les processus d'intervention. De plus, dans le cas d'un incident environnemental, des dispositions nationales sont prévues afin d'informer la Direction du Groupe et fournir l'information à donner aux autorités administratives et aux médias.

6.4.3.2.3 CONTRIBUER À LA PRÉSERVATION DE LA BIODIVERSITÉ

La préservation de la biodiversité est aujourd'hui considérée comme un enjeu environnemental majeur.

Le caractère très transverse de cette thématique a conduit à l'établissement d'une politique biodiversité spécifique. Cette politique, signée en mai 2006, est mise en œuvre dans le cadre du système de management environnemental (SME) du Groupe.

Cette politique organise son action en 3 axes (connaissance, préservation et sensibilisation), renforcés par les actions menées par la Fondation EDF Diversiterre.

6.4.3.2.3.1 MIEUX CONNAÎTRE LA BIODIVERSITÉ

Parce que mieux connaître la biodiversité permet de mieux la préserver, EDF mène sur ses sites de nombreux programmes d'observation.

- Sur ses sites nucléaires, des actions de surveillance hydro-écologique et radio-écologique sont menées depuis 20 ans en lien avec de grands établissements publics tels que l'IFREMER (Institut Français de Recherche pour l'Exploitation de la Mer), l'IRSN (Institut de Radioprotection et de Sécurité Nucléaire), le CEMAGREF (Centre d'Études du Machinisme Agricole, du Génie Rural, des Eaux et des Forêts) et le CSP (Conseil Supérieur de la Pêche).
- EDF est également particulièrement attentif à l'étude de l'impact de ses ouvrages hydroélectriques sur la biodiversité en assurant un suivi de la faune et de la flore terrestre et aquatique, ainsi que de la qualité des eaux.

6.4.3.2.3.2 AGIR POUR PRÉSERVER LA BIODIVERSITÉ

EDF s'implique aux côtés de partenaires que sont les collectivités, les associations, les pouvoirs publics en France et à l'étranger.

- De nombreuses actions d'entretien des espaces naturels à proximité des sites sont menées sur la durée avec un impact favorable sur la biodiversité : inventaires d'espèces présentes sur les sites, installation de nichoirs, suivi de populations d'oiseaux, entretien des berges de fleuves à proximité des sites, etc.
- Dès le début des années 80, EDF s'est impliqué dans la restauration des grands axes de migration des poissons en s'investissant notamment dans la recherche et la conception de passes à poissons, dont l'une des plus grandes d'Europe, mise en service au barrage de Gamsheim en 2006, va permettre le retour du saumon sur une nouvelle portion du Rhin.
- Initiée également au début des années 80, l'action d'EDF en faveur de l'avifaune a pris une nouvelle dimension en 2004 avec la création du Comité National Avifaune, instance nationale de concertation sur le thème des oiseaux et des lignes électriques. Ce comité regroupe EDF et ses entités de transport et de distribution d'électricité, avec le Centre Ornithologique Rhône-Alpes et la Ligue de Protection des Oiseaux (LPO) représentants officiellement France Nature Environnement (FNE).

6.4.3.2.3.3 FORMER ET SENSIBILISER À LA BIODIVERSITÉ

EDF organise auprès de son personnel et de ses prestataires des actions de formation et de sensibilisation sur les enjeux de la biodiversité, ses acteurs ou encore le cadre réglementaire associé.

Aperçu des activités



EDF communique également sur la biodiversité auprès du grand public, des milieux scolaires et des élus locaux par le biais de projets.

6.4.3.3 LA POLITIQUE SOCIÉTALE

6.4.3.3.1 LES ENJEUX

EDF a la conviction que l'amélioration de ses performances environnementales et sociétales sont indissociables de sa performance économique.

Le Groupe EDF a ainsi défini en 2007 une nouvelle politique sociétale visant à créer et développer les liens avec l'ensemble des parties prenantes externes, à optimiser et renforcer les liens avec les clients vulnérables, et à dynamiser ses liens internes.

Cette politique suscite, accompagne et vient consolider les actions existantes en les mettant en cohérence au sein du Groupe. Les principes de la politique s'inscrivent dans le respect de ceux du Pacte Mondial des Nations Unies et sont repris dans l'accord RSE et dans le contrat de service public.

6.4.3.3.2 LES ORIENTATIONS

La politique sociétale du Groupe EDF prend en compte la diversité des parties prenantes (clients vulnérables, chercheurs d'emplois, personnes souffrant d'un handicap, etc.). Elle participe à la promotion de l'éco-efficacité énergétique et vise à favoriser l'accès aux services essentiels pour les personnes vulnérables, soutenir les projets liés à l'habitat et à l'emploi pour ces populations et contribuer à l'effort éducatif en lien avec les besoins du Groupe et de ses partenaires.

Les principales orientations de la politique sociétale du Groupe EDF sont les suivantes :

- favoriser l'accès aux services essentiels pour les personnes vulnérables en offrant une réponse simple et adaptée aux clients en difficulté, avec un conseil en maîtrise de l'énergie, en accompagnant les jeunes salariés dans l'insertion professionnelle, et en apportant une aide d'urgence aux personnes dans les crises techniques et environnementales ;
- développer la proximité, en soutenant les projets locaux en lien avec l'activité du Groupe EDF, et en améliorant la qualité de vie, notamment en offrant son expertise en ingénierie de projet, en associant des conseils en maîtrise de l'énergie au niveau des plans locaux de rénovation et d'isolation de l'habitat (zones ANRU en France, *Warm Zones* en Angleterre) et en favorisant la recherche d'emploi en rapport avec les besoins locaux liés à ces projets ;
- contribuer à l'effort éducatif, dans le monde de l'énergie, notamment en développant la formation sur ses métiers et ceux de ses partenaires, tout en promouvant la diversité, en contribuant à la maîtrise de l'énergie par l'éducation des jeunes générations, et en participant au débat européen en matière sociétale.

La déclinaison de la politique sociétale est portée à la connaissance de l'ensemble du personnel au niveau du Groupe et fait l'objet d'un dialogue constant.

6.4.3.4 SERVICE PUBLIC EN FRANCE

DÉFINITION LÉGALE DU SERVICE PUBLIC EN FRANCE

Les principes fondamentaux du service public (mutabilité, continuité et égalité d'accès) ont été développés dans la Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public d'électricité qui s'applique à tous les opérateurs du service public de

l'électricité (voir section 6.5.1.2 (« Législation française ») ci-dessous pour une description de cette réglementation).

LE CONTRAT DE SERVICE PUBLIC

Un contrat de service public entre l'État et EDF a été conclu le 24 octobre 2005 de façon pérenne, la Loi du 9 août 2004 ne fixant pas de durée au contrat mais imposant simplement qu'un bilan d'exécution triennal soit présenté au Parlement. Il décline le niveau des engagements pris par EDF sur la période 2005-2007 et précise les modalités de compensation financière des engagements de service public (à savoir le tarif intégré, la CSPE ou le TURP). Au-delà de cette période, les adaptations apportées au contrat prendront en compte le bilan triennal de sa mise en œuvre, prévu par la Loi du 9 août 2004, et les évolutions éventuelles du contexte législatif et réglementaire.

OBJET DU CONTRAT DE SERVICE PUBLIC

Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence du service public de l'électricité et en conséquence la garantie du service public dans le cadre de l'ouverture des marchés de l'électricité dont EDF est un des acteurs, en particulier en France.

ÉVOLUTION PLURIANNUELLE DES TARIFS DE VENTE DE L'ÉLECTRICITÉ

Conformément à l'article 1^{er} de la Loi du 9 août 2004, l'un des engagements du contrat de service public porte sur l'évolution pluriannuelle des tarifs de vente de l'électricité. En application de l'article 4 de la Loi du 10 février 2000, les tarifs de vente aux clients non éligibles et éligibles n'ayant pas fait valoir leur éligibilité restent réglementés. Dans cet article, il est précisé que ces tarifs doivent couvrir « l'ensemble des coûts supportés [...] par EDF et par les distributeurs non nationalisés ».

Dans le cadre de ces dispositions, l'État et EDF s'accordent sur la nécessité de faire évoluer progressivement les tarifs de vente intégrés afin que la structure générale des tarifs de vente et la structure propre à certaines options tarifaires reflètent la structure des coûts.

Les tarifs réglementés ont augmenté de 1,1 % à compter du 16 août 2007. Cette évolution, légèrement inférieure à l'inflation (sur un an de juillet 2006 à juin 2007) s'applique aux clients particuliers ainsi qu'aux entreprises qui ont choisi, dans le cadre de l'ouverture des marchés, de rester facturées au tarif réglementé. Cette augmentation est conforme au contrat de service public, signé entre EDF et l'État le 24 octobre 2005 qui garantit que la hausse des tarifs de vente de l'électricité pour les particuliers ne sera pas supérieure à l'inflation les 5 premières années après signature de ce contrat.

ENGAGEMENTS D'EDF (HORS GESTIONNAIRES DE RÉSEAU)

Les engagements incombant à EDF en matière de service public concernent :

- L'accès au service public de l'électricité et la fourniture d'électricité aux clients non éligibles. Il s'agit notamment des engagements relatifs :
 - à la fourniture d'électricité aux clients non éligibles et à la maîtrise de la demande d'énergie. Ces deux missions sont couvertes par le tarif intégré ;
 - à la cohésion sociale. Les conditions de compensation des coûts liés à cette mission par la CSPE et le tarif intégré sont précisées par la Loi du 10 février 2000 ;
 - à l'accès au service public. Ces actions sont couvertes par le tarif intégré ainsi que par le TURP.
- La production et la commercialisation. Ces domaines comprennent :
 - la mise en œuvre de la politique énergétique (participation à l'élaboration de la programmation pluriannuelle des investissements et contri-

buton à ses objectifs, maîtrise de la demande d'énergie, certificats d'économies d'énergie, etc.) ;
– le maintien d'une production électrique sûre et respectueuse de l'environnement.

- EDF dégagera les ressources nécessaires à ces deux missions dans les recettes générées soit par le tarif intégré, soit par les prix de vente de l'électricité pour l'électricité vendue à des clients ayant exercé leur éligibilité ou sur les marchés.
- La contribution à la sûreté du système électrique. EDF s'engage à ce titre à conclure différents contrats avec RTE-EDF Transport relatifs notamment à l'optimisation des interventions sur les ouvrages de production et à la disponibilité des moyens nécessaires à l'équilibre du réseau.

ENGAGEMENTS DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAU

Au travers du contrat de service public, les gestionnaires de réseau EDF Réseau de Distribution et RTE-EDF Transport ont pris des engagements concernant la gestion des réseaux publics et la sûreté du système électrique. Le financement de ces engagements est assuré par le tarif d'utilisation des réseaux.

Ces engagements concernent en particulier la sécurisation des réseaux, la qualité d'alimentation, la sécurité des tiers et la préservation de l'environnement, quatre domaines où les attentes identifiées des clients et des collectivités locales sont particulièrement fortes.

En particulier, l'État estime que RTE-EDF Transport consacrerà à la politique de sécurisation de l'ordre de 100 millions d'euros par an.

La CRE a retenu dans sa proposition tarifaire approuvée en date du 23 septembre 2005 par les pouvoirs publics, une hypothèse de stabilité des investissements.

SUIVI DU CONTRAT DE SERVICE PUBLIC

Le contrat de service public conclu entre l'État et EDF en 2005 fait l'objet d'un suivi annuel par les parties et d'un rapport triennal transmis au Parlement. Le comité de suivi s'est réuni pour la première fois en juin 2006 afin d'examiner le bilan 2005 des engagements pris par EDF et l'État. À l'automne 2006, ce bilan a été présenté aux organes de gouvernance du groupe EDF (en comité stratégique du Conseil d'Administration pour EDF, et Conseil de Surveillance pour RTE-EDF Transport). Les résultats de ce premier bilan sont positifs : ils sont conformes aux objectifs chiffrés ainsi qu'aux engagements qualitatifs d'EDF, et garantissent le niveau de service public attendu en terme de gestion des réseaux de distribution et transport, de cohésion sociale et territoriale et de contribution à la politique énergétique nationale. Le suivi 2006 a fait l'objet de plusieurs réunions thématiques de préparation, courant 2007 entre EDF et l'État. Une réunion de suivi entre les parties s'est déroulée en janvier 2008. Un bilan triennal sera établi sur la base des résultats 2007 et présenté au Parlement. Parallèlement une préparation du prochain contrat de service public a été mise en œuvre fin 2007, sur des bases renouvelées, pour une signature courant 2008.

6.5 Environnement législatif et réglementaire

Les entités du groupe EDF sont soumises à une grande diversité de réglementations dans le cadre de leurs activités. EDF est en particulier soumise à la législation communautaire applicable aux marchés de l'électricité et du gaz, qui a été transposée en droit français. EDF est également soumise, notamment, à la réglementation relative aux concessions de distribution d'électricité et aux réglementations applicables en matière d'environnement, de nucléaire et de sécurité.

Les dispositions législatives ou réglementaires mentionnées ci-dessous n'ont pas pour vocation de fournir une description exhaustive de l'ensemble des dispositions législatives et réglementaires applicables au Groupe EDF.

6.5.1 Législation relative au marché de l'électricité

6.5.1.1 LÉGISLATION EUROPÉENNE

C'est la directive 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil en date du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité qui a constitué le point de départ de l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence.

Cette directive, qui posait notamment le principe de l'éligibilité des plus gros clients industriels, a été abrogée par la directive 2003/54/CE du 26 juin 2003 qui établit des règles communes concernant la production, le transport, la distribution et la fourniture d'électricité et dont est

aujourd'hui issue la réglementation du marché de l'électricité en France.

Cette directive définit les modalités d'organisation et de fonctionnement du secteur de l'électricité, les règles d'accès au marché, les critères et les procédures applicables aux appels d'offres et à l'octroi des autorisations ainsi que les modalités d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution.

OUVERTURE DU MARCHÉ

La directive de juin 2003 prévoyait un calendrier d'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence. Tous les clients non résidentiels (c'est-à-dire les personnes physiques ou morales achetant de l'électricité non destinée à leur usage domestique, cette définition englobant les producteurs et les clients grossistes) sont devenus des clients éligibles le 1^{er} juillet 2004. Depuis le 1^{er} juillet 2007, l'ensemble des clients, y compris les clients résidentiels, est éligible.

ENQUÊTES RELATIVES AU SECTEUR DE L'ÉNERGIE

La Commission Européenne a annoncé, par une communication en date du 13 juin 2005, une enquête sectorielle sur le fondement de l'article 17 du Règlement n° 1/2003 CE afin d'identifier les éventuelles distorsions de concurrence et dysfonctionnements de type comportemental ou structurel sur les marchés du gaz et de l'électricité. Cette enquête s'est ajoutée aux mesures de surveillance prises par la Commission concernant l'application de la législation communautaire en matière d'énergie et à un rapport détaillé sur l'état d'avancement de la création du marché intérieur du gaz et de l'électricité en date du 15 novembre 2005.

Aperçu des activités



L'enquête est essentiellement consacrée, pour le secteur de l'électricité, au bon fonctionnement des marchés de gros et à la manière dont s'établissent les prix, ainsi qu'à l'étude de la façon dont les marchés nationaux s'intègrent, au fonctionnement des interconnexions transfrontalières, et aux conditions de sourcing. L'enquête examine également les éventuelles barrières à l'entrée sur ces marchés, liées par exemple aux accords à long terme. Enfin, tant pour le gaz que pour l'électricité, l'enquête analyse les liens entre les exploitants de réseaux et leurs filiales commerciales. Le 10 janvier 2007, la Commission Européenne a publié son « Rapport Final » et proposé un ensemble intégré de mesures dans le domaine de l'énergie et du changement climatique pour le 21^{ème} siècle. Ce rapport contient en particulier une communication sur les perspectives du marché intérieur du gaz et de l'électricité.

Ce « Rapport Final » confirme les cinq principaux obstacles à un fonctionnement concurrentiel des marchés de l'électricité et du gaz, déjà mentionnés dans le rapport préliminaire du 16 février 2006 (voir section 6.5.4.5.1.1 (« Présentation du « Paquet Énergie et changement climatique » »)) :

- les marchés de gros conserveraient en général le haut niveau de concentration atteint durant la période de prélibéralisation, laissant aux opérateurs historiques la possibilité de faire monter les prix ;
- les consommateurs seraient privés de choix en raison des difficultés qu'éprouveraient les nouveaux fournisseurs à accéder aux marchés. Une séparation insuffisante entre les activités d'infrastructure et de fourniture empêcherait les nouveaux entrants d'atteindre le consommateur final ;
- il n'existerait pas de concurrence transfrontalière significative. Les nouveaux entrants sur le marché du gaz ne seraient pas en mesure d'obtenir la capacité de transit requise sur les principaux itinéraires et l'intégration sur le marché de l'électricité serait freinée par une capacité insuffisante des interconnexions et par des réservations de capacités à long terme ;
- les nouveaux entrants ne pourraient pas obtenir les informations dont ils ont besoin pour pouvoir livrer une concurrence effective. Ce manque de transparence profiterait aux opérateurs historiques et porterait préjudice aux nouveaux entrants ;
- souvent les prix ne seraient pas fixés dans des conditions de pleine concurrence et de nombreux consommateurs d'électricité n'auraient pas confiance dans la manière dont les prix sont fixés.

La Commission Européenne avait ensuite annoncé, le 4 avril 2006, s'être « résolument engagée dans une action déterminée de suivi de la mise en œuvre de la législation relative au marché intérieur de l'énergie et d'examen détaillé de la conformité de toutes les lois de base adoptées par les États membres pour transposer les directives gaz et électricité ». Elle avait en outre indiqué avoir à cet égard envoyé 28 lettres de mise en demeure destinées à 17 États membres, dont la France.

Par ailleurs, en Grande Bretagne, l'Ofgem a, le 28 juillet 2005, ouvert à l'encontre d'EDF Energy une enquête formelle en application du Competition Act pour retrait de fourniture de services à l'égard des tiers. L'Ofgem a indiqué dans sa requête qu'elle avait des motifs raisonnables de penser qu'EDF Energy avait violé les dispositions du chapitre II du Competition Act et/ou de l'article 82 du traité des Communautés Européennes en supprimant les services de collecte et de consolidation de données réalisés pour le compte de fournisseurs tiers dans les régions de Londres et SWEB.

En juillet 2006, l'Ofgem avait émis un projet de « décision de non violation » précisant qu'EDF Energy n'avait pas violé les dispositions précitées car elle n'était pas dominante sur les marchés sur lesquels elle

intervient et que par conséquent il n'y avait pas de fondement pour entamer une action.

La décision finale de l'Ofgem a été publiée le 24 janvier 2007, mettant ainsi fin à cette procédure.

Enfin, la Commission Européenne a procédé, les 12 et 13 décembre 2006, à une perquisition chez les principaux groupes actifs sur le marché de l'énergie allemand, dont EnBW, dans le cadre d'une enquête sur d'éventuels comportements contraires au droit européen de la concurrence et notamment les articles 81 et 82 du Traité CE. Ces perquisitions ne signifient nullement que les entreprises concernées soient accusées d'avoir eu un comportement anticoncurrentiel.

DISSOCIATION COMPTABLE ET TRANSPARENCE DE LA COMPTABILITÉ

La directive du 26 juin 2003 prévoit que les entreprises d'électricité doivent faire contrôler et publier leurs comptes annuels selon les règles nationales relatives aux comptes annuels des sociétés de capitaux, et qu'en vertu du principe de dissociation comptable, elles doivent établir des comptes séparés pour chacune de leurs activités de transport et de distribution. Jusqu'au 1^{er} juillet 2007, elles devaient également tenir des comptes séparés pour les activités de fourniture aux clients éligibles et les activités de fourniture aux clients non éligibles. Depuis cette date, elles doivent, en application de l'article 25 de la Loi du 10 février 2000 tel que modifié par l'article 13 de la Loi du 7 décembre 2006, tenir une comptabilité interne permettant de distinguer la fourniture aux clients ayant exercé leurs droits et la fourniture aux clients aux tarifs réglementés.

Les États membres ou toute autre autorité désignée ont un droit d'accès à la comptabilité des entreprises d'électricité.

LIGNES DIRECTES

Les États membres doivent prendre les mesures nécessaires pour permettre (i) à tous les producteurs d'électricité et à toutes les entreprises de fourniture d'électricité d'approvisionner par une ligne directe leurs propres établissements, filiales et clients éligibles, et (ii) à tout client éligible d'être approvisionné en électricité par une ligne directe par un producteur et des entreprises de fourniture.

Règlement CE n° 1228/2003 du 26 juin 2003

Un règlement (CE) n°1228/2003 du parlement Européen et du Conseil en date du 26 juin 2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité a été adopté afin de compléter la directive du 26 juin 2003. Les dispositions de ce règlement sont entrées en vigueur le 1^{er} juillet 2004.

Ce règlement prévoit notamment un mécanisme de compensation entre les gestionnaires de réseaux de transport pour les coûts générés par l'accueil de flux d'électricité transfrontaliers sur leurs réseaux, cette compensation étant payée par les gestionnaires de réseaux nationaux de transport d'où les flux transfrontaliers sont originaires, et de réseaux où ces flux aboutissent.

En outre, il édicte un principe de transparence des redevances d'accès aux réseaux, celles-ci tenant également compte de la nécessité de garantir la sécurité des réseaux et reflétant les coûts effectivement engagés.

Dans le cadre du troisième « paquet énergie » présenté le 19 septembre 2007, la Commission a proposé de modifier le règlement 1228/2003 (voir section 6.5.4.5.1.1 (« Le « Paquet Énergie et changement climatique » ») ci-dessous).

DIRECTIVE N° 2005/89/CE « SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT » EN DATE DU 18 JANVIER 2006

La directive (n° 2005/89/CE) « sécurité d'approvisionnement », adoptée le 18 janvier 2006, a pour objectif de mieux définir les responsabilités des différents acteurs, de veiller au respect de normes minimales d'exploitation, de préserver l'équilibre entre l'offre et la demande et enfin d'orienter les investissements vers les réseaux. L'enjeu pour EDF est de conforter le dispositif légal en vigueur et de favoriser le développement des interconnexions.

RECOMMANDATION DE LA COMMISSION « SUR LES RESSOURCES FINANCIÈRES DE DÉMANTÈLEMENT » ADOPTÉE LE 24 OCTOBRE 2006

Les centrales nucléaires du Groupe EDF entraînent dans le champ d'application des deux propositions de directives dites « Euratom » du 30 janvier 2003 qui concernaient, d'une part, la définition des obligations de base et les principes généraux en matière de sûreté des installations nucléaires et, d'autre part, la gestion du combustible nucléaire irradié et des déchets radioactifs (paquet nucléaire). Ces propositions n'ayant pas abouti, un processus de consultation a été engagé, et la Commission a adopté, le 24 octobre 2006, une recommandation sur les ressources financières de démantèlement qui prévoit que : les ressources adéquates doivent être disponibles en temps voulu ; elles doivent couvrir toutes les opérations dont la gestion du combustible usé et des déchets radioactifs ; chaque État membre doit créer un organisme national indépendant, expert en estimation de coûts et en gestion de fonds, lequel produira un rapport annuel et une estimation quinquennale des coûts. L'option préférée est un « fonds » de démantèlement séparé, externe ou interne, avec une identification et une traçabilité comptables strictes ; l'État (gestion externe) ou l'opérateur (gestion interne) doit garantir la disponibilité des ressources nécessaires qui doivent être gérées de façon prudente (actifs peu risqués) et transparente.

6.5.1.2 LÉGISLATION FRANÇAISE

La directive 96/92/CE, en date du 19 décembre 1996, a été transposée en droit français par la Loi du 10 février 2000 modifiée notamment par la Loi du 3 janvier 2003, et la directive du 26 juin 2003 par la Loi du 9 août 2004 et la Loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie, qui ont modifié la Loi du 10 février 2000.

Par ailleurs, la Loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique (« LPOPE »), du 13 juillet 2005 a défini les priorités de la politique énergétique de la France (sécurité d'approvisionnement, prix compétitif de l'énergie, lutte contre l'effet de serre et cohésion sociale et territoriale), conforté le parc de production d'EDF, notamment nucléaire, en prévoyant explicitement la construction du réacteur EPR et en réaffirmant le rôle du nucléaire. La LPOPE a également réorganisé le dispositif d'incitation au développement de l'énergie éolienne et consacré le rôle de la production hydraulique au sein des énergies nouvelles renouvelables.

En matière de maîtrise de la demande d'énergie (« MDE »), la LPOPE a institué un système novateur de certificats d'économies d'énergie, dits « certificats blancs » qui associe contraintes réglementaires (obligation d'économies d'énergie pesant sur les fournisseurs d'énergie) et mécanismes de marchés. L'entrée en vigueur du dispositif était conditionnée à la publication de plusieurs décrets d'application qui ont été publiés le 23 mai 2006 et fixent les obligations d'économies d'énergie pesant sur EDF pour les deux premiers exercices annuels (1^{er} juillet 2006-30 juin 2007 et 1^{er} juillet 2007-30 juin 2008) à environ 10 TWh d'énergie finale pour chaque exercice. Enfin, l'arrêté du 27 septembre 2006 a fixé le montant total de l'obligation pour la période 2006-2009 à environ 30 TWh.

EDF devra justifier de l'accomplissement de son obligation en restituant les certificats d'économies d'énergie qui auront été, soit obtenus par la réalisation d'actions permettant des économies d'énergie chez les tiers ou sur ses biens propres, soit acquis auprès d'autres opérateurs proposant leurs certificats. La Loi assigne une véritable obligation de résultat aux personnes « obligées » telles qu'EDF, sanctionnée par une pénalité libératoire fixée à 2 centimes d'euros par KWh manquants à l'échéance de la période d'obligations.

MISSIONS DE SERVICE PUBLIC

En application des articles 1 et 2 de la Loi du 10 février 2000, EDF est en charge de certaines missions de service public.

OBJECTIFS DU SERVICE PUBLIC DE L'ÉLECTRICITÉ

La Loi précise que le service public de l'électricité a notamment pour objet de garantir l'approvisionnement en électricité sur l'ensemble du territoire national, dans le respect de l'intérêt général.

MISSION DE DÉVELOPPEMENT ÉQUILIBRÉ DE L'APPROVISIONNEMENT

La mission de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité a pour objet la réalisation des objectifs définis dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le ministre chargé de l'énergie et de garantir l'approvisionnement des zones du territoire non interconnectées au réseau métropolitain continental.

La programmation pluriannuelle des investissements fixe les objectifs en matière de répartition des capacités de production par source d'énergie primaire et, le cas échéant, par technique de production et par zone géographique, tout en veillant à laisser une place aux productions décentralisées, à la cogénération et aux technologies nouvelles. À ce jour, la programmation pluriannuelle des investissements est fixée par un arrêté du ministre chargé de l'énergie en date du 7 juillet 2006.

En sa qualité de producteur d'électricité, EDF contribue, avec les autres producteurs, à la réalisation des objectifs d'investissement définis dans cette programmation.

MISSION DE DÉVELOPPEMENT ET D'EXPLOITATION DES RÉSEAUX PUBLICS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

La mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité consiste à assurer la desserte rationnelle du territoire national par les réseaux publics de transport et de distribution, dans le respect de l'environnement, l'interconnexion avec les pays voisins, ainsi que le raccordement et l'accès, dans des conditions non discriminatoires, aux réseaux publics de transport et de distribution.

Ce sont les gestionnaires de réseaux publics qui sont en charge de cette mission.

MISSION DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ

La mission de fourniture d'électricité consiste à assurer sur l'ensemble du territoire la fourniture d'électricité aux clients qui bénéficient du tarif réglementé de vente d'électricité, la fourniture aux clients en situation de précarité bénéficiaires de la tarification spéciale « produit de première nécessité », ainsi que la fourniture de secours aux clients dont le responsable d'équilibre est défaillant. Dans cet esprit, la Loi n° 2006-872 du 13 juillet 2006 dite Loi « Borloo » comporte une disposition visant à interdire aux fournisseurs d'électricité de procéder, durant la période hivernale (du 1^{er} novembre au 15 mars), à des interruptions de fourniture d'électricité pour non paiement des factures dans les résidences principales des personnes bénéficiant ou ayant bénéficié, dans les douze derniers mois, d'une décision favorable d'attribution d'une aide du fonds de solidarité pour le logement.

Aperçu des activités



COHÉSION SOCIALE

La Loi du 10 février 2000 prévoit que dans le cadre de ses activités, EDF contribue à la cohésion sociale, notamment au travers de la péréquation nationale des tarifs de vente de l'électricité aux consommateurs résidentiels bénéficiant des tarifs réglementés de vente, de la mise en œuvre de la tarification « produit de première nécessité », du maintien de la fourniture d'électricité en application de l'article L. 115-3 du Code de l'action sociale et des familles et de la péréquation des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution.

CONTRATS DE SERVICE PUBLIC

L'article 1^{er} de la Loi du 9 août 2004 dispose que les objectifs et les modalités de mise en œuvre des missions de service public assignées à EDF font l'objet d'un contrat conclu avec l'État (pour une description du contrat de service public conclu entre l'État et EDF, voir section 6.4.3.4 (« Service public ») ci-dessus).

INSTALLATIONS DE PRODUCTION

La Loi du 10 février 2000 a ouvert le marché de la production d'électricité à la concurrence. Sous réserve d'une autorisation délivrée en application de l'article 7 de la Loi et du décret n° 2000-877 du 7 septembre 2000, toute personne peut exploiter une installation de production d'électricité.

CLIENTS ÉLIGIBLES

Afin de permettre l'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité, l'article 22-III de la Loi du 10 février 2000 prévoit qu'un client éligible peut conclure un contrat d'achat d'électricité avec un producteur ou un fournisseur de son choix installé sur le territoire de la Communauté Européenne ou sur le territoire d'un État partie à un accord international avec la France.

Depuis le 1^{er} juillet 2007, tous les clients sans exception sont éligibles.

Dans sa décision du 30 novembre 2006 concernant la Loi relative au secteur de l'énergie qui a posé le principe de l'éligibilité de tous les clients, le Conseil Constitutionnel a censuré, comme manifestement incompatibles avec les objectifs d'ouverture à la concurrence fixés par les directives communautaires « énergie », certaines dispositions de l'article 17 de cette Loi, relatives aux tarifs réglementés.

Ce faisant, il avait, contrairement à l'intention du législateur, supprimé la possibilité, pour un client résidentiel de revenir au tarif sur un site donné après avoir exercé son éligibilité et supprimé la possibilité pour un client résidentiel emménageant dans un logement dont le précédent occupant a exercé son éligibilité, de bénéficier des tarifs réglementés. Il avait également implicitement privé du bénéfice des tarifs réglementés les nouveaux sites de consommation au-delà du 31 décembre 2007.

Revenant sur ces restrictions au bénéfice des tarifs réglementés apportées par le Conseil Constitutionnel, la Loi n° 2007-290 du 5 mars 2007 instituant le droit au logement opposable a ajouté à la Loi du 13 juillet 2005 un article 66-2 précisant que l'article 66 précité de ladite Loi est également applicable aux nouveaux sites de consommation raccordés aux réseaux publics avant le 1^{er} juillet 2010.

La Loi n° 2008-66 du 21 janvier 2008 relative aux tarifs réglementés d'électricité et de gaz naturel autorise les clients résidentiels et les clients non résidentiels souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA qui emménagent sur un site dont l'occupant précédent a exercé son éligibilité, à bénéficier des tarifs réglementés de vente

d'électricité pour ce site, à condition d'en faire la demande avant le 1^{er} juillet 2010.

Elle permet également aux consommateurs finals résidentiels ayant exercé leur éligibilité pour un site donné depuis au moins 6 mois, de revenir aux tarifs réglementés sur ce site, à condition d'en faire la demande avant le 1^{er} juillet 2010.

Par ailleurs, pour pallier l'incidence de la hausse des prix de marché pour les industriels, la Loi du 7 décembre 2006 (article 30-1 de la Loi du 9 août 2004), a institué, à titre transitoire, au profit des clients éligibles ayant exercé leurs droits, un « tarif de retour » : ce « tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché » (TaRTAM), bénéficie, pour une durée maximale de deux ans, aux clients qui en ont fait la demande écrite à leur fournisseur avant le 1^{er} juillet 2007.

Le niveau du TaRTAM, qui ne peut, aux termes de la Loi, excéder de plus de 25 % le niveau du tarif réglementé de vente applicable à un site présentant les mêmes caractéristiques, a été fixé par un arrêté du 3 janvier 2007 (section 6.2.1.2.2 (« Les prix de vente de l'électricité aux clients ayant exercé leur éligibilité »)).

La compensation des charges supportées à ce titre par les fournisseurs est assurée pour une part en utilisant les sommes collectées au titre de la CSPE, et pour une autre part, par une contribution due par les plus gros producteurs d'électricité hydraulique et nucléaire, soit principalement EDF (article 30-2 de la Loi du 9 août 2004).

ACCÈS DES TIERS AUX RÉSEAUX

L'article 23 de la Loi du 10 février 2000 prévoit que les gestionnaires de réseaux doivent garantir un accès aux réseaux publics de transport et de distribution pour :

- assurer les missions de service public relatives à la fourniture d'électricité ;
- assurer l'exécution des contrats de fourniture conclus avec les clients éligibles ;
- permettre l'approvisionnement par un producteur de ses établissements, de ses filiales et de sa société mère, dans les limites de sa propre production ;
- assurer l'exécution des contrats d'exportation d'électricité conclus par un producteur ou par un fournisseur exerçant l'activité d'achat pour revente d'électricité installés sur le territoire national.

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution visés à l'article 4 de la Loi du 10 février 2000 et actuellement en vigueur, ont été fixés par la décision ministérielle du 23 septembre 2005. Pour plus de détails sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution, se reporter à la section 6.2.2.4 (« Tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (« TURP ») ») ci-dessus.

L'article 23 de la Loi du 10 février 2000 prévoit également que l'accès aux réseaux est assuré par la conclusion de contrats entre les gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution concernés et les utilisateurs de ces réseaux. En outre, toute entreprise vendant de l'électricité à des clients éligibles peut conclure, si elle le souhaite, avec les gestionnaires des réseaux publics de distribution un contrat relatif à l'accès aux réseaux pour l'exécution des contrats de fourniture conclus par cette entreprise avec des consommateurs finals éligibles.

Ce même article prévoit enfin que tout refus de conclure un contrat d'accès aux réseaux publics est motivé et notifié au demandeur et à la

Commission de Régulation de l'Énergie (« CRE »). Les critères de refus sont objectifs, non discriminatoires et publiés et ne peuvent être fondés que sur des impératifs liés au bon accomplissement des missions de service public et sur des motifs techniques tenant à la sécurité et la sûreté des réseaux, ainsi qu'à la qualité de leur fonctionnement.

OBLIGATIONS D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ

EDF est soumise à des obligations d'achat d'électricité en application de la Loi du 10 février 2000.

L'article 8 de cette Loi prévoit que le ministre chargé de l'énergie peut, dans certaines conditions, permettre l'implantation d'une installation de production d'électricité au terme d'une procédure d'appel d'offres. EDF « Producteur » peut être candidat à cet appel d'offres. EDF « Acheteur » est tenu de conclure ensuite un contrat avec les candidats retenus et un protocole dans l'hypothèse où EDF « Producteur » est lui-même retenu.

L'article 10 de la Loi du 10 février 2000 prévoit, par ailleurs, qu'EDF est, avec les DNN, tenue de conclure à la demande des producteurs, des contrats pour l'achat d'électricité produite :

- par les installations qui valorisent des déchets ménagers ou qui visent l'alimentation d'un réseau de chaleur ;
- par les installations dont la puissance installée n'excède pas 12 MW et qui utilisent des énergies renouvelables ou mettent en œuvre des techniques performantes en terme d'efficacité énergétique, telles que la cogénération ;
- par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent et qui sont implantées dans le périmètre d'une zone de développement de l'éolien ;
- par les installations qui valorisent des énergies de récupération.

Toutefois, les installations visées ci-dessus ne peuvent bénéficier qu'une seule fois d'un contrat d'obligation d'achat et les surcoûts éventuels découlant de ces contrats, supportés par EDF et les DNN, sont compensés par la contribution pour le service public de l'électricité (la « CSPE »).

Enfin, le décret n° 2001-410 du 10 mai 2001 a prévu que le producteur bénéficiant d'une obligation d'achat doit céder la totalité de sa production à EDF et que les modèles indicatifs de contrats d'achat liant EDF et les producteurs doivent être approuvés par le ministre chargé de l'énergie. Les conditions d'achat, et notamment les tarifs d'achat de l'électricité, sont déterminés par arrêté du ministre chargé de l'énergie après avis du Conseil supérieur de l'énergie et de la CRE.

MÉCANISME DE COMPENSATION DES SURCOÛTS DE SERVICE PUBLIC

LA CSPE

La contribution aux charges de service public de l'électricité a pour objet de compenser les charges imputables aux missions de service public assignées à EDF et aux DNN.

Les charges de service public compensées dans le cadre de la CSPE sont les suivantes :

En ce qui concerne la production d'électricité :

- les surcoûts résultant d'une part, des contrats d'achat d'électricité conclus à la suite des procédures d'appels d'offres (article 8 de la Loi de 2000) et d'autre part, des contrats d'obligation d'achat passés dans le cadre de l'article 10 de la Loi de 2000, y compris lorsque sont concernées des installations exploitées par EDF ou un DNN ;

- les surcoûts de production dans les zones non interconnectées, qui ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs de vente aux clients non éligibles.

En ce qui concerne la fourniture d'électricité, les fournisseurs d'électricité sont compensés pour :

- les pertes de recettes et les surcoûts supportés lors de la mise en œuvre de la tarification spéciale « produit de première nécessité » instituée à l'article 4 de la Loi du 10 février 2000 ;
- les coûts supportés en raison de leur participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité.

Les charges supportées par les fournisseurs au titre de la fourniture du TaRTAM sont, en application de l'article 30-2 de la Loi du 9 août 2004, financées en partie par une fraction de la CSPE, sans que le montant de la contribution perçue à ce titre puisse excéder 0,55 euros par MWh.

La CSPE est perçue en totalité directement auprès du consommateur final :

- soit sous la forme d'un prélèvement additionnel aux tarifs de vente d'électricité (pour les clients n'ayant pas exercé leur droit à éligibilité) ou aux tarifs d'utilisation des réseaux (pour les clients ayant exercé leur droit à l'éligibilité) ;
- soit directement auprès des producteurs d'électricité qui produisent pour leur propre usage, ou des autres consommateurs finals n'utilisant pas les réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité.

Le montant de la contribution due par site de consommation par les clients éligibles ne peut excéder 500 000 euros. En outre, la LPOPE a prévu qu'à compter du 1^{er} janvier 2006, le montant total dû au titre de la CSPE par toute société industrielle consommant plus de 7 GWh d'électricité par an est plafonné à 0,5 % de sa valeur ajoutée.

COMPENSATION DES SURCOÛTS DE DISTRIBUTION

Le fonds de péréquation de l'électricité a pour objet d'opérer une répartition des charges découlant des missions de service public assignées en matière de gestion des réseaux de distribution d'électricité entre les opérateurs concernés (Groupe EDF et DNN).

LA RÉGULATION DU SECTEUR ÉLECTRIQUE

LA COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE

La CRE est une autorité administrative indépendante créée par l'article 28 de la Loi du 10 février 2000. Les crédits nécessaires à l'accomplissement de ses missions sont inscrits au budget général de l'État.

La Loi relative au secteur de l'énergie donne une définition générale de la mission de la CRE : « *Dans le respect des compétences qui lui sont attribuées, la Commission de régulation de l'énergie concourt, au bénéfice des consommateurs finals, au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel. Elle veille, en particulier, à ce que les conditions d'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel n'entraient pas le développement de la concurrence. Elle surveille, pour l'électricité et pour le gaz naturel, les transactions effectuées entre fournisseurs, négociants et producteurs, les transactions effectuées sur les marchés organisés ainsi que les échanges aux frontières. Elle s'assure de la cohérence des offres des fournisseurs, négociants et producteurs avec leurs contraintes économiques et techniques.* »

La CRE est dotée de pouvoirs non seulement consultatifs (pouvoir de proposition et pouvoir de donner un avis), mais également de pouvoirs de décision (pouvoir d'approbation et pouvoir réglementaire).

Aperçu des activités



La CRE propose, ainsi, aux ministres chargés de l'économie et de l'industrie les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution, le montant des charges imputables aux missions de service public assignées aux producteurs d'électricité et le montant des contributions nettes qui s'y rapportent, ainsi que le montant des charges définies à l'article 48 de la Loi de 2000 et celui des contributions nettes qui s'y rapportent.

Elle est aussi investie d'importants pouvoirs d'information et d'enquête ainsi que d'un pouvoir de règlement des litiges et de sanction dont la Loi du 7 décembre 2006 a confié l'exercice à un collège ad hoc au sein de la Commission : le Comité du règlement des litiges et des sanctions (Cordis), composé de membres du Conseil d'État et de la Cour de cassation.

6.5.2 Législation relative au marché du gaz

6.5.2.1 LÉGISLATION COMMUNAUTAIRE

Le Parlement européen et le Conseil ont adopté, le 22 juin 1998, la directive 98/30/CE avec pour objectif d'établir un marché intérieur du gaz au sein des États membres. Cette directive a été abrogée par la directive 2003/55/CE du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel.

DIRECTIVE N° 2003/55/CE DU 26 JUIN 2003

Avec pour objectif (i) d'améliorer le fonctionnement du marché du gaz par la prise de mesures concrètes, et (ii) d'accélérer l'ouverture des marchés nationaux du gaz, cette directive constitue le fondement textuel de la création d'un marché intérieur du gaz naturel pleinement opérationnel et dans lequel une concurrence loyale existe.

Comme la précédente directive, elle établit des règles communes concernant le transport, la distribution, la fourniture et le stockage du gaz naturel, y compris du GNL, du biogaz, du gaz issu de la biomasse ou encore d'autres types de gaz.

De manière générale, cette directive définit les modalités d'organisation et de fonctionnement du secteur du gaz naturel, d'accès non discriminatoire au marché, ainsi que les critères et procédures applicables en ce qui concerne l'octroi d'autorisations de transport, de distribution, de fourniture et de stockage de gaz naturel et l'exploitation des réseaux.

Elle a procédé à une accélération de l'ouverture des marchés nationaux du gaz en étendant cette ouverture à l'ensemble des clients autres que les clients particuliers (ceux achetant du gaz non destiné à leur usage domestique) à compter du 1^{er} juillet 2004, et en prévoyant que cette ouverture s'appliquera à l'ensemble des clients à compter du 1^{er} juillet 2007.

6.5.2.2 LÉGISLATION FRANÇAISE

La première directive de 1998 a été transposée en droit français par la Loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie qui a été modifiée et complétée par la Loi n° 2004-803 du 9 août 2004 et par la LPOPE.

La directive 2003/55/CE a été transposée en France pour l'essentiel par la Loi du 9 août 2004 et par la Loi du 7 décembre 2006, certaines dispositions ayant été intégrées en droit français avant cette transposition.

Enfin, la Loi relative au secteur de l'énergie de décembre 2006 la complète et organise l'ouverture à la concurrence du marché français du gaz naturel pour les clients résidentiels.

LOI N° 2003-8 DU 3 JANVIER 2003

ACCÈS AUX RÉSEAUX DE GAZ NATUREL

Cette Loi prévoit que les clients éligibles, les fournisseurs et leurs mandataires ont un droit d'accès aux ouvrages de transport et de distribution du gaz naturel ainsi qu'aux installations de GNL dans des conditions et termes définis par contrat avec les opérateurs qui les exploitent.

Les opérateurs qui exploitent les réseaux de gaz naturel doivent s'abstenir de toute discrimination entre les utilisateurs ou les catégories d'utilisateurs.

CLIENTS ÉLIGIBLES

La Loi du 3 janvier 2003 prévoit en particulier que les clients éligibles ont la possibilité de se fournir en gaz naturel auprès du fournisseur de leur choix.

Depuis le 1^{er} juillet 2007, conformément à la directive 2003/55/CE et en application de la Loi relative au secteur de l'énergie, tous les clients peuvent librement choisir leur fournisseur.

Il résulte des dispositions de la Loi du 13 juillet 2005, telles que modifiées par la Loi n° 2008-66 du 21 janvier 2008, qu'un client non résidentiel ne peut bénéficier des tarifs réglementés de vente de gaz pour un site qu'à condition que lui-même ou son prédécesseur sur ce site n'ait pas exercé son éligibilité pour ce site.

De même, un client non résidentiel ne peut prétendre au bénéfice des tarifs réglementés pour un nouveau site.

Il en va autrement pour les clients résidentiels qui, depuis la publication de la Loi du 21 janvier 2008, peuvent, sous réserve d'en faire la demande avant le 1^{er} juillet 2010, bénéficier des tarifs réglementés pour un site à la seule condition de ne pas avoir eux-mêmes exercé leur éligibilité pour ce site, et peuvent également bénéficier des tarifs réglementés pour un nouveau site raccordé au réseau avant le 1^{er} juillet 2010.

FOURNISSEURS

La Loi qualifie de fournisseurs les personnes qui (i) sont installées sur le territoire d'un État membre de la Communauté européenne ou sur le territoire d'un autre État en vertu d'accords internationaux, et (ii) disposent d'une autorisation délivrée par le ministre chargé de l'énergie.

EDF est autorisée à exercer l'activité de fourniture de gaz naturel pour approvisionner les clients non résidentiels n'assurant pas de mission d'intérêt général (au titre d'un arrêté du ministre délégué à l'industrie du 14 septembre 2004) ainsi que depuis un arrêté en date du 9 août 2005, les clients non résidentiels assurant des missions d'intérêt général, les distributeurs et les fournisseurs de gaz naturel et depuis un arrêté du 15 juin 2007, les clients résidentiels.

TRANSPORT ET DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL

La Loi du 3 janvier 2003 prévoit notamment que le transporteur et le distributeur doivent assurer la sécurité et l'efficacité de leur réseau et l'équilibre des flux de gaz naturel compte tenu des contraintes techniques.

DÉTERMINATION DES TARIFS

Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution des installations de GNL et les tarifs de vente du gaz naturel aux clients non éligibles sont établis conjointement par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie sur proposition ou avis de la CRE, en fonction de critères publics, objectifs et non discriminatoires en tenant compte des caractéristiques du service rendu et des coûts liés à ce service.

STOCKAGES SOUTERRAINS ET ACCÈS DES TIERS AUX STOCKAGES DE GAZ NATUREL

La Loi du 3 janvier 2003 oblige tout fournisseur à détenir en France, le 31 octobre de chaque année, directement ou indirectement par l'intermédiaire d'un mandataire, des stocks de gaz naturel suffisants pour remplir, pendant la période comprise entre le 1^{er} novembre et le 31 mars, ses obligations contractuelles d'alimentation directe ou indirecte des clients résidentiels et des autres clients assurant des missions d'intérêt général ou n'ayant pas contractuellement accepté une fourniture de gaz interruptible.

Le décret n° 2006-1034 du 21 août 2006 précise le régime juridique applicable aux stockages souterrains de gaz naturel.

CONTRÔLE ET SANCTIONS

La Loi du 3 janvier 2003 confère au ministre chargé de l'énergie et au ministre chargé de l'économie un pouvoir d'enquête en matière de régulation du marché du gaz. Le ministre chargé de l'énergie peut également infliger une sanction pécuniaire ou prononcer le retrait ou la suspension pour une durée inférieure à un an de l'autorisation de fourniture du gaz naturel.

6.5.3 Les concessions de distribution publique d'électricité

LE RÉGIME DE LA CONCESSION

Conformément à l'article 6 de la Loi du 15 juin 1906 la concession d'une distribution publique d'électricité est donnée soit par la commune ou par le syndicat formé entre plusieurs communes, si la demande de concession ne vise que le territoire de la commune ou du syndicat, ou par le département dans l'étendue de celui-ci, soit par l'État.

Le système des concessions a été maintenu par la Loi du 8 avril 1946, qui a transféré à EDF les concessions existantes et maintenu dans leurs droits les DNN, puis confirmé par la Loi du 10 février 2000. En vertu de l'ensemble de cette législation, les autorités concédantes organisent le service public de la distribution électrique dans le cadre de contrats de concession et de cahiers des charges fixant les droits et obligations respectifs du concédant et du concessionnaire.

Aujourd'hui, les autorités concédantes sont le plus fréquemment constituées par des syndicats intercommunaux, voire départementaux, dont le régime est défini par les articles L. 5212-1 à L. 5212-34 du Code général des collectivités territoriales (« CGCT »). Les concessions ne peuvent être accordées par une commune ou par un syndicat inter communal qu'à ERDF depuis le 1^{er} janvier 2008 ou à EDF dans les ZNI ou aux DNN.

La Loi du 7 décembre 2006 qui institue un service public de la fourniture aux clients qui n'exercent pas leurs droits, prévoit que depuis le 1^{er} juillet 2007, les avenants aux contrats de concessions et renouvellements de contrats devront faire l'objet d'une signature tripartite, par l'autorité concédante, par le gestionnaire du réseau de distribution pour la partie relative à la gestion du réseau public de distribution et par EDF pour la partie fourniture aux tarifs réglementés, les contrats en cours étant réputés signés par ces trois entités.

LES DROITS DES AUTORITÉS CONCÉDANTES

Les autorités concédantes détiennent les droits suivants :

- la faculté d'exercer elles-mêmes la maîtrise d'ouvrages des travaux de développement des réseaux de distribution ;
- la propriété des installations objet de la concession (biens de retour),

à l'exception des postes sources pour la partie de transformation du courant de haute ou très haute tension en moyenne tension qui appartiennent à ERDF (cf. article 36 II de la Loi du 9 août 2004) ;

- le droit de percevoir des redevances (voir section 6.2.2.2.2 (« Concessions ») ci-dessus) ;
- la production d'électricité, limitée à des installations de proximité permettant de faire des économies d'extension ou de renforcement du réseau et dont la puissance ne peut dépasser 1 mégawatt (ou 2 MGW en Guadeloupe, Guyane, Martinique et à La Réunion) conformément au décret n° 2004-46 du 6 janvier 2004 ;
- les actions de maîtrise de l'énergie des consommateurs desservis en basse tension en vue de faire des économies d'extension ou de renforcement du réseau public de distribution ;
- le contrôle de l'activité du concessionnaire, exercé par un agent de contrôle désigné par les autorités concédantes et distinct du gestionnaire du réseau public de distribution.

Pour plus de détails sur le contenu du contrat de concession et du cahier des charges, voir section 6.2.2.2 (« Concessions ») ci-dessus.

6.5.4 Réglementations applicables en matière d'environnement, de nucléaire, de santé, d'hygiène et de sécurité

Les activités d'EDF sont soumises, en France et dans les autres pays où le Groupe EDF exerce ses activités, à des réglementations en matière d'environnement, de nucléaire, de santé, d'hygiène et de sécurité. Le respect de ces réglementations de plus en plus contraignantes et en constante évolution, expose le Groupe à des coûts financiers importants pour assurer la conformité de ses activités.

6.5.4.1 RÉGLEMENTATION APPLICABLE AUX INSTALLATIONS CLASSÉES POUR LA PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

AUTORISATIONS

Les activités du Groupe EDF sont soumises, dans la plupart des pays où il exerce ses activités, à l'obtention de permis, d'autorisations ou à la réalisation préalable de formalités. Ces obligations proviennent notamment des réglementations en matière d'environnement, d'urbanisme, de santé, d'hygiène et de sécurité.

Certaines installations exploitées en France par EDF, notamment les centrales thermiques à flamme, sont soumises à la législation relative aux Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (« ICPE »). Aux termes du Code de l'environnement, les installations qui peuvent présenter des dangers ou des inconvénients notamment pour la santé, la sécurité et la salubrité publiques sont soumises, selon la gravité des dangers ou inconvénients présentés par leur exploitation, soit à un régime de déclaration préalable, soit à un régime d'autorisation. Dans ce dernier cas, l'autorisation d'exploiter prend la forme d'un arrêté préfectoral délivré après consultation de divers organismes et enquête publique, contenant des prescriptions de fonctionnement spécifiques.

La réglementation relative aux ICPE impose également, lors de la cessation d'activité de l'installation, la remise en état du site, en fonction de l'usage auquel sont destinés les terrains.

Les ICPE sont placées sous le contrôle du préfet et des directions régionales de l'industrie, de la recherche et de l'environnement (« DRIRE »), lesquelles sont chargées d'organiser l'inspection des installations classées. En cas d'inobservation des conditions imposées à l'exploitant d'une ICPE, et indépendamment d'éventuelles poursuites pénales, le préfet peut pro-

Aperçu des activités



noncer des sanctions administratives telles que la consignation d'une somme égale au montant des travaux de mise en conformité à réaliser, l'exécution forcée des mesures prescrites par arrêté, la suspension du fonctionnement, ou encore proposer la fermeture ou la suppression de l'installation par décret en Conseil d'État.

DISPOSITIONS EN MATIÈRE D'HYGIÈNE ET DE SÉCURITÉ

Les dispositions relatives à la sécurité de la réglementation sur les ICPE imposent, préalablement à l'autorisation d'une telle installation, la réalisation d'une étude de dangers comprenant une analyse des risques d'accidents et définissant les mesures propres à réduire la probabilité et les effets de ces accidents. Le projet de création d'une ICPE soumise à autorisation doit également faire l'objet d'une enquête publique relative aux incidences éventuelles du projet sur la santé, la sécurité et la salubrité publiques ainsi que la protection de la nature et de l'environnement. Outre les prescriptions techniques relatives à la protection de la santé et à la sécurité, l'arrêté d'autorisation peut également imposer à l'exploitant d'une installation classée l'établissement d'un Plan d'Opération Interne (« POI ») définissant les mesures d'organisation, les mesures d'intervention et les moyens nécessaires pour protéger le personnel, les populations et l'environnement en cas de sinistre.

6.5.4.2 RÉGLEMENTATION SPÉCIFIQUE APPLICABLE AUX INSTALLATIONS NUCLÉAIRES

EDF est dorénavant soumise en France à la Loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (« Loi TSN »), qui fixe les principales dispositions applicables aux Installations Nucléaires de Base (« INB ») et a transformé l'Autorité de Sûreté Nucléaire (« ASN ») en autorité administrative indépendante. En application de cette Loi, l'ancien décret n° 1228 du 11 décembre 1963 modifié a été remplacé par un nouveau décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007. Cette Loi TSN prévoit en particulier que la création d'une INB sera autorisée, après enquête publique, par un décret, contresigné par le ministre chargé de la santé, pris après avis de l'ASN et sur rapport des ministres chargés de la sûreté nucléaire. Le décret d'autorisation fixera le périmètre, les caractéristiques de l'installation et le délai dans lequel celle-ci devra être mise en service. L'autorisation de mise en service sera délivrée par l'ASN. Un réexamen de sûreté aura lieu tous les dix ans afin de permettre d'apprécier la situation de l'installation au regard des règles qui lui sont applicables. La durée de vie d'une INB n'est pas fixée par voie réglementaire.

Par ailleurs, les prélèvements d'eau, les rejets d'effluents radioactifs liquides et les rejets dans l'atmosphère d'effluents gazeux, radioactifs ou non, susceptibles de provoquer des pollutions atmosphériques ou des odeurs spécifiques, feront l'objet d'une autorisation sous forme de prescriptions, fixant les limites des rejets d'effluents, délivrées par l'ASN et soumises à homologation des ministres chargés de la sûreté nucléaire.

D'autres prescriptions seront également délivrées par l'ASN, notamment pour prévenir ou limiter les effets des accidents ou incidents, définir les moyens individuels et collectifs de protection des populations, limiter les nuisances sonores et gérer les déchets produits par l'installation, entreposés ou stockés dans celle-ci.

LES RÈGLES DE SÛRETÉ ET LE CONTRÔLE DES INSTALLATIONS NUCLÉAIRES

Les installations nucléaires d'EDF sont soumises dès leur création à la réglementation en matière de sécurité nucléaire. Ainsi, la demande d'autorisation de création d'une INB comprend notamment une version préliminaire du rapport de sûreté qui constitue pour l'INB, l'étude de dangers exposant les mesures prises pour faire face aux risques inhérents à l'INB

et limiter les conséquences d'un accident éventuel, une étude d'impact sur l'environnement, un plan de démantèlement et une étude de maîtrise des risques. Les INB doivent également respecter les règles générales fixées par arrêté ministériel en vue de la protection des risques en matière de sécurité, santé, salubrité ou de protection de la nature et de l'environnement. Un Plan d'Urgence Interne (« PUI ») précisant l'organisation et les moyens mis en œuvre en cas d'accident doit être établi par l'exploitant. Ce dernier doit rédiger en outre un rapport annuel, soumis au CHSCT et rendu public, exposant notamment les dispositions prises en matière de sûreté nucléaire et de radioprotection. Par ailleurs, tout accident ou incident, nucléaire ou non, ayant ou risquant d'avoir des conséquences notables pour la sûreté d'une INB doit être déclaré sans délai, notamment à l'ASN qui veille à l'adoption de mesures appropriées pour y remédier et pour éviter le renouvellement d'un tel accident ou incident.

L'ASN peut prendre des décisions réglementaires à caractère technique pour compléter les modalités d'application des décrets et arrêtés pris en matière de sûreté nucléaire ou de radioprotection. Ces décisions sont soumises à homologation des ministres concernés.

La Loi TSN met également en place des dispositions concernant l'information du public et la transparence avec par exemple la constitution d'un haut comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire.

Enfin, sont instituées des sanctions administratives et pénales accrues en cas d'inobservation par un exploitant d'une INB de ses obligations légales et réglementaires, tel que par exemple trois ans d'emprisonnement et 150 000 euros d'amende en cas d'exploitation d'une INB sans autorisation, ou un an d'emprisonnement et 30 000 euros d'amende en cas de transport de substances radioactives sans autorisation.

LA DÉCONSTRUCTION DES INSTALLATIONS NUCLÉAIRES

La mise à l'arrêt définitif et le démantèlement d'une INB sont autorisés par décret pris après avis de l'ASN. Cette dernière définit les prescriptions relatives au démantèlement et le décret fixera notamment les caractéristiques du démantèlement et son délai de réalisation. Une fois le démantèlement effectué, l'ASN prendra une décision portant déclassement de l'installation, après homologation des ministres chargés de la sûreté nucléaire.

LES DÉCHETS RADIOACTIFS

Les activités d'EDF sont soumises à la réglementation française relative à la manipulation, au stockage et à l'élimination des déchets nucléaires. EDF assume la responsabilité des déchets nucléaires résultant de ses activités. En France, la gestion des déchets radioactifs est assurée par l'Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs (« ANDRA »), établissement public à caractère industriel et commercial créé par la Loi du 30 décembre 1991. Le mode de stockage des déchets nucléaires en France dépend de leur degré de radioactivité et de leur période d'activité nucléaire. Outre certains stockages temporaires sur les sites EDF, les déchets à très faible activité (« TFA ») produits par EDF (par exemple les déchets de béton ou de métaux issus de la déconstruction d'une centrale nucléaire) sont stockés sur un site de l'ANDRA, dit « TFA » ouvert en 2003. Les déchets à faible et moyenne activité et à courte vie issus des activités d'EDF sont stockés en surface au centre de stockage de l'Aube de l'ANDRA (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés ») ci-dessus). Les déchets nucléaires à haute activité et à vie longue, dit « HAVL », issus du traitement des combustibles usés sont conditionnés sous forme vitrifiée et entreposés provisoirement au centre de Areva NC (ex-Cogema) à La Hague dans l'attente de l'adoption d'une solution de gestion à long terme (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés ») ci-dessus).

Les déchets à moyenne activité et vie longue, dit « MAVL » (par exemple les coques et les embouts, les morceaux de gaine, etc.) sont soit cimentés, soit compactés et confinés dans des conteneurs en acier inoxydable. Ils font actuellement l'objet d'un entreposage intermédiaire et provisoire dans l'attente d'une décision définitive de gestion long terme (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés ») ci-dessus).

La Commission nationale d'évaluation des recherches sur la gestion des déchets radioactifs a rendu un rapport global d'évaluation le 18 janvier 2006. Celui-ci retenait le « stockage réversible en situation géologique profonde » comme la voie de référence pour une gestion définitive des déchets ultimes, même si les conditions d'une éventuelle décision finale de réalisation d'un stockage n'étaient pas encore réunies. Suite à l'adoption de la Loi de programme n° 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, des recherches et études relatives aux déchets HAVL et MAVL sont poursuivies selon les trois axes complémentaires suivants :

- séparation et transmutation des éléments radioactifs à vie longue, afin de disposer en 2012, d'une évaluation des perspectives industrielles de ces filières et de mettre en exploitation un prototype d'installation avant le 31 décembre 2020 ;
- stockage réversible en couche géologique profonde : choix et conception d'un centre de stockage dont la demande d'autorisation devrait être instruite en 2015 et sous réserve de cette autorisation, mis en exploitation en 2025 ;
- entreposage : en vue, au plus tard en 2015, de créer de nouvelles installations d'entreposage ou de modifier des installations existantes.

La question de l'option devant être retenue par la France concernant la gestion des déchets de haute activité à vie longue a également fait l'objet d'un débat public organisé par la Commission Nationale du Débat Public (« CNDP »). Le compte-rendu de ce débat ainsi que le bilan dressé par son président ont été rendus publics le 27 janvier 2006. L'apport le plus notable de la CNDP est l'apparition d'une nouvelle stratégie possible consistant à prévoir à la fois la poursuite des expérimentations sur le stockage géologique et la réalisation d'un prototype d'entreposage pérennisé.

Outre l'étude des trois axes complémentaires mentionnés ci-dessus, la Loi de programme du 28 juin 2006 prévoit qu'un plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs, mis à jour tous les 3 ans, dresse le bilan des modes de gestion existants et recense les besoins prévisibles en matière de stockage et d'entreposage ; elle précise qu'un centre de stockage en couche géologique profonde est une installation nucléaire de base dont l'autorisation de création par décret en Conseil d'État sera précédée d'un débat public. Cette Loi précise l'organisation et le financement de la gestion des déchets radioactifs.

Enfin, elle prévoit les modalités d'encadrement de l'évaluation et de la couverture des charges de démantèlement des installations nucléaires de base et de gestion des combustibles usés et déchets radioactifs. En particulier, les actifs affectés à la couverture des provisions ne pourront être utilisés pour un autre objet par l'exploitant, et devront faire l'objet d'un enregistrement comptable distinct. La mise en œuvre de ces dispositions sera contrôlée par l'autorité administrative, c'est-à-dire les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, elle-même soumise à une Commission nationale d'évaluation du financement des charges de démantèlement des INB et de gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs.

Le transport des déchets radioactifs est soumis en France aux articles L. 1333-1 et suivants du Code de la défense régissant la protection et le contrôle des matières nucléaires ainsi qu'à la réglementation relative au transport national et international de marchandises dangereuses, sous le contrôle de l'ASN. Cette dernière effectue une analyse critique des dossiers de sûreté proposés par les requérants pour obtenir l'agrément de leur modèle de colis. Ces textes ont pour objectif d'empêcher la perte ou la disparition de colis de matières nucléaires notamment durant leur transport et d'assurer la sûreté humaine et environnementale en maîtrisant les risques de contamination par les colis de matières nucléaires.

Le décret n° 2007-243 du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires précise les conditions et modalités d'application des dispositions de la Loi de programme de juin 2006 applicables à compter du 29 juin 2007.

Ainsi, l'exploitant évalue les charges selon cinq catégories (charges de démantèlement des installations nucléaires, charges de gestion de leurs combustibles usés, ...) qui font l'objet d'une décomposition en opérations définies conformément à une nomenclature fixée par un arrêté de l'autorité administrative. Cette évaluation des charges est effectuée au moyen d'une méthode reposant sur une analyse des différentes options raisonnablement envisageables pour conduire l'opération et sur cette base procéder au choix prudent d'une stratégie de référence.

Le taux d'actualisation, utilisé pour le calcul du montant des provisions, est déterminé par l'exploitant et ne doit excéder ni le taux de rendement attendu des actifs de couverture gérés avec un degré de sécurité et de liquidité suffisant pour répondre à leur objet, ni un plafond fixé par arrêté de l'autorité administrative.

Différents actifs de couverture sont admissibles, avec une répartition en pourcentage, comme par exemple des obligations, créances ou valeurs émises ou garanties par un État de la Communauté européenne ou de l'OCDE, ou des actions, parts ou titres donnant accès au capital de sociétés ayant leur siège sur le territoire d'États de la Communauté européenne ou de l'OCDE.

Les actifs de propriété, les actes et titres consacrant les créances, les comptes de dépôt doivent être conservés ou ouverts en France. Un inventaire permanent des actifs de couverture doit être tenu par l'exploitant et une synthèse transmise trimestriellement à l'autorité administrative. Le Conseil d'administration de l'exploitant fixe le cadre de la politique de constitution et de gestion des actifs de couverture, en respectant l'objet des actifs et les principes de prudence et de répartition des risques.

En outre, doivent être mis en place un comité, constitué par le Conseil d'administration, chargé d'examiner et de rendre un avis sur le cadre de la politique de constitution et de gestion des actifs de couverture, ainsi qu'une procédure permanente de contrôle interne du dispositif de financement des charges et en particulier de leur évaluation et de la gestion des actifs de couverture. Dans les entreprises faisant appel public à l'épargne, cette procédure peut faire l'objet d'un chapitre particulier inséré dans le rapport annuel du Président du Conseil d'administration sur le contrôle interne.

Enfin, un rapport est transmis tous les trois ans à l'autorité administrative et à l'ASN avec copie aux commissaires aux comptes, qui décrit notamment l'évaluation des charges, les méthodes appliquées pour le calcul des provisions et la composition des actifs. L'autorité administrative peut

Aperçu des activités



demander tout justificatif complémentaire, faire réaliser par un organisme extérieur une étude, requérir une expertise de la valeur des actifs à la charge de l'exploitant.

LA RÉGLEMENTATION DE LA RADIOPROTECTION

En France, le Code de la santé publique précise que la totalité des activités nucléaires comportant un risque d'exposition des personnes aux rayonnements ionisants est contrôlée par l'ASN. La protection générale de la population contre ces rayonnements réside principalement dans la soumission de toute activité nucléaire à un régime de déclaration ou d'autorisation, étant précisé que les autorisations délivrées lors de la création des INB tiennent lieu d'autorisation à ce titre. Le décret n° 2002-460 du 4 avril 2002 relatif à la protection des personnes contre les dangers des rayonnements ionisants, qui transpose les dispositions de la directive 92/29/EURATOM du 13 mai 1996 et de la directive 97/43/EURATOM du 30 juin 1997, fixe la dose-limite d'exposition du public à 1 mSv par an.

La réglementation française sur la protection des travailleurs contre les dangers des rayonnements ionisants, issue de la directive 96/29/EURATOM et du décret n° 2003-296 du 31 mars 2003, impose en particulier une limite d'exposition des travailleurs aux rayonnements ionisants à 20 mSv pour douze mois consécutifs.

LA RESPONSABILITÉ CIVILE DES EXPLOITANTS D'INSTALLATIONS NUCLÉAIRES

Plusieurs conventions internationales régissent la responsabilité civile des exploitants d'installations nucléaires : la Convention de Paris du 29 juillet 1960 sur la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire, la Convention de Bruxelles du 31 janvier 1963 complémentaire à la Convention de Paris et la Convention de Vienne du 21 mai 1963 relative à la responsabilité civile en matière de dommages nucléaires. Ces différentes conventions sont applicables dans les pays signataires qui les ont ratifiées, dont la France et l'Allemagne, pays dans lesquels le Groupe exploite des installations nucléaires (en France, au travers d'EDF, et en Allemagne, au travers d'EnBW). En France, en application de ces conventions, la responsabilité civile nucléaire est régie par la Loi n° 68-943 du 30 octobre 1968, telle que modifiée.

La Convention de Paris instaure un régime dérogatoire de responsabilité, qui présente les caractéristiques suivantes :

- *Dommages couverts* : Réparation de tous les dommages aux personnes et aux biens ;
- *Nature de la responsabilité* : Responsabilité objective, c'est-à-dire même en l'absence de faute de l'exploitant ;
- *Exonérations* : L'exploitant n'est pas responsable des dommages causés par un accident nucléaire si cet accident est dû directement à des actes de conflit armé, d'hostilités, de guerre civile, d'insurrection ou à un cataclysme naturel de caractère exceptionnel. Les actes de terrorisme ne constituent pas une exonération ;
- *Personne responsable* : Principe de canalisation de la responsabilité sur un intervenant unique : l'exploitant de l'installation nucléaire où sont détenues ou dont provenaient les substances nucléaires qui ont causé les dommages ;
- *Limitations de la responsabilité* : La responsabilité de l'exploitant peut être limitée à la fois dans son montant et sa durée par les législations nationales, sous réserve de respecter le montant minimal commun de responsabilité fixé par les Conventions :
 - si l'installation se situe en France, le montant de responsabilité de l'exploitant est limité à environ 91,5 millions d'euros par accident nucléaire dans une installation et à environ 22,9 millions d'euros par

accident nucléaire en cours de transport. Le délai imparti pour introduire des actions en réparation est de dix ans à compter de la date de l'accident ;

- au-delà du montant maximal de responsabilité à la charge de l'exploitant, il revient à l'État dans lequel est survenu le sinistre d'indemniser les victimes jusqu'à un plafond de 228,6 millions d'euros ;
 - au-delà de ce montant, les États membres adhérents aux Conventions de Paris et Bruxelles (y compris la France) contribuent collectivement à une indemnisation jusqu'à un plafond de 381,1 millions d'euros.
- *Garantie financière* : Obligation d'assurance ou de garantie financière de l'exploitant à concurrence des montants de responsabilité fixés, en vue de garantir la disponibilité des fonds. Cette assurance ou garantie financière doit être approuvée par l'État dans lequel l'installation assurée ou garantie se trouve. EDF a opté pour l'assurance et est en conformité avec les exigences actuelles de couverture (voir section 4.1.3 (« Assurances ») ci-dessus sur les assurances).

Des protocoles portant modification de la Convention de Paris et de la Convention de Bruxelles ont été signés le 12 février 2004. Ils requièrent la disponibilité de montants d'indemnisation sensiblement plus importants, afin de prendre en compte un plus grand nombre de victimes et de types de dommages collatéraux. La responsabilité de l'exploitant est ainsi au moins égale à 700 millions d'euros par accident nucléaire dans une installation et à 80 millions d'euros par accident nucléaire en cours de transport. L'État où se trouve l'installation nucléaire responsable du dommage interviendra au-delà des 700 millions d'euros à la charge de l'exploitant et à concurrence de 1 200 millions d'euros. Au-delà de ce montant, les États parties interviendront jusqu'à un plafond de 1 500 millions d'euros.

En outre, pour les dommages corporels exclusivement, le délai imparti pour introduire des actions en réparation passera de dix ans à trente ans à compter de la date de l'accident.

Une autre importante modification est l'introduction d'une définition détaillée de la notion de « dommage nucléaire » prenant en compte les dommages immatériels, le coût des mesures de sauvegarde, le coût des mesures de restauration d'un environnement dégradé et certaines autres pertes résultant de la dégradation de l'environnement.

Enfin, les protocoles modificateurs prévoient que les cas d'exonération de responsabilité de l'exploitant sont désormais limités aux cas de conflits armés, d'hostilités, de guerre civile ou d'insurrection (les catastrophes naturelles ne sont plus un cas d'exonération).

Ces nouvelles dispositions ont été transposées en droit français par la Loi TSN du 13 juin 2006 précitée. Ces dispositions ne seront toutefois applicables qu'à la date d'entrée en vigueur des Protocoles mentionnés ci-avant lorsqu'au moins deux tiers des États signataires les auront ratifiés. De son côté, la France a ratifié les deux protocoles, par la Loi n° 2006-786 du 5 juillet 2006, mais n'a pas encore déposé les instruments de ratification correspondants initiés par le Ministère des affaires étrangères.

6.5.4.3 RÉGLEMENTATIONS APPLICABLES AUX AUTRES MODES DE PRODUCTION DU GROUPE EDF

RÈGLES SPÉCIFIQUES EN MATIÈRE DE PRODUCTION THERMIQUE À FLAMME

Les activités de production thermique à flamme (« THF ») du Groupe EDF sont soumises en France à la réglementation sur les ICPE. Le parc THF d'EDF est également soumis au respect d'une réglementation spécifique sur la qualité de l'air, issue notamment de la directive européenne

n° 2001/81 du 23 octobre 2001 fixant des plafonds d'émissions nationaux pour certains polluants atmosphériques (directive NEC) et de la directive n° 2001/80 du 23 octobre 2001 relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des grandes installations de combustion (directive GIC) (voir section 6.5.4.5 (« Principaux projets de réglementations susceptibles d'avoir un impact sur les activités du Groupe EDF ») ci-dessous pour une description de cette réglementation spécifique).

Des dérogations sont possibles pour les installations fonctionnant 20 000 heures maximum entre 2008 et 2015 et il est également prévu un système de réduction des émissions de polluants (SNR) qui pourrait permettre la mutualisation des rejets suite au regroupement de différentes installations et entraîner ainsi plus de souplesse. La directive 2003/105/CE du 16 décembre 2003 (dite Seveso 3), a été transposée par le décret n° 2005-989 du 10 août 2005 (seuils hauts) et l'arrêté du 29 septembre 2005 (seuils bas). Elle modifie la directive 96/82/CE du Conseil concernant la maîtrise des dangers liés aux accidents majeurs impliquant des substances dangereuses (dite directive « Seveso 2 ») et pourrait avoir un impact sur les activités du Groupe EDF. En effet, cette directive abaisse notamment les quantités autorisées de substances cancérigènes et/ou dangereuses pour l'environnement pour les installations produisant, utilisant, manipulant ou stockant ces substances. Ainsi, certaines centrales thermiques à flamme d'EDF pourraient être soumises au régime plus strict des installations Seveso et se voir imposer des obligations renforcées en matière de sécurité et de constitution de garanties financières.

RÈGLES SPÉCIFIQUES EN MATIÈRE D'INSTALLATIONS HYDRAULIQUES

Les installations hydrauliques sont soumises en France au régime instauré par la Loi du 16 octobre 1919 modifiée. Elles font l'objet de concessions accordées par le Premier Ministre (pour les ouvrages de plus de 100 MW) ou par le préfet (pour les ouvrages dont la puissance est comprise entre 4,5 MW et 100 MW), ou d'autorisations préfectorales pour les ouvrages de moins de 4,5 MW (voir section 6.2.1.1.4.4 (« Les enjeux actuels et futurs de la production hydraulique ») concernant les concessions hydrauliques).

Les activités de production hydroélectrique d'EDF sont soumises à la réglementation sur l'eau. Cette réglementation a notamment trait à la maîtrise des variations de niveaux et de débits d'eau et à la sûreté des zones situées à proximité et à l'aval des aménagements hydrauliques (voir section 6.5.4.4 (« Autres réglementations en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)).

CONDITIONS D'INSTRUCTION D'UNE DEMANDE DE RENOUVELLEMENT DES CONCESSIONS HYDRAULIQUES

Le décret n° 94-894 du 13 octobre 1994 modifié, pris en application de la Loi du 16 octobre 1919, précise les conditions d'instruction d'une demande ou d'un renouvellement de concession hydraulique. Ce décret intègre les modalités d'application de la Loi n° 93/122 du 29 janvier 1993 (dite Loi Sapin) qui impose, dans les délégations de service public, une procédure de mise en concurrence des différents candidats. L'ancien droit de préférence au bénéfice du concessionnaire sortant a été supprimé par la Loi de finances rectificative pour 2006 du fait de sa non compatibilité avec la procédure de mise en concurrence. La Loi de finances rectificative pour 2006 prévoit également pour les concessions hydrauliques l'établissement, lors de leur renouvellement, d'une nouvelle redevance annuelle plafonnée à 25 % des recettes résultant des ventes d'électricité issues de l'exploitation des ouvrages hydroélectriques concédés, versée à l'État et affectée en partie aux départements. Les décrets d'application sont toujours en attente.

RÈGLES SPÉCIFIQUES À LA PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE

En France, la construction d'installations éoliennes est soumise, en application des articles R. 421-2 du Code de l'urbanisme à l'obtention d'un permis de construire pour les éoliennes d'une hauteur égale ou supérieure à 12 mètres. L'implantation d'une ou plusieurs éoliennes nécessite préalablement une enquête publique et une étude d'impact lorsque la hauteur du mât dépasse 50 mètres. Une notice d'impact est néanmoins requise par l'article L. 553-2 du Code de l'environnement lorsque la hauteur est inférieure.

6.5.4.4 AUTRES RÉGLEMENTATIONS EN MATIÈRE D'ENVIRONNEMENT, DE SANTÉ, D'HYGIÈNE ET DE SÉCURITÉ

RÉGLEMENTATIONS EN MATIÈRE D'ENVIRONNEMENT

LOI SUR L'EAU ET LES MILIEUX AQUATIQUES

La Loi sur l'eau et les milieux aquatiques du 30 décembre 2006, qui vise principalement à la reconquête de la qualité écologique des cours d'eau et à l'amélioration de la gestion de l'eau, comporte des dispositions susceptibles d'affecter EDF mais permet également d'inclure dans la politique de la gestion de l'eau la prise en compte des enjeux liés à la sécurité d'approvisionnement électrique et des impératifs de la production hydroélectrique.

C'est ainsi que, certaines contraintes se trouvent renforcées, du fait notamment de l'augmentation du débit minimal à l'aval des barrages, de la possibilité de modifier ou de retirer le titre d'exploitation, en cas de perturbations causées à certains poissons migrateurs par le fonctionnement de l'ouvrage, ou encore de la révision des classements de cours d'eau, pour y interdire la réalisation de nouveaux ouvrages ou fixer des prescriptions lors des renouvellements de titres d'exploitation. Toutefois, un assouplissement du régime du débit minimal est prévu dans certains cas, notamment pour les aménagements contribuant à la production de pointe, et une simplification des procédures administratives est par ailleurs organisée qui facilitera l'installation d'équipements hydroélectriques complémentaires.

La Loi a également renforcé la portée juridique de certains documents de gestion de l'eau ; ainsi les Schémas d'Aménagement et de Gestion de l'Eau deviennent de véritables règlements opposables à tous et susceptibles de contenir des normes relatives à la qualité ou la quantité d'eau.

Le Règlement n° 1100/2007 du Conseil du 18 septembre 2007 instituant des mesures de reconstitution du stock d'anguilles européennes est en vigueur depuis le 25 septembre et applicable directement, sans mesure de transposition. Il impose à chaque État membre d'élaborer rapidement (communication à la Commission pour le 31/12/08) des plans de gestion de l'anguille pour chaque bassin hydrographique concerné. Ces plans de gestion ont comme objectif de réduire la mortalité anthropique afin d'assurer un taux d'échappement vers la mer d'au moins 40 % de la biomasse d'anguilles. Parmi les mesures énumérées dans le Règlement, le plan de gestion peut comporter « des mesures structurelles visant à permettre le franchissement des rivières et à améliorer les habitats pour les cours d'eau » ainsi que « l'arrêt temporaire des turbines des centrales hydroélectriques ».

PCB

Le Groupe est soumis à des réglementations relatives aux polychlorobiphényles (PCB) et polychloroterphényles (PCT) dans les différents pays où il exerce ses activités, notamment en Europe.

La directive européenne 96/59/CE du 16 septembre 1996 impose un inventaire des appareils contenant des PCB et PCT ainsi qu'un plan national de décontamination et d'élimination progressive de ces substances

Aperçu des activités



qui sont notamment contenues dans certains transformateurs électriques et des condensateurs. La décontamination des appareils en contenant doit être effectuée au plus tard le 31 décembre 2010. En France, le plan national d'élimination et de traitement des appareils au PCB a été approuvé par arrêté ministériel du 26 février 2003. Pour une dizaine d'entreprises qui disposaient de plus de 300 appareils, le plan particulier d'élimination pour chacune de ces entreprises (dont EDF) figure à l'annexe 11 du plan national. Le plan particulier à mettre en œuvre par EDF implique le traitement d'un certain nombre d'appareils chaque année, l'intégralité des appareils devant être traitée, comme indiqué ci-dessus, au plus tard le 31 décembre 2010.

GAZ À EFFET DE SERRE

Certaines activités du Groupe EDF entrent dans le champ d'application de la directive européenne 2003/87/CE du 13 octobre 2003 établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (« GES ») dans l'Union Européenne au titre des mécanismes de projets du protocole de Kyoto. La directive prévoit en particulier que des quotas d'émission de GES doivent être attribués aux entreprises concernées en application d'un « Plan National d'Allocation des Quotas » (« PNAQ »). En France, cette directive a principalement été transposée par l'ordonnance n° 2004-330 du 15 avril 2004 portant création d'un système d'échange de quotas d'émission de GES, et par le décret n° 2004-832 du 19 août 2004 relatif au système d'échange de quotas de GES. En application de cette réglementation, un premier PNAQ attribuant des quotas de GES aux entreprises concernées pour la période 2005-2007, a été approuvé en France par le décret n° 2005-190 du 25 février 2005. Ce plan a été validé définitivement par la Commission Européenne le 18 mai 2005. En application du PNAQ 1 français, EDF s'est vue affecter en France pour ses installations concernées, c'est-à-dire pour les installations de combustion de plus de 20 MW, environ 23,5 millions de tonnes de CO₂ par an pour la période 2005-2007. À la suite d'une phase de préparation, la Commission Européenne ayant rendu son avis par décision du 26 mars 2007 sur le projet de plan national d'affectation des quotas d'émission de gaz à effet de serre établi pour la deuxième période d'échanges (2008-2012), le PNAQ II a été approuvé par décret le 15 mai 2007. Il fixe la quantité totale des quotas de CO₂ pour cette période à 132,8 Mt CO₂, la quantité de quotas affectée au secteur électrique à 25,6 Mt et enfin, EDF s'est vue affecter 16,58 Mt CO₂ annuels. Le PNAQ II précise que les exploitants pourront utiliser dans la limite de 13,5 % de l'affectation de quotas prévue pour leurs installations, des URE ou REC (crédits issus des activités de projet) pour s'acquitter de leur obligation de restitution de quotas (cf. ci-dessous). Il annonce la suppression de la possibilité de la mise en réserve des quotas entre les périodes 2005-2007 et 2008-2012, mais une disposition législative reste nécessaire pour assurer la cohérence avec le Code de l'environnement.

L'arrêté du 31 mai 2007 fixe la liste des exploitants auxquels sont affectés des quotas d'émissions de gaz à effet de serre et le montant des quotas affectés pour la période 2008-2012.

La directive 2004/101/CE du 27 octobre 2004 (directive dite « crédits d'émission ») modifiant la directive 2003/87 a été introduite en droit français, dans le Code de l'environnement (art L. 229-5 et suivants) par la Loi n° 2005-1319 du 26 octobre 2005 et le décret n° 2006-622 du 29 mai 2006. Les crédits d'émission générés par les activités de projets éligibles aux mécanismes de projets prévus par les articles 6 et 12 du protocole de Kyoto (mise en œuvre conjointe -MOC- et mécanisme de développement propre -MDP-) peuvent ainsi être utilisés dans le cadre du marché européen d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre et servir, sous certaines conditions, à respecter les obligations de restitution de quotas incombant aux exploitants.

Le dispositif a été complété par décret et arrêté, datés du 29 mai 2006 ainsi que par un arrêté du 2 mars 2007 venant préciser les différentes étapes de la procédure nationale d'agrément de ces projets. Deux procédures d'agrément distinctes sont prévues selon qu'il s'agit de projets MDP ou de MOC réalisés en dehors du territoire national par des opérateurs français, ou de projets MOC réalisés en France par des opérateurs étrangers ou français, projets dits domestiques.

Ainsi les exploitants concernés, dont EDF, pourront, sous certaines conditions, recourir aux crédits issus de ces projets pour respecter leurs obligations annuelles de restitution de quotas à hauteur des émissions de CO₂ de leurs installations. La quantité de quotas allouée à EDF pour la 2^{ème} période ayant fortement diminué, l'entreprise devra faire plus largement appel à ces mécanismes pour couvrir ses émissions. L'utilisation de ces crédits à cette fin a toutefois été limitée et la procédure d'agrément de ces projets au niveau national est longue et complexe.

SITES NATURELS ET SITES CLASSÉS (ENFOUSSEMENT DES LIGNES)

Le Groupe EDF est également soumis à la réglementation relative aux sites classés et protégés, en vertu de laquelle les lignes électriques sont soumises en France à une obligation d'enfouissement lorsqu'elles sont situées sur des sites classés et des parcs nationaux.

RÉGLEMENTATION EN MATIÈRE DE SANTÉ, D'HYGIÈNE ET DE SÉCURITÉ

AMIANTE

Le Groupe EDF est en outre soumis aux textes législatifs et réglementaires relatifs à l'amiante. En France, la réglementation impose notamment la recherche de matériaux contenant de l'amiante dans les bâtiments, et le cas échéant, des mesures de surveillance ou des travaux de désamiantage. EDF est également soumise à des obligations réglementaires d'information et de protection des travailleurs susceptibles d'être exposés à l'inhalation de poussières d'amiante.

LÉGIONELLES

EDF exploite, notamment pour les besoins de ses activités de production d'électricité, des tours aéroréfrigérantes (« TAR ») désormais soumises à la réglementation sur les ICPE. EDF doit notamment réaliser une analyse méthodique des risques de prolifération de légionelles dans ses TAR et mettre en place un plan d'entretien préventif de nettoyage et de désinfection. EDF est par ailleurs obligée de procéder à des analyses mensuelles ou bimensuelles en fonction du type d'installation concernée. En l'absence de réglementation en la matière pour les TAR des INB, l'ASN a demandé en 2004 à EDF de ne pas dépasser, à titre provisoire et dans l'attente de l'adoption d'un arrêté spécifique, certaines concentrations en légionelles dans les bassins d'aéro-réfrigérants. En juin 2006, elle a également demandé que des mesures complémentaires soient mises en place pour renforcer le plan de surveillance existant et que des études de faisabilité approfondies soient réalisées pour chaque site afin de renforcer la prévention des légionelles dans les circuits.

6.5.4.5 PRINCIPAUX PROJETS DE RÉGLEMENTATIONS SUSCEPTIBLES D'AVOIR UN IMPACT SUR LES ACTIVITÉS DU GROUPE EDF

Plusieurs projets de réglementation aux niveaux communautaire et français, dont les principaux sont décrits ci-dessous, sont susceptibles d'avoir un impact significatif sur les activités du Groupe EDF.

6.5.4.5.1 RÉGLEMENTATIONS FUTURES AU NIVEAU COMMUNAUTAIRE

6.5.4.5.1.1 LE « PAQUET ENERGIE ET CHANGEMENT CLIMATIQUE »

Présentation du « Paquet Energie et changement climatique » de la Commission Européenne le 10 janvier 2007

La Commission Européenne a présenté le 10 janvier 2007 (voir section 6.5.1.1 (« Législation européenne ») son « Paquet Energie et changement climatique » qui rassemble l'ensemble des orientations stratégiques concernant le secteur de l'énergie proposées au Conseil et au Parlement européen, dans l'objectif d'établir les bases d'une véritable politique énergétique européenne destinée à lutter contre le changement climatique et renforcer la sécurité énergétique et la compétitivité de l'Union Européenne. Le « Paquet Energie et changement climatique » se compose d'une note d'analyse stratégique et de plusieurs documents consacrés respectivement au Marché intérieur de l'énergie, au mix énergétique, aux énergies renouvelables et au changement climatique :

- S'agissant du Marché intérieur, la Commission aborde plusieurs pistes de réflexion :

- « assurer un accès non discriminatoire aux réseaux grâce à l'unbundling » (dissociation patrimoniale des gestionnaires de réseaux de transport) ;
- « améliorer la régulation de l'accès au réseau aux niveaux national et européen ». La Commission Européenne envisage un renforcement des pouvoirs des régulateurs nationaux et de leur indépendance, ainsi que la question de la coordination des régulateurs ;
- « réduire le champ possible pour la concurrence déloyale ». La Commission Européenne développe trois pistes de réflexion : définir des règles contraignantes en matière de transparence ; durcir le régime applicable à l'accès aux réseaux de transport de gaz et les règles relatives aux contrats long terme gaziers (transport et aval) ; définir éventuellement un nouveau cadre réglementaire pour le stockage de gaz ;
- la coordination des GRT. La Commission Européenne évoque deux options :

1. l'option « ETSO+ » ou « GIE+ » : il s'agit de créer un groupe des GRT qui serait chargé collégalement d'élaborer les normes techniques, les règles relatives à la sécurité des réseaux et de surveiller le développement des réseaux ;
2. l'option des opérateurs de système régionaux c'est-à-dire transfrontaliers ;

- « fournir un cadre clair pour l'investissement dans les centrales et l'infrastructure d'importation et de transport de gaz », (référence au projet d'observatoire européen déjà mentionné dans le Livre vert) ;
- les « questions relatives aux petits consommateurs » (particuliers et « petits professionnels »). À cet égard, le rapport examine aussi la protection des consommateurs dont les clients démunis et le comptage. La Commission Européenne rappelle la légitimité des obligations de service public à la condition qu'elles ne constituent pas un obstacle à la concurrence effective. S'agissant des tarifs, le rapport indique que les contrôles de prix peuvent introduire des distorsions mais peuvent être nécessaires à la condition d'être ciblés « afin de protéger les consommateurs dans certaines circonstances spécifiques, par exemple durant la période de transition vers une concurrence effective ».

- Mix énergétique : le document essentiel est le Programme indicatif nucléaire (« PINC »). Il est accompagné par une communication relative aux énergies fossiles et un plan stratégique pour les technologies énergétiques.
- Energies Renouvelables : outre deux documents stratégiques relatifs

aux énergies renouvelables, ce chapitre comprend un rapport sur les biocarburants et une proposition de directive « chaleur et froid issus d'énergies renouvelables »,

- Climat : il s'agit d'une communication intitulée « limiter le changement climatique mondial à 2 degrés celsius : la voie à suivre pour l'Union Européenne et le monde d'ici 2020 et au-delà ».

Le Conseil Européen des 8 et 9 mars 2007 et ses suites, les propositions de la Commission Européenne du 23 janvier 2008

La Commission Européenne a présenté, le 23 janvier 2008, sous forme de ce qui est communément appelé le « Paquet Climat », plusieurs propositions de textes en matière de lutte contre le changement climatique.

Cette étape fait suite à l'approbation par le Conseil Européen, en mars 2007, d'un ambitieux plan d'action « climat » qui préconisait principalement un engagement de l'UE à réduire d'au moins 20 % ses émissions de gaz à effet de serre d'ici 2020, un objectif obligatoire de 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique à la même échéance, et enfin une augmentation de 20 % de l'efficacité énergétique (objectif dit des « 3x20 »).

Destiné à atteindre cet objectif, le train de propositions de la Commission s'articule principalement autour de cinq textes: une directive modifiant le système communautaire d'échange de quotas d'émission, une répartition de l'effort entre les États membres dans les domaines non couverts par ce système, comme les transports, le bâtiment, ou les services, une directive destinée à promouvoir les énergies renouvelables, une directive sur le captage et le stockage du CO₂, et enfin un nouvel encadrement des aides d'État dans le domaine de l'environnement.

La proposition de directive relative à la promotion des sources d'énergie renouvelables

Cette proposition fixe en particulier une proportion contraignante – sans toutefois instituer de dispositif de sanction - de 20 % d'énergie renouvelable dans la consommation énergétique finale de l'Union. L'objectif global est ensuite décliné par État en considération notamment du mix énergétique national, du potentiel de chaque État et du PIB. La France se voit fixer l'objectif contraignant de 23 % d'énergies renouvelables. Chaque État membre devra par ailleurs adopter d'ici 2010 un plan d'action national comprenant les mesures appropriées pour atteindre ses objectifs, et la progression concernant la part des ENR devra suivre une trajectoire indicative. Enfin, le texte envisage la mise en place d'un régime de garanties d'origine transférables, destiné à permettre aux États d'atteindre leurs objectifs de la manière la plus rentable possible.

La proposition de directive visant à élargir et à renforcer le système communautaire d'échange de quotas d'émission

Parmi les principales modifications proposées au système en place depuis 2005, on doit relever le remplacement des plafonds nationaux limitant le nombre de quotas d'émission par un plafond unique pour toute l'Union, l'introduction d'un certain nombre d'industries nouvelles (production d'aluminium, pétrochimie, transport aérien...) et de deux gaz supplémentaires, ainsi qu'une harmonisation des règles concernant les allocations à titre gratuit. Une proportion considérable des quotas sera mise aux enchères : dès 2013, les quotas destinés au secteur énergétique seront en totalité mis aux enchères ; dans les autres secteurs, l'octroi de quotas gratuits a en principe vocation à disparaître progressivement d'ici 2020.

Aperçu des activités



La proposition de directive visant à instaurer un cadre juridique pour la pratique sûre du captage et le stockage géologique de dioxyde de carbone

Le captage et le stockage du CO₂ (« CCS : Carbon Capture and Sequestration ») désignent une succession de procédés technologiques consistant à capter le dioxyde de carbone présent dans les gaz rejetés par l'industrie, puis à le transporter et à l'injecter dans des formations géologiques. Ces activités sont incluses dans le nouveau système communautaire d'échange de quotas d'émission. De plus, afin d'encourager le captage de CO₂ dans les centrales à charbon, la proposition de directive prévoit que l'exploitant d'une nouvelle centrale devra évaluer la faisabilité du captage, du transport et du stockage de CO₂ émis par son installation et, qu'à l'horizon 2020, toutes les nouvelles centrales devraient, si possible, être équipées de la technologie CCS. La proposition régleme également le stockage, prévoyant notamment un régime d'autorisation d'explorer le sous-sol puis de l'exploiter aux fins de stockage, la réalisation d'études d'impact, des inspections environnementales et un transfert de responsabilité vers l'autorité nationale compétente après la fermeture du site de stockage.

La décision portant nouvel encadrement des aides d'État à l'environnement

L'objectif principal de cette proposition est la prise en compte de la priorité donnée à la lutte contre le changement climatique et aux instruments jugés indispensables pour y parvenir (efficacité énergétique, énergies renouvelables, technologies « propres »). Il devrait permettre une plus grande souplesse dans l'attribution des aides.

Propositions législatives du 19 septembre 2007 visant à améliorer le fonctionnement du marché de l'électricité et du gaz

Dans le prolongement des travaux présentés le 10 janvier 2007 par la Commission Européenne, le collège des commissaires a adopté le 19 septembre 2007 un troisième train de propositions législatives visant à améliorer le fonctionnement du marché de l'électricité et du gaz.

Désignées sous le vocable « troisième paquet », les propositions de la Commission se composent de 5 documents :

- une directive relative à l'électricité et modifiant et complétant la directive 2003/54/CE existante ;
- une directive relative au gaz et modifiant et complétant la directive 2003/55/CE existante ;
- un règlement relatif à l'électricité modifiant et complétant le règlement 1228/2003 existant ;
- un règlement relatif au gaz modifiant et complétant le règlement 1775/2005 existant ;
- un règlement instituant une agence européenne de coopération des régulateurs nationaux de l'énergie.

Les propositions de la Commission s'articulent autour de plusieurs idées-force :

- Les dispositions existantes en matière de découplage ne suffisent pas à assurer le bon fonctionnement du marché.

La Commission estime que lorsque le gestionnaire de réseau de transport a le statut d'entité juridique au sein d'une entreprise intégrée, il peut accorder un traitement de faveur à ses entreprises liées, l'accès non discriminatoire à l'information n'est pas garanti et les incitations à l'investissement sont faussées.

La Commission estime en conséquence qu'une séparation plus effective des gestionnaires de réseau est nécessaire.

Pour satisfaire cette exigence, la Commission donne aux États membres le choix entre la dissociation patrimoniale pure et simple des GRT (Ownership Unbundling ou OU), solution qu'elle privilégie, et l'option alternative du « gestionnaire de réseau indépendant » (ISO).

La dissociation patrimoniale impose aux États membres de faire en sorte que la ou les mêmes personnes ne puissent exercer de contrôle sur une entreprise de fourniture et, simultanément, détenir une quelconque participation dans, ou exercer un quelconque droit sur, un réseau de transport ou un gestionnaire de réseau de transport. La réciproque de cette disposition s'applique également : autrement dit, le contrôle exercé sur un gestionnaire de réseau de transport exclut la possibilité de détenir une participation dans, ou d'exercer des droits sur, une entreprise de fourniture.

La Commission admet que les États membres puissent préférer une autre solution qu'elle qualifie elle-même de « solution de remplacement ». L'option du « gestionnaire de réseau indépendant » permet aux entreprises verticalement intégrées de conserver la propriété des actifs du réseau, mais exige que le réseau de transport lui-même soit géré par un gestionnaire de réseau indépendant – une entreprise ou entité séparée de l'entreprise verticalement intégrée – qui assure toutes les fonctions d'un gestionnaire de réseau. La directive prévoit en outre la mise en place d'une réglementation et d'une surveillance permanente, pour garantir que le gestionnaire demeure véritablement indépendant de l'entreprise verticalement intégrée.

- L'indépendance et les pouvoirs des régulateurs nationaux doivent être élargis

La Commission considère que l'indépendance des autorités de régulation est un élément clé du bon fonctionnement du marché de l'électricité. Elle propose de renforcer cette indépendance en accordant aux autorités de régulation la personnalité morale, l'autonomie financière et des ressources humaines et financières appropriées.

La Commission estime par ailleurs qu'il est nécessaire de renforcer les compétences des régulateurs nationaux en matière de régulation des marchés.

L'élargissement des compétences ainsi proposé porte notamment sur le contrôle du respect par les gestionnaires de réseaux des règles régissant l'accès des tiers, la gestion des congestions et des interconnexions. Il a également vocation à permettre aux régulateurs nationaux d'évaluer les plans d'investissement des gestionnaires de réseaux de transport et de fournir une évaluation de la compatibilité de ces plans avec le plan décennal de développement du réseau pour l'ensemble de l'Europe.

- Une agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie doit être mise en place

La Commission estime nécessaire de renforcer la coopération entre autorités nationales de régulation par la création d'une agence européenne de coopération.

Les principales missions de cette agence seraient les suivantes : fournir un cadre de coopération aux régulateurs nationaux, surveiller et évaluer les activités du réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport de gaz et d'électricité.

L'agence disposerait à cette fin de pouvoirs de décision individuelle et d'un rôle consultatif général.

- Une coopération solide entre gestionnaires de réseaux de transport est nécessaire à une bonne intégration des marchés du gaz et de l'électricité

Tirant argument des incidents réseau et pannes généralisées survenues ces dernières années, la Commission estime qu'une coopération volontaire entre gestionnaires de réseaux est insuffisante.

Elle propose en conséquence de renforcer la coopération entre gestionnaires de réseaux de transport dans plusieurs domaines clés, que sont notamment : l'élaboration de « codes » commerciaux et techniques, la coordination de l'exploitation des réseaux, la planification des investissements, les activités de recherche et d'innovation d'intérêt commun.

6.5.4.5.1.2 AUTRES RÉGLEMENTATIONS FUTURES AU NIVEAU COMMUNAUTAIRE

Environnement

À la suite du programme CAFE (Clean Air For Europe), lancé en 2001 par la Commission Européenne pour améliorer la qualité de l'air en Europe et de la stratégie thématique sur la pollution atmosphérique du 21 septembre 2005 (communication de la Commission au Conseil et au Parlement européen) qui définit les objectifs en matière de pollution atmosphérique et propose des mesures pour les atteindre à l'horizon 2020 a été lancée la révision de la directive 2001/81 (NEC) fixant des plafonds d'émission nationaux pour certains polluants atmosphériques. La phase de consultation préalable étant finie, une proposition de directive modificative devait être publiée par la Commission au mois de février 2008 mais a été repoussée en avril 2008 en raison notamment de la volonté de la CE de prendre en compte le « paquet énergétique » et les difficultés liées à la répartition entre les États Membres. Cette proposition de directive proposerait notamment la mise en place d'un marché des émissions de SO_x et NO_x entre les États membres et le durcissement des plafonds nationaux d'émissions.

Un projet de directive relative au stockage géologique de dioxyde de carbone qui vise à établir dans l'Union Européenne un cadre légal pour le stockage géologique de CO₂ en vue de réduire les émissions de CO₂ dans l'atmosphère est en préparation. Il devrait modifier la directive 2001/80/CE relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des grandes installations de combustion afin d'obliger les exploitants d'installations nouvelles à évaluer la faisabilité technique du captage et stockage de CO₂ et à prévoir la mise en place d'un système de captage de CO₂. La réglementation concernera donc EDF, étant précisé que la date à laquelle l'obligation d'équiper les installations de combustion en système de captage demeure incertaine et dépend notamment de la démonstration de la viabilité technique et commerciale du captage et du stockage de CO₂.

La proposition de directive du 24 octobre 2005 qui vise à établir un cadre communautaire afin de protéger et conserver le milieu marin prévoit que les États définiront des stratégies pour les eaux marines européennes avec pour objectif d'atteindre en 2021 un bon état écologique du milieu marin ; des programmes de surveillance et de diverses mesures seront adoptés. Certaines installations de production d'EDF (éoliennes off-shore, centrales en bord de mer ou à l'intérieur des terres dès lors qu'elles sont susceptibles d'affecter directement ou indirectement le milieu marin) pourraient à terme être affectées par des contraintes nouvelles.

La proposition de directive sur les normes de qualité environnementale dans le domaine de l'eau et modifiant la directive 2000/60/CE établira des normes de qualité environnementale pour limiter la quantité de substances chimiques (appelées substances prioritaires) présentant un risque significatif pour l'environnement ou la santé dans les eaux de surface (cours d'eau, lacs, eaux côtières) de l'Union Européenne. Elle demandera aux États membres de veiller au respect des normes. Cette obligation pourra

donner lieu à des dispositions plus sévères concernant les rejets et émissions des installations d'EDF.

Divers motifs dont certaines catastrophes écologiques liées à des transports maritimes, ont conduit la Commission à élaborer une nouvelle proposition de directive relative à la protection de l'environnement par le droit pénal (adoption par la Commission le 9 février 2007). Cette proposition a pour objet, d'une part, d'identifier les actes gravement dommageables qui seraient répréhensibles et, d'autre part, d'en fixer le niveau minimal de peines. En l'état actuel, on constate globalement que cette proposition renforce les sanctions pénales y compris pour les activités nucléaires, par rapport à celles qui sont déjà applicables en droit français pour les actes similaires. Cependant, un arrêt du 23 octobre 2007 de la CJCE rendu en matière de pollution des navires, tout en confirmant la compétence de principe de la Commission et du Parlement à définir des infractions afin de renforcer la protection de l'environnement, leur dénie la compétence pour déterminer le type et le niveau des sanctions pénales. Dans ces conditions, l'actuelle proposition devrait être reprise en faisant disparaître les peines qui y étaient fixées, vraisemblablement en y substituant l'affirmation de la nécessité d'avoir des sanctions pénales efficaces, proportionnées et dissuasives ; ce qui laisserait ainsi une certaine souplesse à chacun des États membres.

Ainsi que le préconisait le sixième programme d'action pour l'environnement, la Commission Européenne a publié le 22 septembre 2006 une proposition de directive définissant un cadre pour la protection des sols qui a été adopté par le Parlement européen en 1^{ère} lecture le 14 novembre 2007. Le Conseil des ministres européens de l'environnement réuni le 20 décembre 2007 n'a pas en revanche adopté ce texte, plusieurs États s'y opposant, au nombre desquels la France, au nom du principe de subsidiarité. Ce texte a pour objectif de définir les principes et actions, communs à tous les États membres, permettant de lutter activement contre la dégradation des sols et préserver leur capacité à remplir chacune de leurs fonctions écologiques, économiques, sociales et culturelles. Le texte pourrait être relancé à l'initiative des prochaines présidences de l'UE.

La Commission a lancé le processus de révision de la directive IPPC (« Integrated Pollution Prevention and Control ») du 24 septembre 1996 (qui devait être transposée dans les États membres au mois d'octobre 2007 en 2005 (des consultations publiques se sont notamment déroulées de mai à juin 2007)). La Commission Européenne a adopté le 21 décembre 2007 une communication « Amélioration de la politique en matière d'émissions industrielles et une proposition de directive relative aux émissions industrielles (prévention et réduction intégrées, de la pollution). Cette proposition de directive révisée et refondue en un seul texte juridique plusieurs textes existants dont les directives IPPC, GIC, Incinération des déchets, COV, etc. Cette refonte devrait conduire à une meilleure application des Meilleures Technologies Disponibles, et à élargir le champ à d'autres activités. L'entrée en vigueur de la directive révisée est prévue pour 2016.

Nucléaire

L'anniversaire du traité Euratom a été l'occasion pour les institutions européennes de dresser le bilan de son application. Il en est ressorti que le Parlement souhaiterait que la codécision soit introduite dans le traité Euratom afin d'être obligatoirement associé au processus décisionnel. Néanmoins l'acquis communautaire en matière d'énergie nucléaire ainsi que sa modernité dans le contexte énergétique et climatique actuel ont été salués et les fondamentaux du traité ne devraient pas être modifiés prochainement.



Par ailleurs, un groupe de haut niveau sur la sûreté nucléaire et la gestion des déchets composé de représentants des États membres et d'un représentant de la Commission a été créé par le Conseil au cours du printemps 2007. Il est chargé d'identifier des approches harmonisées et de proposer des recommandations sur la sûreté des installations, la sûreté de la gestion des déchets et le financement du démantèlement et de la gestion des déchets et du combustible usé. Ses travaux pourront, à terme, susciter de nouveaux développements de la réglementation nucléaire communautaire. La première réunion s'est tenue le 12 octobre 2007.

La Commission souhaiterait harmoniser les régimes de responsabilité civile nucléaire et procède actuellement à une étude d'impact tenant compte des conventions internationales de Paris et de Vienne et envisageant l'élaboration d'un régime « communautaire ».

6.5.4.5.2 RÉGLEMENTATIONS FUTURES EN FRANCE

La responsabilité d'EDF en matière de dommages causés à l'environnement par certaines de ses activités non nucléaires, devrait être renforcée par la transposition à intervenir en droit français de la directive 2004/35/CE du 21 avril 2004. Cette directive instaure un régime non rétroactif de responsabilité objective, limité à certains dommages environnementaux particulièrement graves. Ainsi, l'exploitant d'une installation sera responsable dès lors qu'il sera possible d'établir un lien de causalité entre le dommage et son activité. Par ailleurs, l'objectif poursuivi est de tendre, dans la mesure du possible, à une restauration de l'environnement qui a été dégradé. Ce nouveau régime ne modifie en rien les règles existantes d'indemnisation à l'égard des tiers qui ont été victimes d'une pollution. La directive n'a pas, à ce stade, rendu obligatoire un système de garanties financières.

Le Groupe sera également soumis à la directive européenne n° 2004/40/CE du 29 avril 2004 concernant les prescriptions minimales de sécurité et de santé relatives à l'exposition des travailleurs aux risques dus aux agents physiques (champs électromagnétiques) qui doit être transposée au plus tard le 30 avril 2008. Cette directive introduit des prescriptions minimales en matière d'évaluation et de réduction des risques ainsi qu'en matière d'information et de formation des travailleurs.

Ces prescriptions concerneront RTE et ERDF, compte tenu des champs électromagnétiques générés par les lignes ou les postes-sources à l'occasion de travaux sous tension ou non. Elles affecteront également la Direction Production-Ingénierie d'EDF qui emploie du personnel de maintenance électrique dans le voisinage des alternateurs situés en sortie de centrale de production.

La directive européenne du 14 mars 2006 relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques, qui fixe un objectif indicatif de réduction des consommations à réaliser au niveau des États membres et laisse une assez large place à la subsidiarité devra être transposée en droit interne d'ici le 17 mai 2008. Chaque État devra présenter à trois reprises un plan d'action pour l'efficacité énergétique (30 juin 2007, 30 juin 2011 et 30 juin 2014) et le secteur public devra jouer un « rôle exemplaire ». Outre l'effort particulier d'information des clients qu'elle fait peser sur les fournisseurs d'énergie (exigences en matière de facturation et comptage), le rôle des fournisseurs d'énergie est laissé à l'appréciation des États membres. L'impact de cette directive sera par conséquent à apprécier au regard de ses futurs textes de transposition.

Une série de réglementations est attendue à la suite du « Grenelle de l'environnement », qui devraient concerner à des degrés divers les activités amont et aval d'EDF. Des Comités opérationnels préparent, sous le regard de Comités de suivi et d'évaluation représentant les parties prenantes (syndicats, ONG, représentants des entreprises, administrations, élus) la traduction opérationnelle et juridique des orientations et objectifs annoncés par le Président de la République et les conclusions des tables rondes du Grenelle de l'environnement du 24 au 26 octobre 2007. Un rapport a par ailleurs été remis le 6 janvier 2008 par le Madame Corinne Lepage et formule des propositions dans les domaines de l'information, de l'expertise, et de la responsabilité. Une Loi post-Grenelle, dont l'examen est envisagé au Parlement à l'été 2008, ainsi que des projets de textes réglementaire, sont attendus, notamment sur les thématiques « efficacité énergie et carbone », « bâtiment et ville », « mobilité et transports », « gouvernance écologique », « santé-environnement », « biodiversité et eau ».

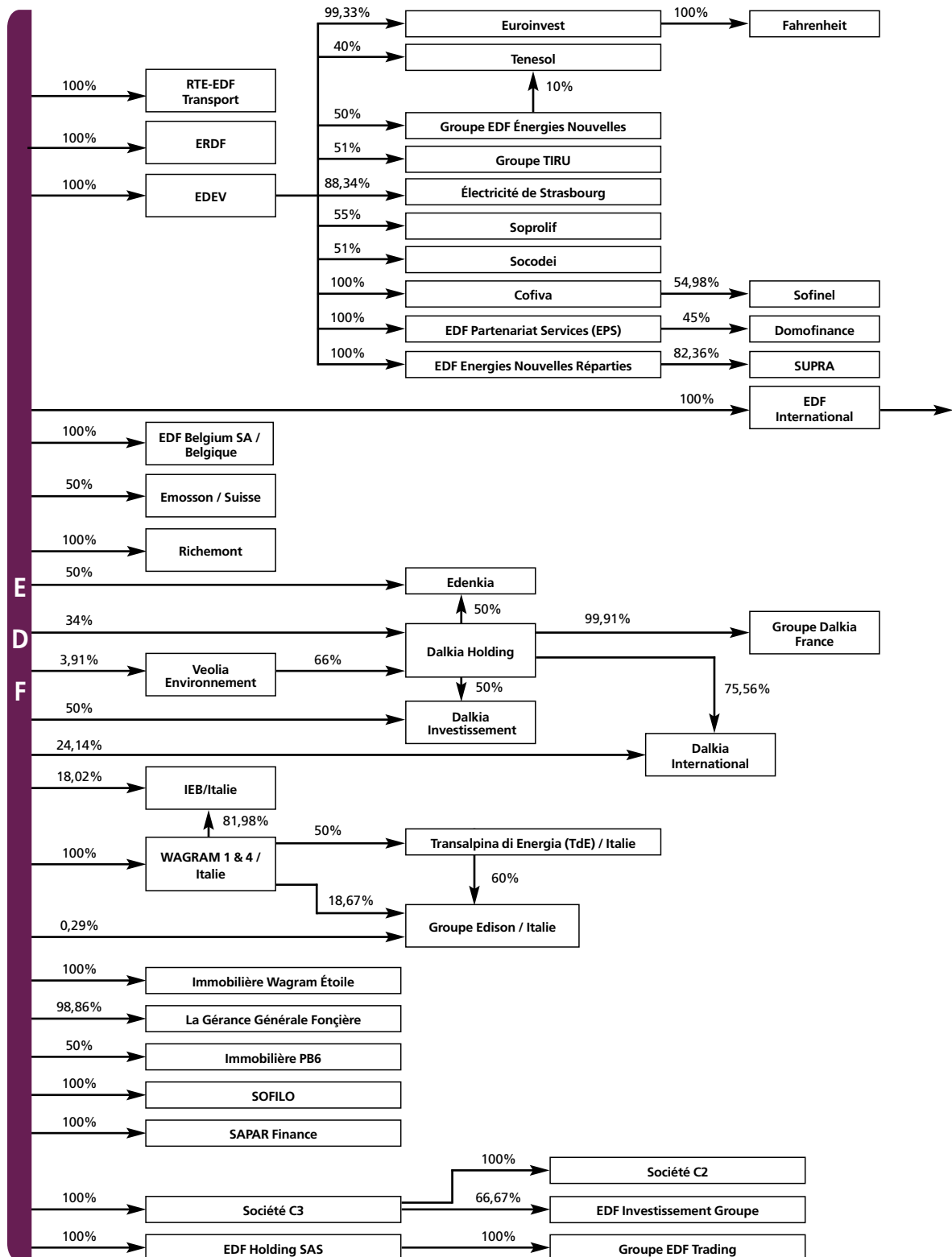
7

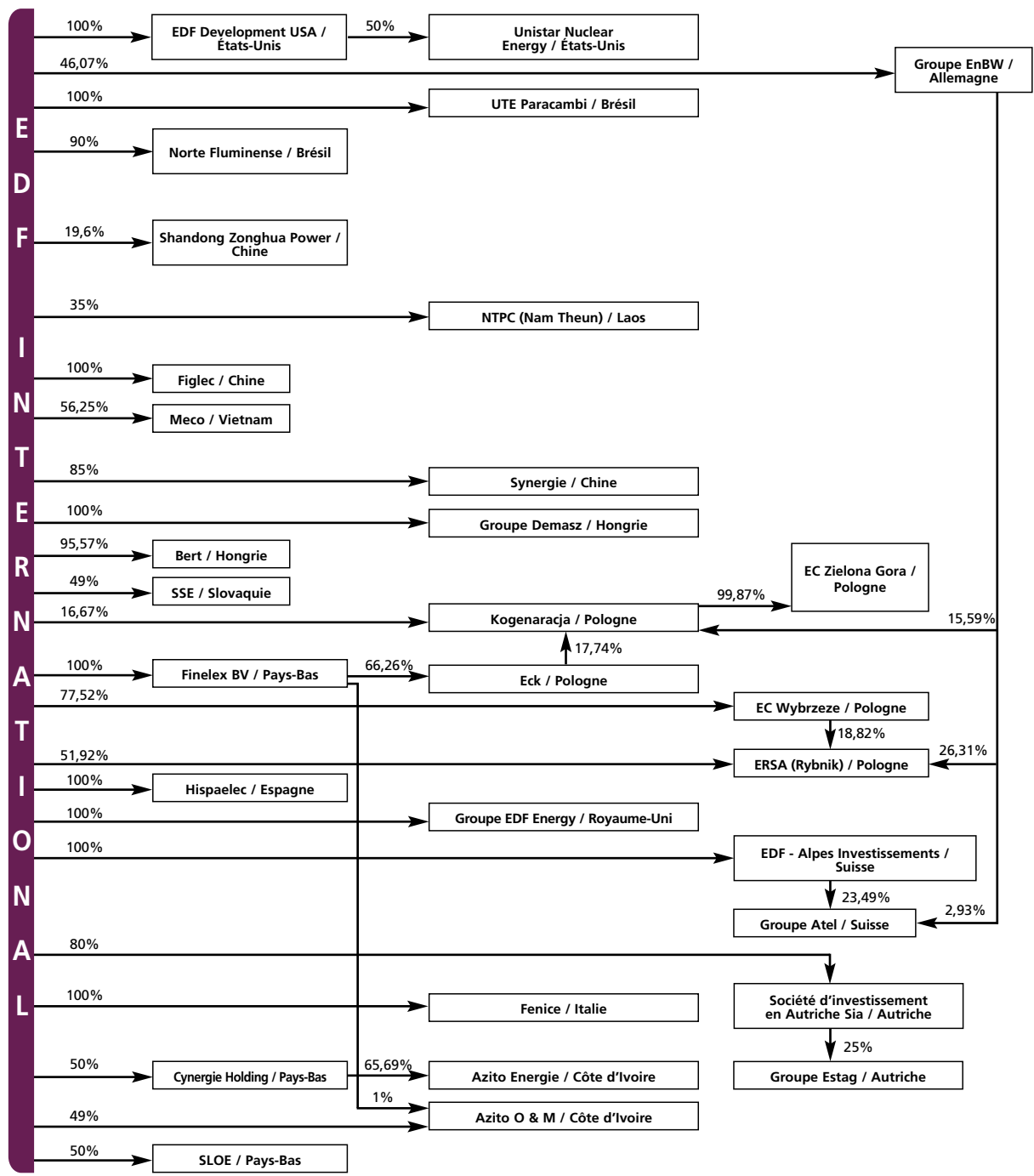
Organigramme



Un organigramme juridique simplifié du Groupe au 31 décembre 2007 est présenté ci-dessous. Les pourcentages mentionnés pour chaque

entité, correspondent à la quote-part d'intérêt dans le capital (pourcentage retenu dans le cadre de la consolidation).





Organigramme



L'intégralité des sociétés faisant partie du périmètre de consolidation du Groupe est mentionnée à la note 42 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2007.

INFORMATIONS RELATIVES AUX FILIALES

La présentation des activités des principales filiales du Groupe, la description de leurs dernières acquisitions, leurs soldes intermédiaires de gestion et/ou leur poids économique dans le Groupe figurent à la section 6.3 (« Présentation de l'activité du Groupe EDF à l'international ») du présent Document de Référence. Par ailleurs, la note 7.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2007 fournit des informations financières sur les sociétés du Groupe, par zone géographique.

MANDATS EXERCÉS PAR LES DIRIGEANTS D'EDF

Les mandats exercés par les dirigeants d'EDF au sein des filiales du Groupe sont mentionnés en Annexe C au présent Document de Référence.

RELATIONS CONTRACTUELLES INTRA-GROUPE

CONVENTIONS DE CENTRALISATION DE TRÉSORERIE CONCLUES ENTRE EDF ET SES FILIALES

La centralisation de la trésorerie mise en place par EDF permet de mutualiser l'ensemble des positions de ses filiales et d'optimiser ainsi la liquidité du Groupe. Ce *cash pooling* se traduit par une centralisation physique des soldes des filiales au niveau maison-mère. Il concerne toutes les filiales, tant françaises qu'internationales, pour lesquelles EDF détient le pouvoir de contrôle effectif. Il ne concerne pas RTE-EDF Transport.

Le système de centralisation de trésorerie des sociétés du Groupe EDF est défini dans le cadre de conventions de trésorerie. Une convention bipartite signée entre EDF et chaque filiale définit les conditions spécifiques de la relation : rémunération des soldes, etc.

Au niveau international, les filiales participantes adhèrent à une convention Cadre, ce qui confère à EDF le statut de Centrale de Trésorerie.

EDF centralise également l'ensemble des flux en devises de ses filiales françaises.

FLUX FINANCIERS ENTRE EDF ET SES FILIALES

Outre les flux financiers liés aux conventions de centralisation de trésorerie mentionnés ci-dessus, les flux financiers existant entre EDF et ses filiales sont également liés aux remontées de dividendes au sein du Groupe. Bien qu'une part substantielle des dividendes mis en paiement par certaines filiales du Groupe (dont EnBW et EDF Energy) soit exclusivement versée à EDF International (environ 479 millions d'euros au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2007), EDF a reçu de ses autres filiales consolidées environ 662 millions d'euros de dividendes au titre de ce même exercice.

Les autres flux financiers existant entre EDF et ses filiales correspondent principalement aux prêts, apports et garanties consentis par la maison mère du Groupe au bénéfice de certaines de ses filiales.

Dans le cadre de la politique de centralisation du financement du Groupe décidée en 2006, EDF centralise désormais le financement de ses filiales anglaises (hors financement des activités régulées). Dans ce cadre, EDF a créé EDF Investissements Groupe dont l'objet sera notamment de centraliser les financements intra-groupe de long terme.

En ce qui concerne les flux financiers liés aux redevances versées par les filiales, ceux-ci ne sont pas significatifs. En effet, les filiales du Groupe disposent généralement de leurs propres services centraux et opèrent sous leurs propres marques.

Pour une description des flux financiers liés aux relations commerciales existant entre EDF et ses filiales, voir Chapitre 19 (« Opérations avec des apparentés ») ci-après.

Propriétés immobilières, usines et équipements

8



8.1 <u>Actifs industriels</u>	P.129
8.2 <u>Actifs immobiliers tertiaires</u>	P.129
8.3 <u>Participation des Employeurs à l'Effort de Construction (« PEEC »)</u>	P.129
8.4 <u>Prêts d'accession à la propriété</u>	P.129

8.1 Actifs industriels

Au 31 décembre 2007, la valeur nette comptable des immobilisations corporelles du Groupe EDF est de l'ordre de 105 milliards d'euros environ

(voir notes 20, 21 et 22 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2007).

8.2 Actifs immobiliers tertiaires

Le Pôle Immobilier (regroupant la Direction de l'Immobilier et ses filiales immobilières rattachées) assure en France les fonctions de prestataire immobilier des entités du Groupe en gérant et en optimisant un patrimoine immobilier tertiaire de près de 4,5 millions de m² de locaux tertiaires, dont environ 77 % sont en pleine propriété du Groupe et 23 % sont loués à des tiers (prises à bail et concession).

d'exploitation-maintenance des installations et de services à l'occupant, en mettant à disposition des surfaces par un système de sous-location aux entités et unités du Groupe. En prenant à bail auprès de tiers, la Direction de l'Immobilier a pris des engagements de location sur la période 2008-2017 à hauteur de 983,58 millions d'euros qui sont traités dans l'annexe des comptes consolidés.

La Direction de l'Immobilier assure les fonctions de gestion patrimoniale, de gestion locative et d'exploitation technique des bâtiments ainsi que

8.3 Participation des Employeurs à l'Effort de Construction (« PEEC »)

EDF est assujettie à l'obligation de participer chaque année à l'« effort de construction » à hauteur de 0,45 % de sa masse salariale, ce qui représente pour l'année 2007 environ 19,3 millions d'euros.

En contrepartie du versement de ces fonds, les salariés d'EDF bénéficient de services et de prestations destinés à faciliter leur mobilité résidentielle : aide à la location, aide à l'accession à la propriété, aide à la mobilité, conseil en financement.

8.4 Prêts d'accession à la propriété

Dans le cadre de sa politique sociale, EDF aide ses salariés à acquérir leur résidence principale. À la suite de la conclusion d'un partenariat avec le Crédit Immobilier de France (« CIF »), celui-ci assure la production, le financement et la gestion des prêts aux salariés de l'entreprise. EDF assure auprès du CIF la compensation de l'écart entre le taux bonifié (auquel

le CIF prête aux agents d'EDF) et le taux résultant de la consultation bancaire réalisée en 2005 ayant permis de retenir le CIF comme organisme bancaire.

Au 31 décembre 2007, l'encours « résiduel » non titrisé des créances accession à la propriété s'élevait à 9,7 millions d'euros au bilan d'EDF.

9

Examen de la situation financière et du résultat



9.1 <u>Chiffres clés</u>	P.131
9.2 <u>Éléments de conjoncture et événements marquants de l'exercice</u>	P.132
9.3 <u>Introduction à l'analyse des résultats 2007</u>	P.143
9.4 <u>Présentation des résultats 2007</u>	P.144
9.5 <u>Principales méthodes comptables sensibles aux estimations et aux jugements</u>	P.145
9.6 <u>Segmentation de l'information financière</u>	P.146
9.7 <u>Analyse du compte de résultat consolidé pour 2007 et 2006</u>	P.147
9.8 <u>Analyse par zone géographique du résultat d'exploitation</u>	P.153
9.9 <u>Flux de trésorerie et endettement financier</u>	P.160
9.10 <u>Gestion et contrôle des risques financiers</u>	P.165
9.11 <u>Provisions</u>	P.173
9.12 <u>Engagements hors bilan (engagements donnés)</u>	P.173
9.13 <u>Événements postérieurs à la clôture</u>	P.175

Incorporation par référence. En application de l'article 28 du Règlement (CE) n° 809/2004 en date du 29 avril 2004, l'examen de la situation financière et des résultats pour l'exercice clos le 31 décembre 2006 figurant au chapitre 9 (pages 136 à 177) du Document de référence 2006 du Groupe, est inclus par référence dans le présent document.

9.1 Chiffres clés

Les informations financières présentées dans ce document sont issues des comptes consolidés du Groupe EDF.

Les chiffres clés du Groupe au 31 décembre 2007 sont les suivants :

Extraits des comptes des résultats consolidés

Exercice clos au 31 décembre 2007 (en millions d'euros)	2007	2006 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation en %
Chiffre d'affaires	59 637	58 932	705	1,2
Excédent brut d'exploitation	15 210	14 393	817	5,7
Résultat d'exploitation	9 991	9 356	635	6,8
Résultat avant impôts des sociétés intégrées ⁽²⁾	7 457	6 655	802	12,1
Résultat net part du Groupe	5 618	5 605	13	0,2

(1) Le compte de résultat consolidé, publié au titre de l'exercice 2006, a été retraité du changement de présentation relatif aux dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession (décrit en notes 3.2 et 4 des comptes consolidés au 31 décembre 2007).

(2) Le résultat avant impôts des sociétés intégrées correspond au résultat net d'EDF avant prise en compte de l'impôt sur les résultats, de la quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence, du résultat net des activités en cours d'abandon et des intérêts minoritaires.

Extraits des bilans consolidés

Exercice clos au 31 décembre 2007 (en millions d'euros)	31 décembre 2007	31 décembre 2006
Actif non courant	134 572	130 824
Actif courant	51 308	48 122
Actifs détenus en vue de la vente	269	140
TOTAL DE L'ACTIF	186 149	179 086
Capitaux propres - part du Groupe	27 210	23 309
Intérêts minoritaires	1 586	1 490
Provisions non courantes	44 038	43 124
Autres passifs non courants	64 623	66 241
Passif courant	48 578	44 806
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	114	116
TOTAL DU PASSIF	186 149	179 086

Extrait des tableaux de flux de trésorerie consolidés

Exercice clos au 31 décembre 2007 (en millions d'euros)	2007	2006	Variation en valeur	Variation en %
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	10 222	11 795	(1 573)	(13,3)
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(5 428)	(13 769)	8 341	(60,6)
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	(2 116)	(1 794)	(322)	18,0
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	2 678	(3 768)	6 446	171,1

Examen de la situation financière et du résultat



Informations relatives à l'endettement financier

Exercice clos au 31 décembre 2007 (en millions d'euros)	2007	2006	Variation en valeur	Variation en %
Emprunts et dettes financières	27 930	28 142	(212)	(0,8)
Dérivés de couvertures des dettes	23	237	(214)	(90,3)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(6 035)	(3 308)	(2 727)	(82,4)
Actifs liquides	(5 682)	(10 154)	4 472	44,0
Dette financière nette des sociétés figurant dans les passifs non courants détenus en vue de la vente	33	15	18	120,0
ENDETTEMENT FINANCIER NET	16 269	14 932	1 337	8,9

9.2 Éléments de conjoncture et événements marquants de l'exercice

9.2.1 Éléments de conjoncture du secteur de l'énergie

9.2.1.1 CONJONCTURE ÉCONOMIQUE

– Croissance du PIB³³

L'économie mondiale a ralenti au cours de l'année 2007. Selon l'Insee, la croissance du PIB dans les principaux pays industrialisés serait globalement de + 2,4 % en 2007, après + 2,8 % en 2006.

Selon la même source, la croissance de la **zone euro** serait inférieure en 2007 (+ 2,6 %) à celle de 2006 (+ 2,9 %). La croissance du PIB en **France**, serait de + 1,9 % (+ 2,2 % en 2006).

Au **Royaume-Uni**, elle serait de + 3,1 % en 2007 (+ 2,8 % en 2006), en **Allemagne**, de + 2,7 % en 2007 (+ 3,1 % en 2006) et en Italie, de + 1,8 % en 2007 (+ 1,9 % en 2006).

Les principaux éléments ayant affecté la conjoncture en 2007 sont d'abord la crise immobilière aux États-Unis qui perdure et qui a entraîné une chute des liquidités malgré les injections répétées des banques centrales, ainsi qu'un ralentissement des investissements. Dans le même temps, les prix de l'énergie et en particulier du pétrole ont continué d'augmenter, notamment en fin d'année, où le baril de Brent a atteint le niveau de 96 \$. Les tensions inflationnistes ont été, de plus, aggravées par l'évolution des cours des matières premières alimentaires, à la fois pour des raisons conjoncturelles (mauvaises conditions météorologiques) et structurelles (progression de la demande et production de biocarburants).

9.2.1.2 ÉVOLUTION DES PRIX DE MARCHÉ ET DES TARIFS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL

– Prix de gros de l'électricité – 2007

Prix spot France – Allemagne – Royaume-Uni – Italie

Les prix spot de l'électricité ont baissé en moyenne sur les principaux marchés de gros européens.

En **France**, les prix spot³⁴ se sont établis en moyenne en 2007 à 40,9 €/MWh en base et 58,5 €/MWh en pointe, en baisse respectivement de 17 % et 16 % par rapport à 2006. 2007 a en effet été marquée par un équilibre offre demande relativement détendu au cours des neuf premiers mois, en raison de températures douces sur le 1^{er} trimestre limitant la consommation d'électricité, et d'un été frais. À l'inverse, 2006 avait connu deux épisodes climatiques extrêmes (un hiver long et rigoureux au premier trimestre et un mois de juillet caniculaire) entraînant les prix spot à la hausse. L'effondrement du prix moyen de la tonne de CO₂ pour la première période (2005-2007), passé de 17,6 €/tCO₂ en moyenne en 2006 à 0,7 €/tCO₂ en 2007, a également contribué à la baisse des prix spot en France comme dans les pays voisins. À partir d'octobre 2007, les prix spot français ont toutefois fortement augmenté, tirés par la hausse des prix des combustibles fossiles, par plusieurs épisodes de froid et par l'indisponibilité de plusieurs centrales en France. Sous l'effet des tensions sur l'équilibre offre-demande, les prix spot ont atteint des niveaux élevés fin octobre et mi-novembre, atteignant 314 €/MWh en base le 15 novembre, niveau record d'une moyenne journalière pour le prix spot français.

En **Allemagne**³⁵, la baisse des prix spot a été plus marquée qu'en France. Ils se sont établis en moyenne à 38 €/MWh en base et 56,2 €/MWh en pointe, soit respectivement 25 % et 23 % de moins qu'en 2006. Les prix spot allemands ont été, en moyenne en 2007, inférieurs aux prix spot français (de 2,9 €/MWh en base), alors qu'ils avaient été 1,5 €/MWh plus chers en moyenne en 2006. Cette évolution est liée notamment à la hausse de la production éolienne en Allemagne (+15 %, avec une puissance moyenne de 3,7 GW en 2007, contre 3,2 GW en 2006) et aux tensions sur les prix spot français en fin d'année.

Au **Royaume-Uni**, les prix spot³⁶ se sont établis à 42,2 €/MWh en base et 55,9 €/MWh en pointe en moyenne sur l'année 2007, en baisse respectivement de 29 % et 27 % par rapport à 2006. Cette baisse a été principalement alimentée par la diminution des prix du gaz au Royaume-Uni.

³⁴ Cotation moyenne de la veille en base et en pointe sur la Bourse Powernext pour une livraison le jour même (en €/MWh).

³⁵ Cotation moyenne de la veille, en base et en pointe sur la Bourse EEX pour une livraison le jour même (en €/MWh).

³⁶ Cotation moyenne Platts de la veille, en base et en pointe, sur le marché de gré à gré pour une livraison le jour même (en €/MWh).

³³ Source: INSEE, note de conjoncture, décembre 2007 - extraits.

La baisse des prix **spot italiens**³⁷ a été beaucoup plus limitée que dans les autres pays européens, les prix s'établissant en moyenne annuelle à 71,6 €/MWh en base (- 4 % par rapport à 2006) et à 104,6 €/MWh en pointe (- 2 % par rapport à 2006).

Prix à terme³⁸ France – Allemagne – Royaume-Uni

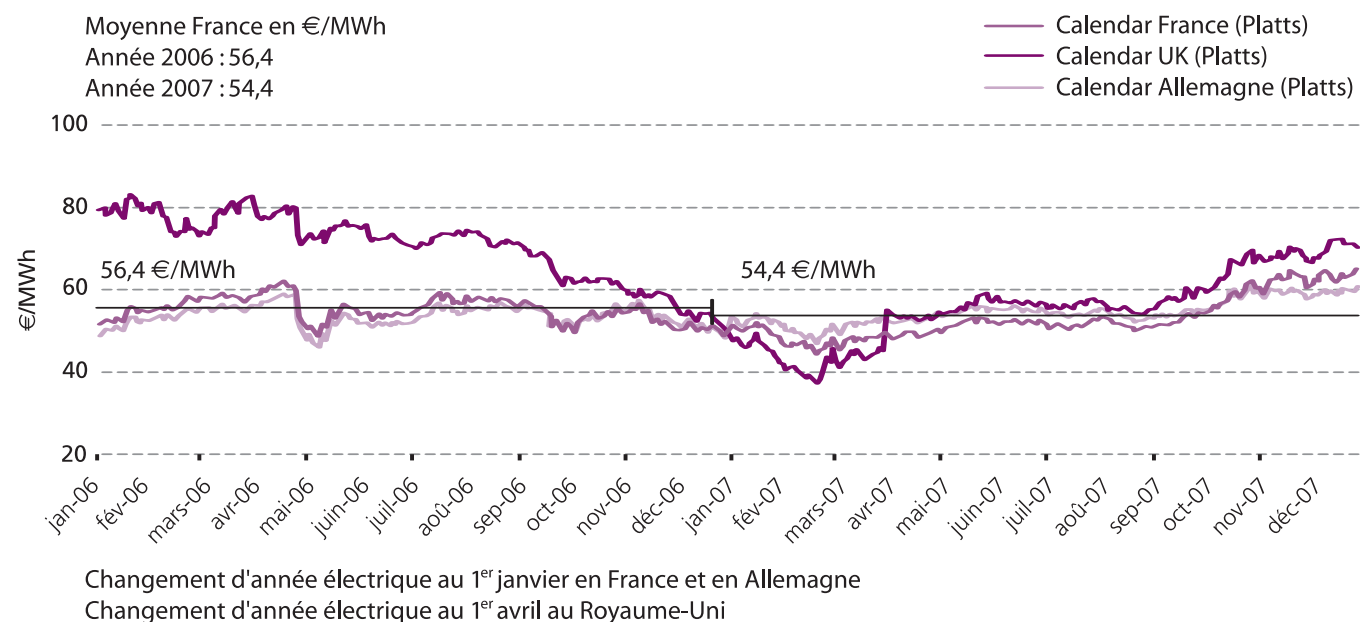
Les prix à terme³⁹ de l'électricité ont baissé en France et au Royaume-Uni par rapport à 2006. Ils ont en revanche légèrement augmenté en Allemagne.

En **France**, le prix du contrat annuel 2008 s'est établi en moyenne en 2007 à 54,4 €/MWh en base, en baisse de 3,5 % par rapport au prix du contrat annuel 2007 coté en 2006. Cette moyenne annuelle recouvre toutefois des variations significatives. Le prix du contrat annuel 2008 a dans un premier temps baissé, avant de repartir à la hausse, tiré par la forte progression des prix des combustibles fossiles et de ceux des quotas de CO₂ de la phase II (2008-2012). En fin d'année, la tension sur les prix spot français s'est répercutée sur les produits à terme hivernaux (premier trimestre 2008 notamment), entraînant une forte hausse du prix du contrat annuel 2008 base, qui termine l'année à 66 €/MWh, record historique pour un contrat annuel français.

En **Allemagne**, à l'inverse, le prix du contrat annuel base a progressé de 2 % par rapport à 2006, s'établissant à 55,9 €/MWh en moyenne en 2007, sous l'effet de la hausse des prix des combustibles fossiles et du CO₂. Il s'est établi en moyenne sur l'année à 1,5 €/MWh au-dessus du prix du contrat annuel français. L'écart de prix entre les deux contrats s'est toutefois inversé en octobre, le prix du contrat annuel français progressant davantage que celui du contrat allemand. En fin d'année, le prix du contrat annuel français était supérieur de 4,3 €/MWh à celui du contrat allemand, alors qu'il était 1,7 €/MWh moins cher début 2007. Les prix à terme français ont en effet fortement progressé en fin d'année, suivant ainsi l'évolution des prix spots.

Au **Royaume-Uni**, la chute des prix à terme du gaz a entraîné à la baisse les prix à terme de l'électricité. Les prix du contrat annuel Avril 2008 base se sont établis, sur les neuf premiers mois de cotation (du 1^{er} avril 2007 au 31 décembre 2007), à 61 €/MWh en base, en baisse de près de 11 % par rapport au contrat Avril 2007 coté sur la même période de l'année 2006.

Le graphique ci-dessous présente l'évolution en 2006 et 2007 des prix à terme de l'électricité en France, au Royaume-Uni et en Allemagne :



– Prix des permis d'émission de CO₂

Au cours de l'année 2007, le prix des permis d'émission de CO₂ de la première phase (2005-2007)⁴⁰ s'est effondré, passant de 5,6 €/tCO₂ le 2 janvier à moins de 0,1 €/tCO₂ à partir de juillet. Les acteurs du marché ont en effet anticipé une consommation de quotas inférieure au volume de quotas alloués.

³⁷ Cotation moyenne de la veille, en base et en pointe, sur la Bourse GME pour une livraison le jour même (en €/MWh).

³⁸ Il n'y a pas, en Italie, de cotation de prix à terme.

³⁹ Évolution de la moyenne, entre 2006 et 2007, de la cotation moyenne « Platts » pour une fourniture en ruban sur le marché à terme de l'électricité pour une livraison en 2008 en France et en Allemagne et pour une livraison à partir du 1^{er} avril 2008 au Royaume-Uni.

⁴⁰ Prix du contrat annuel pour livraison en décembre (€/t) / période I (2005-2007) coté par Argus.

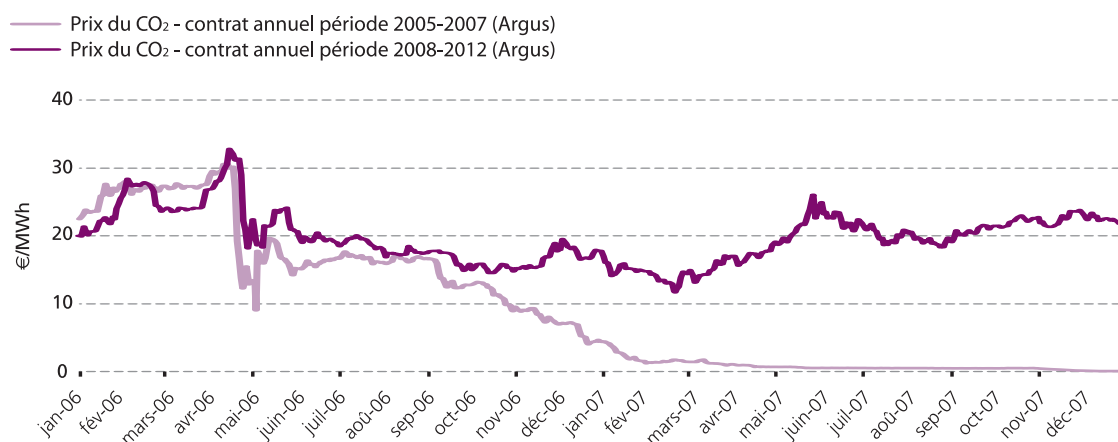
En revanche, le prix des quotas d'émission de CO₂ pour la seconde phase (2008-2012)⁴¹ n'a baissé que légèrement. Le prix des quotas de CO₂ pour livraison en 2008 s'est établi, en moyenne annuelle, à 19,6 €/tCO₂, en retrait de 4 % par rapport à l'année précédente. Après avoir baissé en début d'année, atteignant 12,3 €/tCO₂ le 20 février, le prix des permis d'émission de CO₂ est en effet reparti à la hausse sous l'effet d'annonces de Plans Nationaux d'Allocation de Quotas plus restrictifs que prévu. Il a atteint son prix maximum le 29 mai, à 25,4 €/tCO₂, et clôture l'année 2007 à 22,5 €/tCO₂.

⁴¹ Prix du contrat annuel pour livraison en décembre (€/t) / période II (2008-2012) coté par Argus.

Examen de la situation financière et du résultat



Le graphique ci-dessous présente l'évolution en 2006 et 2007 des prix des permis d'émission de CO₂ :



– Prix des combustibles fossiles

Charbon

Le prix du contrat annuel 2008 charbon⁴² (livré en Europe) a fortement augmenté en 2007, s'établissant à 85,3 \$/t en moyenne, en hausse de 29 % par rapport au contrat annuel 2007 coté en 2006. Entre le début et la fin de l'année 2007, il est en hausse de 65 %, passant de 71,2 \$/t début janvier à 117,2 \$/t fin décembre. Cette hausse s'explique par une augmentation de la consommation mondiale tirée par la croissance économique chinoise et indienne, alors que les principaux pays exportateurs de charbon (Australie et Indonésie notamment) ont connu des problèmes logistiques et des conditions climatiques extrêmes, limitant leur capacité d'exportation. En outre, les prix du fret maritime ont fortement progressé, alimentant la hausse des prix du charbon livré en Europe. Le prix du transport d'une tonne entre l'Afrique du Sud et l'Europe est ainsi passé de 16 \$/t en moyenne en 2006 à 32 \$/t en 2007.

Pétrole

En 2007, le prix du pétrole (Brent⁴³ de la mer du Nord, produit front month) s'est négocié en moyenne à 72,5 \$/bl, en hausse de 10 % par rapport à 2006. Après avoir perdu plus de 8 \$/bl en tout début d'année, le prix du pétrole s'est à nouveau orienté à la hausse, pour atteindre près de 96 \$/bl le 23 novembre, sous l'influence de tensions au Moyen-Orient et dans le Delta du Niger, de la faiblesse des stocks pétroliers américains et de la chute des cours du dollar. Le prix du Brent s'est légèrement replié en fin d'année, terminant l'année à 93,9 \$/bl.

Gaz naturel

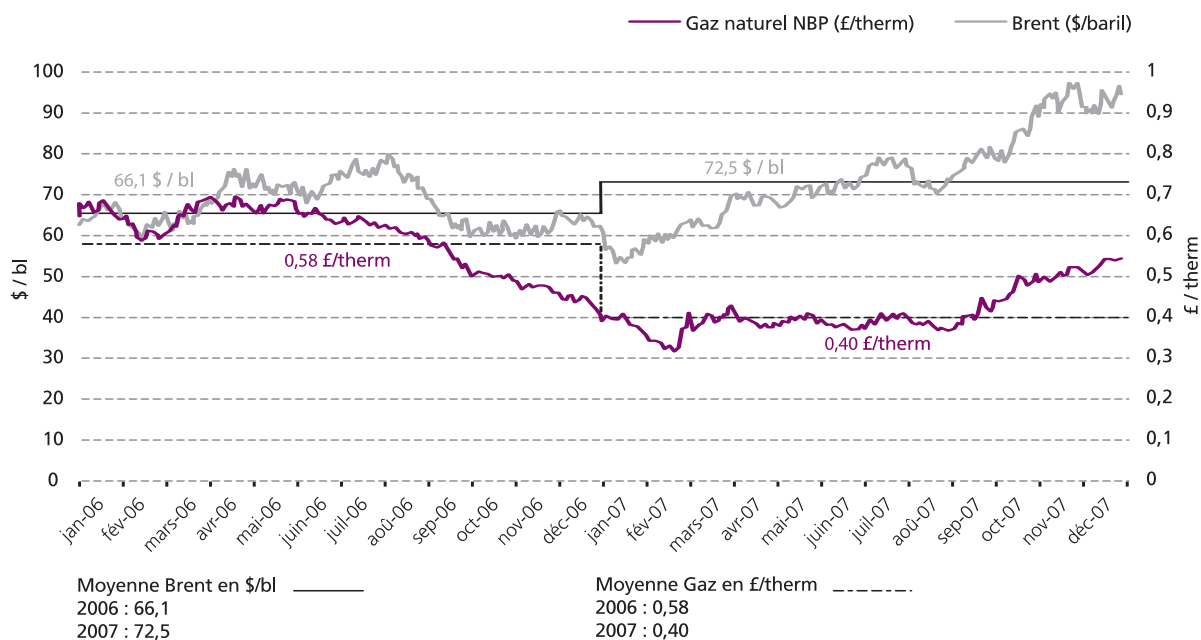
Le prix du contrat annuel de gaz naturel au Royaume-Uni⁴⁴ a perdu, en 2007, 32 % par rapport à 2006, s'établissant à 0,40 £/therm en moyenne annuelle. Cette baisse s'explique principalement par l'impact de la chute des prix spot de près de 30 %, liée à la mise en service de nouveaux gazoducs fin 2006, et par la mise en exploitation de nouveaux champs gaziers. En l'absence de tensions sur les prix spot, le prix du contrat annuel de gaz naturel a suivi les évolutions du prix du pétrole en fin d'année, progressant de 47 % entre début septembre, où il cotait 0,36 £/therm, et fin décembre, où il a atteint 0,53 £/therm.

⁴² Cotation moyenne Argus sur le marché de gré à gré pour une livraison en Europe (CIFARA) la prochaine année calendaire (en \$/t).

⁴³ Brent / baril de pétrole brut première référence IPE (en \$/bl).

⁴⁴ Évolution de la moyenne, entre 2006 et 2007, de la cotation moyenne « Platts » sur le marché de gré à gré, pour une livraison commençant en octobre de l'année suivante au Royaume-Uni en £/therm.

Le graphique ci-dessous présente l'évolution en 2006 et 2007 des prix à terme du gaz et du Brent :



– Tarifs de l'électricité et du gaz naturel

En **France**, les tarifs de vente d'électricité fixés par les pouvoirs publics ont augmenté le 16 août 2007 de 1,1 % pour les particuliers et de 1,5 % pour les professionnels et les industriels⁴⁵.

Au **Royaume-Uni**, dans un contexte de concurrence accrue, les opérateurs ont réduit leurs tarifs en moyenne de l'ordre de - 10 % à - 15 % sur le gaz naturel et de - 5 % sur l'électricité. Ainsi, EDF Energy a décidé de baisser ses tarifs de gaz de - 10,2 % à compter du 15 juin 2007 pour les clients résidentiels. Les prix de l'énergie s'étant à nouveau orientés à la hausse au second

semestre 2007, EDF Energy a augmenté à compter du 18 janvier 2008 ses prix pour l'électricité et pour le gaz, respectivement de 7,9 % et 12,9 %.

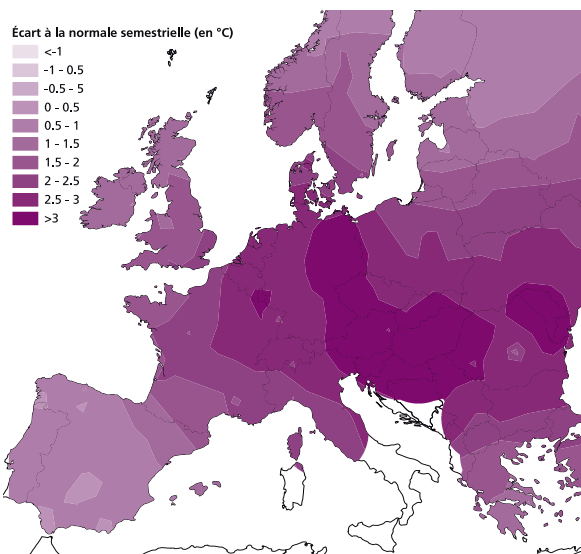
9.2.1.3 CONDITIONS CLIMATIQUES

Les conditions climatiques ont des effets qui peuvent être significatifs sur l'activité du Groupe tant en termes de volume, que de prix et de coûts.

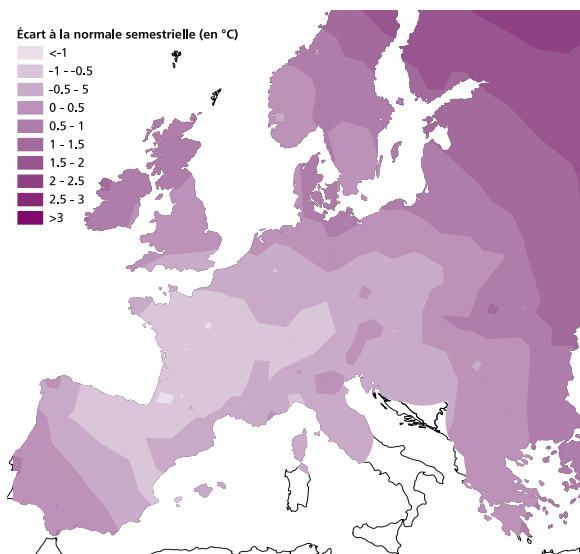
– Températures⁴⁶

Températures semestrielles 2007

Semestre 1 (janvier à juin 2007)



Semestre 2 (juillet à décembre 2007)



⁴⁵ Tarifs jaunes et verts.

⁴⁶ Les cartes ci-dessus montrent la différence à la normale semestrielle et annuelle des Températures Moyennes non pondérées par la consommation d'électricité. Source : Extraction de la Base de Données Climatologiques de MÉTÉO FRANCE. (Carte de comparaison des moyennes des températures aux normales mesurées sur 30 ans. Pour l'Europe de l'ouest, il s'agit des normales de 1971 à 2000 et pour l'Europe de l'est de 1961 à 1990).

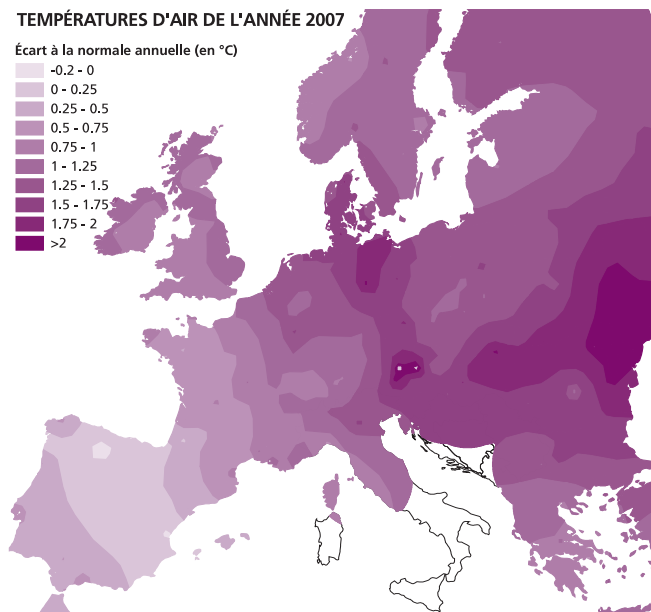
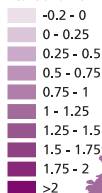
Examen de la situation financière et du résultat



Année 2007 (janvier à décembre 2007)

TEMPÉRATURES D'AIR DE L'ANNÉE 2007

Écart à la normale annuelle (en °C)



Températures annuelles 2007

En France, la température moyenne de 2007 a été de 12,4°C⁴⁷, inférieure de 0,3 °C à celle de 2006. Cette dernière était égale à la normale.

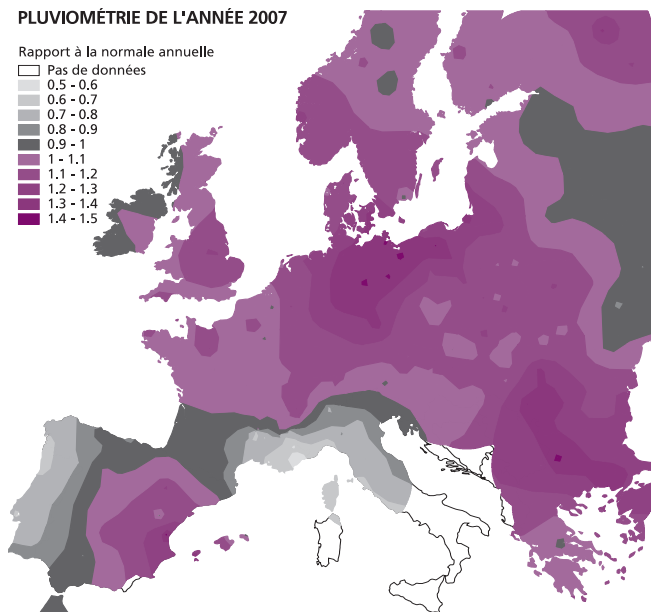
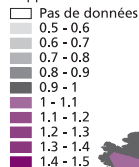
Cette quasi-stabilité cache cependant des écarts importants. L'année 2007 a été marquée par un début d'année doux, un été frais et plusieurs épisodes de froid en fin d'année. 2006 s'était caractérisée par une vague de froid au premier trimestre, une canicule en juillet et un automne relativement chaud.

Ainsi, les températures du premier semestre 2007 ont été supérieures en moyenne de 0,8 °C aux normales saisonnières alors qu'au premier semestre 2006, elles leur avaient été inférieures de 1,1 °C. Au second semestre 2007, par contre, la moyenne de température a été inférieure aux normales de - 1,3 °C alors qu'au second semestre 2006, elles leur avaient été supérieures de 1,2 °C.

– Pluviométrie de l'année 2007⁴⁸

PLUVIOMÉTRIE DE L'ANNÉE 2007

Rapport à la normale annuelle



Les précipitations annuelles ont été en 2007 supérieures aux normales sur une grande partie de l'Europe, à l'exception de la moitié sud de la France, de l'Italie et du tiers ouest de la Péninsule Ibérique.

On remarque le caractère extrêmement déficitaire sur le quart sud-est de la France (Alpes du sud et sud du Massif Central) qui concentre une part importante des barrages d'EDF et sur l'Italie du nord. À ce phénomène s'est ajoutée la faiblesse des chutes de neige du début de l'année sur tous les massifs montagneux, affectant le remplissage des lacs de barrages au printemps au moment de la fonte des neiges. Cette situation a conduit EDF à poursuivre une gestion prudente du stock hydraulique afin notamment de répondre à ses obligations liées au multi-usage de l'eau (agriculture, tourisme...).

La production hydraulique d'EDF, a été supérieure en 2007 de 2,4 % à celle de 2006 malgré une hydraulicité, ramenée au périmètre de production d'EDF, inférieure de - 19 % à la normale.

Seule l'Espagne a connu une bonne pluviosité parmi les pays de l'arc méditerranéen.

À l'opposé, on a constaté un fort excédent de précipitations sur le nord de l'Allemagne, la Pologne, la Hongrie et la Roumanie.

Cette analyse à l'échelle annuelle masque de forts contrastes au fil de l'année avec des mois extrêmement secs (aucune pluie en avril et octobre sur la France, mais également sur bon nombre d'autres pays) et des mois extrêmement pluvieux (par exemple : été pluvieux sur le Royaume-Uni et en Suisse à l'origine de fortes crues comme celle du Rhin au mois d'août).

– Consommation d'électricité

En **France**, la consommation intérieure d'électricité⁴⁹ pour 2007 s'élève à 480,3 TWh⁵⁰, soit pratiquement le même niveau qu'en 2006 (+ 0,4 %). Après correction de l'impact des aléas climatiques⁵¹ pour les deux périodes (2006 et 2007), la consommation d'électricité est en progression de 2,2 %. En dehors des grands industriels du secteur énergie, la consommation intérieure baisse de - 0,3 %, en valeur brute, et augmente de + 1,6 %, en valeur corrigée des aléas climatiques.

Au **Royaume-Uni**, la consommation électrique estimée est de 410 TWh, en augmentation d'environ 1 % par rapport à 2006.

En **Allemagne**, la consommation d'électricité est estimée à 541 TWh, en très faible augmentation par rapport à 2006 (+ 0,3 %).

En **Italie**, la consommation électrique est de 339,8 TWh en 2007, en augmentation de 0,7 % par rapport à 2006.

⁴⁷ Afin de refléter l'impact de la température sur la consommation d'électricité, les données météorologiques brutes sont retraitées pour tenir compte de la consommation de chaque région. Source RTE-EDF Transport.

⁴⁸ Carte réalisée par EDF à partir des données recueillies auprès de la NOAA (National Oceanic & Atmospheric Administration) et complétées pour les Alpes Françaises des réseaux pluviométriques d'EDF.

⁴⁹ Source : RTE-EDF Transport. Chiffres provisoires.

⁵⁰ 1 TWh = 1 milliard de kWh.

⁵¹ La température influence fortement la consommation d'électricité en période estivale, mais cette influence se fait surtout sentir en période hivernale. Pour analyser les évolutions tendancielles de la consommation, RTE doit donc corriger les réalisations pour éliminer les fluctuations dues au climat, et se ramener à des conditions de températures de référence identiques pour les différentes périodes d'étude.

9.2.2 Événements marquants⁵²

9.2.2.1 ÉVOLUTION DES STRUCTURES DU MARCHÉ ET MISE EN ŒUVRE DES RÉCENTES ÉVOLUTIONS RÉGLEMENTAIRES

Ouverture totale à la concurrence des marchés électriques et gaziers en France au 1^{er} juillet 2007

Après les clients non résidentiels éligibles depuis le 1^{er} juillet 2004, les clients résidentiels sont devenus également éligibles au 1^{er} juillet 2007⁵³, concrétisant ainsi l'ouverture totale du marché de l'électricité.

L'ouverture à la concurrence des marchés nationaux du gaz naturel à l'ensemble des clients est également intervenue à compter du 1^{er} juillet 2007. EDF a pris toutes les dispositions nécessaires pour garantir à tous les fournisseurs un accès au réseau de distribution d'électricité dans des conditions de parfaite équité et de transparence totale, dès le 1^{er} juillet 2007.

Création d'Électricité Réseau Distribution France - ERDF

En application de la Loi relative au secteur de l'énergie du 7 décembre 2006 qui a modifié la Loi du 9 août 2004, visant à transposer les dispositions de la directive du 26 juin 2003 relatives à la séparation juridique de l'activité de distribution, le Conseil d'administration d'EDF du 14 juin 2007 a approuvé un traité d'apport partiel d'actifs (soumis au régime des scissions) complété par un avenant le 7 novembre 2007 avec C6, société anonyme dont EDF détient 100 % du capital.

Ce traité prévoit notamment l'apport par EDF à C6, future société « Électricité Réseau Distribution France - ERDF », des ouvrages du réseau public de distribution de l'électricité et des biens de toute nature dont EDF est propriétaire et qui sont liés à l'activité de distribution de l'électricité.

L'apport a été effectué à la valeur nette comptable pour un montant de 2,7 milliards d'euros avec effet rétroactif comptable et fiscal au 1^{er} janvier 2007.

En rémunération de l'apport, l'opération a donné lieu à l'émission par la filiale et l'attribution à EDF de 540 millions d'actions au nominal de 0,5 €/action, entièrement libérées, émises par la future filiale Électricité Réseau Distribution France - ERDF à titre d'augmentation de capital d'un montant total de 270 millions d'euros, avec une prime globale d'apport de 2,430 milliards d'euros.

L'Assemblée Générale Extraordinaire d'EDF du 20 décembre 2007 a approuvé l'apport consenti par EDF à la société C6.

L'Assemblée Générale de C6 du 21 décembre 2007 a approuvé cet apport qui est devenu effectif le 31 décembre 2007 à minuit, la société devenant opérationnelle le 1^{er} janvier 2008, et a approuvé le changement de dénomination sociale de C6 en Électricité Réseau Distribution France - ERDF.

Le Directoire de Électricité Réseau Distribution France - ERDF a constaté le 2 janvier 2008 la réalisation définitive de l'apport.

Tarif réglementé transitoire d'ajustement de marché (TaRTAM)

L'arrêté du 3 janvier 2007 a précisé les dispositions de la Loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie qui avait prévu notamment la mise en place du tarif réglementé transitoire d'ajustement de marché (« TaRTAM »).

La contribution d'EDF à la compensation des fournisseurs d'électricité installée par le TaRTAM avait fait l'objet en 2006 d'une provision de

470 millions d'euros. Une dotation complémentaire aux provisions de 248 millions d'euros a été comptabilisée en 2007, elle intègre un ajustement de l'évaluation des sommes dues aux concurrents ainsi qu'une estimation du niveau attendu de la contribution CSPE pour 2008 et 2009.

Partenariat avec Exeltium

Le 5 avril 2007, EDF et Exeltium (le consortium de clients électro-intensifs fondé par 7 industriels dont Alcan, Arcelor-Mittal, Air Liquide, Rhodia et Solvay) ont signé un contrat de partenariat industriel précisant les termes du protocole d'accord qui avait été conclu le 15 janvier 2007 conformément au dispositif créé par la Loi de finances rectificative en date du 31 décembre 2005. Ce contrat permet à Exeltium de bénéficier d'une visibilité sur le prix d'approvisionnement en électricité sur le long terme en contrepartie d'un partage de risques concernant le développement et l'exploitation du parc nucléaire d'EDF. Les volumes en jeu sont de l'ordre de 350 TWh répartis sur 24 ans. Cet accord vient conclure la période de négociation faisant suite à l'appel d'offres lancé en mai 2006 par Exeltium auprès des fournisseurs d'électricité pour la fourniture d'un volume maximal de 28 TWh par an. Les termes du contrat sont encore susceptibles d'évoluer : ce contrat a été présenté à la Commission Européenne au printemps 2007. Les échanges se poursuivent depuis, entre la Commission et les parties au contrat, afin de parvenir à un dispositif satisfaisant du point de vue des règles de concurrence.

Le Conseil de la concurrence accepte l'offre d'EDF pour les fournisseurs alternatifs

Le 22 février 2007, Direct Énergie a saisi le Conseil de la concurrence d'une plainte, assortie d'une demande de mesures conservatoires, reprochant à EDF d'avoir mis en œuvre plusieurs pratiques prétendument constitutives d'un abus de position dominante. Dans sa décision du 28 juin 2007, le Conseil de la concurrence a enjoint à EDF, d'une part, de négocier de bonne foi avec Direct Énergie un contrat transitoire d'une durée minimale d'un an pour l'approvisionnement en gros à un prix reflétant ses coûts complets de production, et d'autre part de proposer une offre de fourniture en gros ou toute autre solution permettant aux fournisseurs alternatifs de concurrencer effectivement les offres de détail d'EDF sur le marché libre. Dans sa décision, le Conseil a précisé qu'EDF pouvait, comme elle l'a d'ailleurs proposé en séance le 20 juin 2007, répondre à cette injonction par voie d'engagement(s) (conformément à la procédure prévue à l'article L. 464-2 I du Code de commerce) avant le 14 juillet 2007.

EDF a formalisé son engagement le 13 juillet 2007.

Par sa décision en date du 10 décembre 2007, et après des modifications apportées pour tenir compte de certaines observations formulées par les tiers, le Conseil de la concurrence a accepté et a rendu obligatoires les engagements proposés par EDF, c'est-à-dire de mettre à disposition des fournisseurs alternatifs d'énergie un volume significatif d'électricité de 1500 MW, soit environ 10 TWh/an pour des périodes allant jusqu'à 15 ans, à des niveaux de prix leur permettant de concurrencer effectivement les offres d'EDF sur le marché libre de masse.

EDF a proposé sur la première période de 5 ans, de 2008 à 2012, un prix moyen de fourniture en base de 42 €/MWh en euros courants. Ce prix fixé à 36,8 €/MWh pour la première année, croît progressivement jusqu'à 2012.

Concernant la deuxième période de dix ans, il est prévu que le prix soit fixé de manière à couvrir les coûts de développement de l'EPR à Flamanville (estimés en 2006 à 46 €/MWh en euros 2005).

⁵² Pour les événements marquants relatifs aux litiges en cours, voir la section 20.5 du présent document.

⁵³ Un client éligible peut conclure un contrat d'achat d'électricité avec un producteur ou un fournisseur de son choix installé sur le territoire de la Communauté Européenne ou sur le territoire d'un État partie à un accord international avec la France (article 20 III de la Loi n° 2000-108 du 10 février 2000).

Examen de la situation financière et du résultat



Ces volumes seront attribués lors de trois appels d'offres successifs, en 2008 et en 2009, ouverts à tous les fournisseurs alternatifs d'électricité en France. Les adjudications porteront sur le prix que seront disposés à payer les acquéreurs pour bénéficier de l'électricité proposée pour la deuxième période de 10 ans. La capacité minimale accessible par chaque acquéreur est d'1 MW. La première adjudication, prévue le 12 mars 2008, porte sur 500 MW.

Direct Énergie a fait appel de la décision du Conseil de la concurrence.

9.2.2.2 RENFORCEMENT ET MAINTENANCE DES CAPACITÉS DE PRODUCTION

9.2.2.2.1 NUCLÉAIRE

A. FRANCE

Construction de l'installation nucléaire EPR de Flamanville

Le décret d'autorisation de création de l'installation nucléaire « Flamanville 3 », a été signé le 10 avril 2007 par le Premier Ministre. Conformément au calendrier annoncé, les travaux de construction des bâtiments de la future centrale EPR à Flamanville, en Normandie, ont démarré.

La première partie de la dalle du plancher du futur bâtiment réacteur, a été réalisée en décembre. Elle marque le démarrage de la construction de l'îlot nucléaire et constitue une étape majeure dans l'avancement du projet.

Lancée dans le courant de l'été 2006 par des travaux préparatoires, la construction se poursuivra pendant 54 mois, jusqu'à la mise en service du réacteur prévue en 2012.

Partenariat industriel avec Enel

Au titre d'un accord de coopération signé le 30 novembre 2007, EDF et Enel ont défini les conditions d'un partenariat industriel sur le nucléaire, aux termes duquel :

- Enel participe financièrement au projet Flamanville 3 à hauteur de 12,5 % de l'ensemble des dépenses de construction et d'exploitation, ainsi que des coûts de déconstruction et de gestion à long terme des déchets nucléaires ;
- Enel reçoit en contrepartie 12,5 % de la production d'électricité de Flamanville 3 sur la durée de son exploitation, livrée en France sur le réseau de transport RTE-EDF Transport ;
- EDF est l'exploitant nucléaire de Flamanville 3 et en assume en conséquence la responsabilité totale ;
- Enel a la possibilité de détacher des ingénieurs au sein des équipes en charge du projet puis des équipes d'exploitation de Flamanville 3 dans le but d'acquérir les compétences nucléaires souhaitées par Enel.

Enel dispose, par ailleurs, d'une option pour prendre part, dans des conditions similaires à hauteur de 12,5 %, et jusqu'en 2023, aux 5 éventuels projets EPR susceptibles d'être réalisés par EDF d'ici là en France.

Pour pouvoir exercer ces options, Enel devra proposer à EDF de participer, dans les mêmes conditions, aux projets nucléaires de technologie EPR susceptibles d'être engagés en Italie ou en Europe ou, à défaut, dans d'autres projets d'investissement de même nature.

Préalablement à la réalisation effective de ces investissements, Enel a la possibilité d'acquérir progressivement de l'énergie issue de la production du parc nucléaire d'EDF à concurrence d'une capacité totale de 1 200 MW.

En outre, le protocole d'accord signé avec Enel porte également sur les moyens de production thermique à flamme.

Loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs

EDF a adapté la présentation et l'estimation de ses engagements nucléaires à la Loi du 28 juin 2006 et à ses textes d'application parus en 2007 (décret du 23 février 2007 et arrêté du 21 mars 2007). Au total, ces textes ont conduit à un accroissement des provisions sur les deux années de 1 258 millions d'euros, à une charge nette cumulée sur les années 2006 et 2007 de 111 millions d'euros et à un accroissement de l'assiette des actifs financiers destinés à couvrir les engagements à hauteur de 932 millions d'euros.

Maintenance des générateurs de vapeur

EDF a constaté fin 2006/début 2007 sur les générateurs de vapeur de certaines centrales nucléaires une obturation partielle des passages aménagés pour la circulation d'eau du circuit secondaire.

Ce phénomène, qui, après analyse, touche potentiellement 15 tranches sur les 58 du parc, nécessite un traitement des générateurs de vapeur par lessivage chimique. Ce traitement, mis au point en concertation avec l'ASN a été mis en œuvre avec succès sur une première tranche au cours du premier semestre 2007. Il a été étendu à trois autres tranches au cours de la seconde partie de l'année.

Le traitement curatif de toutes les tranches concernées par ce phénomène est programmé sur les prochaines années.

L'impact sur la disponibilité du parc nucléaire a été de 2,2 points en 2007.

Projet « obtenir un état exemplaire des installations »

EDF veut atteindre, en ce qui concerne l'état de ses installations, un niveau comparable aux meilleurs exploitants mondiaux, ce qui nécessite la poursuite de l'amélioration des comportements et des pratiques sur les chantiers de maintenance, ainsi que la réalisation d'investissements ciblés sur des rénovations de locaux et de matériels. Fin 2006, le programme « Obtenir un état exemplaire des installations » a été engagé pour amener l'ensemble des sites nucléaires au niveau des meilleurs standards internationaux en matière de tenue des installations. Il a pour objectif d'amener les 19 Centres Nucléaires de Production d'Électricité (CNPE) au niveau de référence « bon » dans les comparaisons internationales relatives à la tenue des installations et de créer les conditions garantissant le maintien ultérieur des CNPE à ce niveau. Ce programme d'investissement et de maintenance porte sur un montant de l'ordre de 600 millions d'euros d'investissements sur une période de 5 ans, dont 102 millions d'euros en 2007.

B. DÉVELOPPEMENT DU NUCLÉAIRE HORS DE FRANCE

États-Unis: EDF et Constellation Energy ont signé en juillet 2007 un partenariat stratégique pour le développement conjoint de centrales nucléaires de type EPR aux États-Unis

EDF et l'électricien américain Constellation Energy (CEG) ont signé le 20 juillet 2007 un accord relatif à la création par les deux sociétés d'une joint-venture à 50/50 dénommée UniStar Nuclear Energy, LLC. L'objet de cette société est de développer, réaliser, détenir et exploiter, de manière conjointe, des centrales nucléaires de type EPR aux États-Unis.

Ce partenariat fait suite à l'accord-cadre de coopération annoncé le 1^{er} juin 2006 entre les deux sociétés selon lequel elles s'engageaient à favoriser le développement de centrales nucléaires de nouvelle génération de type EPR aux États-Unis.

Selon les termes du partenariat conclu le 20 juillet 2007, EDF a versé un apport initial de 350 millions de dollars à la joint-venture. En outre, EDF

pourra ultérieurement apporter des contributions pouvant atteindre au total 275 millions de dollars, au fur et à mesure des étapes du processus d'autorisation des projets d'EPR sur les sites existants de CEG.

En contrepartie, Constellation Energy prévoit d'apporter sa participation dans UniStar Nuclear et les droits d'utilisation des sites nucléaires existants de Calvert Cliffs, Nine Mile Point et R.E. Ginna Nuclear Plant afin de développer jusqu'à quatre centrales EPR standardisées. La gouvernance de la joint-venture est assurée par un conseil d'administration de huit membres, dont quatre sont nommés par EDF et quatre, dont le Président et le Directeur Général, par CEG.

L'opération a été approuvée par les autorités de régulation américaines.

Par ailleurs, au titre d'un accord d'investissement signé en date du 20 juillet 2007, EDF dispose de la faculté d'acquiescer sur le marché, jusqu'à 9,9 % du capital de CEG, dans les cinq ans, dont 5 % dans les douze premiers mois. Enfin, EDF et CEG ont également signé un accord de coopération leur permettant d'étudier des développements potentiels conjoints des deux sociétés aux États-Unis.

Partenariat stratégique sur le nucléaire en Chine

Faisant suite au partenariat industriel annoncé en octobre 2006, EDF et CGNPC ont signé le 26 novembre 2007 un accord de joint-venture pour détenir, faire réaliser et exploiter deux réacteurs nucléaires de nouvelle génération de technologie EPR à Taishan, dans la province du Guangdong. La construction de ces deux unités EPR développées par AREVA, d'une capacité de 1 700 MW chacune, pourrait intervenir à l'automne 2009 pour une mise en service prévue en 2014.

Le contrat de joint-venture prévoit qu'EDF prenne une participation d'environ un tiers au capital de Taishan Nuclear Power Company (TNPC), société propriétaire des EPR. EDF apportera en particulier son expertise d'exploitation. CGNPC apportera le site d'implantation ainsi que ses capacités d'ingénierie et d'exploitation développées depuis plus de vingt ans dans ses centrales du Guangdong. EDF et CGNPC ont également signé un accord global de coopération pour étudier des projets communs de développement en Chine et à l'international.

Par ailleurs, le 1^{er} août 2007, EDF et China Datang Corporation ont signé un protocole d'accord pour étudier le co-développement d'un projet de centrale nucléaire.

Royaume-Uni: EDF souhaite participer aux projets nucléaires britanniques

Suite à la publication du livre blanc britannique sur l'énergie, le 23 mai 2007, et à une vaste consultation publique au Royaume-Uni, le gouvernement britannique a donné, le 10 janvier 2008, son feu vert pour la construction de nouvelles centrales nucléaires. EDF envisage de construire quatre réacteurs de type EPR au Royaume-Uni.

Le Groupe, en partenariat avec Areva, a d'ailleurs soumis aux autorités britanniques concernées une demande de certification d'un modèle de centrale EPR du même type que celle en cours de construction à Flamanville.

9.2.2.2.2 PRODUCTION THERMIQUE

EDF renforce la flexibilité de son outil de production en investissant dans des moyens de semi-base et de pointe

En France, le Conseil d'administration d'EDF a décidé le 14 juin 2007 d'investir 900 millions d'euros pour la construction de nouveaux moyens de production thermique à flamme.

La construction de Cycles Combinés Gaz (CCG), une première pour EDF en France, et de Turbines à Combustion, complétera le programme de renforcement des capacités de production thermique à flamme déjà engagé dans le cadre du projet industriel du Groupe.

Le Groupe a pour objectif de disposer ainsi à l'horizon 2010 de 2 540 MW supplémentaires résultant de la remise en service de quatre tranches fioul ainsi que d'une augmentation de ses capacités de production au gaz naturel de 2 425 MW⁵⁴.

Au Royaume-Uni, EDF Energy a lancé la construction d'une centrale de production à cycle combiné à gaz de 1 300 MW à West-Burton dont la mise en service est prévue fin 2010 / début 2011 et poursuit l'étude d'autres projets de développement de capacités de production, notamment en CCG et dans les énergies renouvelables (éolien) en partenariat avec EDF Énergies Nouvelles.

Par ailleurs, le Groupe EDF entend également exploiter, en Europe et dans le monde, les opportunités liées aux technologies les plus récentes (centrales charbon supercritiques), et se positionner en entreprise pro-active sur la capture, le transport et le stockage du CO₂ (« CCS: Carbon Capture & Sequestration »).

C'est ainsi qu'en décembre 2006, EnBW a décidé d'engager la construction d'une centrale à charbon supercritique de plus de 900 MW à Karlsruhe, en Allemagne.

En Italie, Edison a achevé la construction de deux centrales CCG de 850 MW. Les mises en service de Turbigio (centrale Edipower) et de Simeri Cricchi (centrale Edison) ont été effectuées au second semestre 2007.

9.2.2.2.3 PRODUCTION HYDRAULIQUE

Performance et sûreté des installations hydrauliques

EDF a décidé en 2006 d'engager un programme de mise à niveau technique et de maintenance renforcée des installations hydrauliques (programme SuPerHydro) afin de rénover certaines installations, de maintenir dans la durée un niveau élevé de sûreté hydraulique et de préserver à terme les performances techniques de son parc. L'enveloppe globale (dépenses et investissements) pour ce programme est de l'ordre de 560 millions d'euros sur la période 2007-2011. Les dépenses effectuées à ce titre en 2007 se sont élevées à 81 millions d'euros.

9.2.2.3 DÉVELOPPEMENT DANS DE NOUVEAUX PAYS

Développement d'Edison en Grèce

Le 11 juillet 2007, le Conseil d'administration d'Edison a ratifié la signature d'un protocole d'accord entre Edison et la société Hellenic Petroleum, relatif à la création d'une entreprise détenue à 50/50 pour intervenir sur le marché de l'électricité en Grèce en fournissant à terme une capacité de production de plus de 1 400 MW. Hellenic Petroleum apportera sa filiale T-Power qui possède une centrale à cycle combiné au gaz naturel (390 MW), située à Thessalonique. Edison apportera ses investissements dans une centrale à cycle combiné (420 MW) en cours de construction à Thisvi, et dans un projet à l'étude pour la construction d'une centrale thermique au charbon (600 MW).

L'ensemble deviendrait ainsi le second opérateur du marché grec.

⁵⁴ Construction de turbines à combustion (TAC) pour 1 055 MW, construction d'un cycle combiné gaz de 440 MW et transformation des centrales au fioul du site de Martigues (750 MW) en deux cycles combinés gaz fonctionnant en semi-base (930 MW, soit un gain de 180 MW).

Examen de la situation financière et du résultat



EDF a fait son entrée aux Pays-Bas

En juillet 2006, EDF a signé un accord de partenariat avec la société néerlandaise DELTA N.V. pour le développement d'un projet de construction d'une centrale au gaz naturel de 870 MW dans le sud-ouest des Pays-Bas. Le 29 mars 2007, EDF et DELTA ont créé une société commune, Sloe Centrale B.V., ayant pour objet la construction et l'exploitation de la future centrale. Le partenariat prévoit un financement à parité des investissements, une exploitation conjointe des installations et un partage à 50/50 de l'électricité produite. La mise en service est prévue en 2009.

9.2.2.4 DÉVELOPPEMENT D'EDF ÉNERGIES NOUVELLES DANS LA FILIÈRE SOLAIRE ET POURSUITE DE SON DÉVELOPPEMENT DANS L'ÉOLIEN, NOTAMMENT AUX ÉTATS-UNIS

EDF Énergies Nouvelles a renforcé de manière significative ses capacités éoliennes installées en 2007 qui ont augmenté de 405 MW bruts (265 MW nets) lui permettant de franchir le seuil des 1 000 MW nets installés.

En Europe, de nouveaux parcs ont été mis en service en Italie, en Grèce, en France et au Royaume-Uni totalisant 224 MW bruts (138 MW nets). Par ailleurs, le rythme des mises en construction de parcs éoliens s'est accéléré en 2007, notamment en France où treize parcs, totalisant 328 MW, sont en cours de construction et au Portugal où EDF Énergies Nouvelles construit actuellement deux parcs d'envergure: Alto Minho 240 MW et Arada 112 MW.

Aux États-Unis, EDF Énergies Nouvelles a mis en service en 2007 le parc de Fenton, d'une capacité de 205 MW bruts (119 MW nets). Ce parc, équipé de 137 éoliennes fournies par General Electric est le plus grand parc mis en service par le Groupe à ce jour. Deux parcs ont également été réalisés pour compte de tiers: Pomeroy (198 MW) qui a été livré à la fin de l'année 2007 et Goodnoe (94 MW) qui sera livré début 2008.

EDF Énergies Nouvelles a poursuivi sa politique de sécurisation de ses approvisionnements en turbines avec la signature de deux contrats importants. Le premier, signé avec General Electric, porte sur 300 MW livrables aux États-Unis en 2009. Le second, signé avec REpower, porte sur 690 MW livrables en Europe et aux États-Unis en 2009 et 2010. Grâce à ces contrats, les besoins estimés par EDF Énergies Nouvelles en turbines sont couverts pour 2008, 2009 et pour la majorité de 2010.

Dans le cadre du développement de sa filière solaire, EDF Énergies Nouvelles a poursuivi sa politique de diversification et de sécurisation de ses approvisionnements en modules photovoltaïques. Plusieurs contrats d'approvisionnement ont été signés notamment avec les sociétés américaines First Solar et United Solar Ovonic LLC, le groupe canadien ATS et les sociétés chinoises Solarfun et Yingli. Ces contrats concernent un total de 298 MWc⁵⁵, auquel s'ajoute 64,5 MWc en option, livrables de 2008 à 2012.

9.2.2.5 RENFORCEMENT DANS LE GAZ NATUREL

En 2007, le Groupe EDF a poursuivi la mise en œuvre de sa stratégie de développement et d'investissement dans le gaz en constituant progressivement un portefeuille de positions gazières selon une approche géographique complémentaire à partir des projets historiques d'Edison en Europe du sud-est et à partir de nouveaux projets développés par ses différentes entités en Europe du nord-ouest.

⁵⁵ MWc: Megawatt-crête: Unité de mesure de la puissance d'une installation photovoltaïque par unité de temps.

9.2.2.5.1 PRINCIPAUX DÉVELOPPEMENTS EN 2007 AU NORD-OUEST DE L'EUROPE

Suite à l'obtention par EDF en 2006 de l'exclusivité pour la réalisation des études de faisabilité de la construction d'un terminal méthanier sur le site du port de Dunkerque, ainsi que pour sa réalisation et son exploitation, un protocole d'accord a été signé le 16 mars 2007 entre le Port Autonome de Dunkerque (PAD) et EDF. Ce protocole décrit le cadre général des conditions de mise à disposition du site d'une part, et de coopération entre les parties d'autre part. Le projet porte sur une capacité initiale d'au moins 6 milliards de m³ par an en phase 1 (mise en service prévue en 2012) et d'au moins 12 milliards de m³ par an en phase 2.

Par ailleurs, conformément à la décision de la Commission Nationale du Débat Public (CNDP) du 4 avril 2007, EDF et le PAD, en tant que maîtres d'ouvrage, ont mené conjointement un débat public durant l'automne 2007. Lors de la réunion de clôture qui s'est déroulée le 6 décembre 2007, la Commission Particulière du Débat Public a fait part de son « intention globale [...] de recommander à la CNDP d'indiquer aux maîtres d'ouvrage qu'il semble possible de poursuivre leur projet ». L'avis formel de la CNDP est attendu début 2008.

Par ailleurs, EDF et EnBW ont annoncé le 31 mai 2007 leur entrée conjointe dans un projet de **stockage en cavités salines** à Etlzel en Allemagne. Au titre des accords signés, EDF et EnBW disposeront à l'horizon 2010 de quatre cavernes représentant une capacité totale de stockage de l'ordre de 400 millions de mètres cubes sur une durée de 35 ans.

Le Groupe EDF, via sa filiale à 100 % EDF Trading, a signé le 7 juin 2007 avec Ras Laffan Liquefied Natural Gas Company Limited (ll) (RasGas), société gazière qatari, un contrat, d'une durée de 4 ans et demi, portant sur une fourniture optionnelle de gaz naturel liquéfié (GNL) pour un volume annuel allant jusqu'à 3,4 millions de tonnes, équivalent à 4,5 Gm³ ou environ 50 TWh par an.

EnBW a signé le 13 juin 2007 avec la société 4Gas un « Memorandum of Understanding » pour un partenariat stratégique dans le projet de **terminal méthanier Liongas à Rotterdam**. Cet accord prévoit la mise à disposition d'EnBW d'une capacité annuelle de 3 Gm³ et d'une part au capital de 15 % au projet de terminal dont la mise en service est prévue en 2011 pour une capacité totale de 9 Gm³/an.

9.2.2.5.2 PRINCIPAUX DÉVELOPPEMENTS EN 2007 AU SUD DE L'EUROPE

La construction du futur terminal de **Rovigo** (en mer Adriatique) s'est poursuivie. Edison devrait commencer à l'utiliser dès sa mise en service fin 2008 pour un volume de gaz en provenance du Qatar de 6,4 Gm³ par an pendant 25 ans.

Edison est engagé dans deux projets de gazoduc:

- l'IGI reliant la Grèce et l'Italie d'une capacité de 8 Gm³ par an auquel la Commission Européenne a accordé sous conditions, le 22 mai 2007, une dérogation relative à l'accès des tiers (par cette dérogation, Edison et Depa, propriétaires du gazoduc, disposeront des droits d'utilisation de l'infrastructure); et
- le Galsi entre l'Algérie et l'Italie d'une capacité totale de 8 Gm³. Edison a signé avec Sonatrach un contrat de fourniture de gaz naturel de 2 Gm³ par an pendant 15 ans lié à ce dernier projet.

En juin 2007, EDF a formé un groupement avec DISTRIGAZ SA, ENI SpA et Essent Energy Trading BV, groupement pour lequel il a joué le rôle de sous-missionnaire, afin de réserver les 0,825 Gm³ de capacité libérée pour 3 ans au titre de l'accès des tiers aux infrastructures dans le **terminal de**

Fos Cavaou. Par cet accord, EDF disposera d'une capacité annuelle de l'ordre de 0,2 Gm³ à la mise en service du terminal prévue en 2008.

En **Espagne**, EDF Trading a obtenu la licence lui permettant d'être actif sur ce marché.

Fort de cette approche européenne, EDF se positionne progressivement comme un acteur gazier à part entière. C'est ainsi que l'entreprise a été accueillie au sein d'Eurogas, association des principaux gaziers européens.

9.2.2.6 POURSUITE DES RESTRUCTURATIONS EN SUISSE

Motor Columbus a été renommée Atel Holding AG et a procédé à une offre publique d'échange (OPE) sur les actions Atel. À l'issue de l'OPE, Atel Holding détient 96,04 % des actions Atel, soit 99,81 % des droits de vote d'Atel, permettant le lancement d'une offre publique de retrait de la cote des actions Atel début 2008. Ces opérations sont de nouveaux pas vers la constitution de la première entreprise énergétique suisse à orientation européenne par l'apport à Atel Holding AG, dans l'année 2008, des activités et actifs d'EOS Holding et le cas échéant de ceux d'EDF en Suisse, permettant une complète intégration industrielle début 2009. À l'issue de ces opérations, EDF détiendra environ 25 % du nouvel ensemble.

9.2.2.7 RÉFORME DE LA FISCALITÉ EN ALLEMAGNE, EN ITALIE ET AU ROYAUME-UNI

À la suite de l'approbation définitive par les autorités allemandes, le 6 juillet 2007, de la réforme fiscale, le taux d'impôt moyen sur les sociétés (Gewerbesteuer comprise) baissera de 38,0 % à 29,0 % à compter de 2008. Cette réforme se traduit au 31 décembre 2007 par la baisse de l'impôt différé passif d'EnBW et la constatation dans les comptes du Groupe d'un produit d'impôt exceptionnel de l'ordre de 304 millions d'euros. Des baisses du taux d'impôt aux conséquences plus limitées sont également intervenues en Italie et en Grande-Bretagne. En **Italie**, le taux d'impôt (IS + IRAP⁵⁶) passera à 31,4 % en 2008 contre 37,5 % en 2007 ; au **Royaume-Uni**, il passera à 28 % à compter du 1^{er} avril 2008 contre 30 % auparavant.

9.2.2.8 ACTIONNARIAT SALARIÉ

Lors de l'ouverture du capital de la Société et plus particulièrement dans le cadre de l'Offre Réservee aux Salariés conformément aux Lois n° 2004-803 du 9 août 2004 et n° 86-912 du 6 août 1986, 130 000 salariés et retraités du Groupe sont devenus actionnaires d'EDF.

Dans le cadre de cette Offre, 205 923 actions gratuites ont été attribuées aux détenteurs de la formule Énergie Express le 30 janvier 2007.

Les salariés et anciens salariés du Groupe EDF détiennent au 31 décembre 2007 plus de 34,6 millions de titres EDF, soit 1,90 % du capital social du Groupe et 12,6 % du capital flottant.

Dans le cadre de la cession par l'État de 2,5 % du capital d'EDF le 3 décembre 2007, une Offre Réservee aux Salariés et aux anciens salariés sera proposée au premier semestre 2008, et portera sur un volume de 15 % du total de l'opération, soit environ 0,4 % du capital.

9.2.2.9 PLAN D'ATTRIBUTION D' ACTIONS GRATUITES POUR LES SALARIÉS DU GROUPE

L'Assemblée générale mixte du 24 mai 2007 a adopté une résolution accordant au Conseil d'administration une délégation de compétence pour une durée de 12 mois aux fins de procéder à l'attribution gratuite

d'actions ordinaires de la Société dans la limite de 0,2 % du capital social, au profit des membres du personnel ou des mandataires sociaux, ou certaines catégories d'entre eux, de la Société ou de sociétés ou groupements qui lui sont liés au sens de l'article L. 225-197-2 du Code de commerce. Le Conseil d'administration du 30 août 2007 a arrêté la liste des bénéficiaires ainsi que le nombre d'actions attribué à chacun.

Le plan d'attribution gratuite, dénommé ACT 2007, porte sur l'attribution de 2,9 millions d'actions au 30 août 2007. Ce plan s'applique à l'ensemble des salariés soit environ 150 000 bénéficiaires répartis dans 24 pays, soit en moyenne 19,2 actions par salariés bénéficiaires avec un minimum de 10 et un maximum de 50.

L'attribution définitive des actions le 31 août 2009 est soumise d'une part à une condition de présence continue durant la période d'acquisition, et d'autre part, à une condition de performance collective, à savoir, une progression pluriannuelle de l'EBITDA du Groupe (croissance organique hors effet de périmètre et de change) d'au moins 3 % par an sur la période 2006-2008. L'avantage consenti à ce titre aux salariés est estimé à 207 millions d'euros réparti sur 3 années (2007-2008-2009).

9.2.2.10 OUVERTURE PAR LA COMMISSION EUROPÉENNE D'UNE PROCÉDURE D'INFRACTION AU DROIT DES AIDES D'ÉTAT, CONTRE L'ÉTAT FRANÇAIS, AU SUJET DES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE L'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

Par lettre du 13 juin 2007, la Commission européenne a ouvert, contre l'État français, une procédure formelle d'examen au sujet d'aides présumées en faveur de grandes et moyennes entreprises contenues dans les tarifs réglementés de l'électricité en France.

La Commission considère que la faiblesse des tarifs « standard » verts et jaunes par rapport aux prix de marché aurait conféré un avantage à certaines entreprises. L'aide qui en résulterait serait contestable à compter du 1^{er} juillet 2004, pour ce qui concerne les clients non résidentiels qui ne sont pas des petites entreprises.

La Commission considère en outre que les tarifs de retour verts et jaunes (TaRTAM) contiendraient également des éléments d'aide depuis leur mise en application, pour ce qui concerne les clients non résidentiels qui ne sont pas des petites entreprises.

9.2.2.11 METRONET

EDF Energy est l'un des cinq actionnaires du groupement Metronet qui est responsable pour London Underground Limited (LUL) des travaux de maintenance et de rénovation de 9 des 12 lignes de métro de l'agglomération londonienne.

Le groupement Metronet s'est trouvé dans une situation financière délicate à la suite de modifications intervenues dans le cahier des charges et du périmètre initial du contrat ainsi que de difficultés dans le management et la réalisation des travaux.

En conséquence, et conformément à une clause du contrat avec London Underground, les actionnaires de Metronet ont décidé, en juin 2007, de faire revoir par un arbitre indépendant, les conditions économiques du contrat afin d'obtenir une augmentation de financement de London Underground. La décision rendue mi-juillet n'a pas permis aux actionnaires de Metronet d'obtenir un financement complémentaire suffisant pour éviter la mise sous administration judiciaire du groupement qui est intervenue le 18 juillet 2007.

À ce jour les négociations intervenues entre les actionnaires, l'administrateur judiciaire et le client (Transport for London) n'ont pas permis de

⁵⁶ Impôt Régional sur les Activités Production (IRAP).

Examen de la situation financière et du résultat



déboucher sur un accord définitif quant à l'avenir des liens contractuels entre les différentes parties. Les discussions se poursuivent néanmoins dans un contexte constructif.

Dans ces conditions la provision déjà comprise dans les comptes d'EDF Energy au 30 juin 2007 couvre de façon appropriée les risques auxquels le Groupe et EDF Energy s'estiment exposés.

9.2.2.12 VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE

Les principales variations de périmètre sont indiquées en note 6.1 des comptes consolidés au 31 décembre 2007.

Elles incluent notamment :

Cession de U-Plus par EnBW et consolidation de Drewag et de plusieurs autres sociétés

EnBW a cédé en mai 2007 sa filiale U-Plus (traitement de déchets) à la société allemande Alba pour un montant de 35 millions d'euros.

Par ailleurs, elle consolide désormais la société Drewag (régie municipale de la ville de Dresde) dont elle détient 35 % par mise en équivalence, ainsi que six autres sociétés.

Elle consolide également par intégration globale les sociétés ESW et GSW suite à des prises de participation complémentaires.

Exercice des warrants Edison

Durant l'exercice 2007, la conversion des warrants Edison au prix d'exercice de 1 euro par warrant a porté le capital d'Edison de 4 273 139 453 euros à fin décembre 2006 à 5 291 664 500 en décembre 2007.

Edison a annoncé le 2 janvier 2008 que 99,992 % des warrants Edison émis en avril-mai 2003 avaient été souscrits, le solde (soit 91 877 warrants non souscrits) étant annulé.

EDF et TDE ont pour leur part, exercé la totalité de leurs warrants Edison en décembre 2007 pour respectivement 281 549 517 euros et 210 012 399 euros.

La conversion des warrants n'a pas d'impact sur la gouvernance d'Edison, l'accord de gouvernance avec AEM ayant été réalisé sur une base totalement diluée anticipant ainsi l'exercice des warrants. Après exercice des warrants, le Groupe EDF détient 50 % des droits de vote et 48,96 % des intérêts économiques du groupe Edison.

Exercice par Edison de ses options d'achat sur Edipower

Edison a exercé le 16 juillet 2007 ses options d'achat de titres Edipower détenus par les établissements financiers Interbanca SpA et Albojo (Royal Bank of Scotland). Le transfert de ces titres (5 % du capital d'Edipower) s'est effectué le 31 juillet 2007.

Par ailleurs, en 2007, Edison a reçu notification de l'exercice par Unicredit de son option Put concernant 5 % de son capital. Le transfert de ces titres a été réalisé fin janvier 2008. À l'issue de ces opérations, la participation d'Edison dans Edipower a augmenté de 40 % à 50 % pour un montant de transaction d'environ 265 millions d'euros.

Cession par Edison de sa participation dans Serene

Le 14 février 2007, Edison a cédé les 66,32 % qu'elle détenait dans Serene SpA (centrales de production d'électricité bénéficiant des contrats de vente CIP6/92) à British Gas Italia (filiale du groupe British Gas) pour un prix de cession de 98 millions d'euros.

Edison consolide par ailleurs, la société créée en partenariat avec Hellenic Petroleum ainsi que la société Thisvi Power Generation Plant.

Changement du mode de consolidation de SSE (Slovaquie)

La société slovaque SSE, détenue à hauteur de 49,0 % par EDF, est consolidée depuis le 1^{er} janvier 2007 par intégration proportionnelle alors qu'elle était mise en équivalence avant cette date.

Cession de la participation résiduelle dans Edenor

EDF a cédé le 4 mai 2007 sa participation résiduelle de 25 % dans le capital de la société argentine de distribution d'électricité Edenor. Cette cession, d'un montant de 171 millions de dollars (125 millions d'euros), est intervenue dans le cadre de l'introduction en bourse lancée par Edenor sur les bourses de New York et de Buenos-Aires le 10 avril 2007. La plus-value dégagée au titre de cette cession s'élève à 111 millions d'euros.

Cession des actifs au Mexique

Le 24 octobre 2007, un accord a été conclu avec l'énergéticien espagnol Gas Natural pour la cession de la totalité des actifs d'EDF au Mexique, soit cinq centrales de production à cycle combiné gaz d'une puissance totale de 2 233 MW (Saltillo, Altamira 2, Rio Bravo 2, Rio Bravo 3 et Rio Bravo 4), la société Comego qui exploite ces centrales, ainsi qu'un gazoduc de transport de gaz naturel de 53 km (Gasoducto del Rio). Cette opération porte sur une valeur totale de 1 448 millions de dollars US.

Cette opération, dont la réalisation est intervenue le 27 décembre 2007, a généré un résultat de cession net d'impôt de 376 millions d'euros et a un impact positif sur l'endettement financier net du Groupe de 970 millions d'euros.

Électricité de Strasbourg

Électricité de Strasbourg (société anonyme, dont les actions sont admises aux négociations sur l'Eurolist d'Euronext Paris), avait jusqu'à présent comme actionnaires de référence EDF et Électricité de Laufenbourg (société suisse).

Cette dernière a vendu ses parts (13,8 %) à EDF en septembre 2007 pour un montant de 150 millions d'euros. Le goodwill apprécié sur la base de la valeur des actifs et passifs figurant dans les comptes du Groupe s'établit à 126 millions d'euros.

EDF détient au 31 décembre 2007 88,34 % d'électricité de Strasbourg, le solde des actions étant dans le public.

Enfin **EDF consolide** désormais par intégration globale Supra et Fahrenheit; par intégration proportionnelle Sloe, UniStar Nuclear Energy (UNE), EDF Investissement Groupe et Domofinance et a réalisé, par ailleurs, des opérations de croissance externe au sein des groupes Dalkia et EDF Énergies Nouvelles en 2007.

9.3

Introduction à l'analyse des résultats 2007

9.3.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les états financiers consolidés du Groupe EDF au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2007 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2007. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (International Accounting Standards), IFRS (International Financial Reporting Standards), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les états financiers de l'exercice 2007 sont présentés avec en comparatif l'exercice 2006 établi selon le même référentiel.

Les informations financières publiées au 31 décembre 2006 ont été retraitées pour tenir compte de changements de présentation (voir note 4 des comptes consolidés au 31 décembre 2007).

9.3.2 Évolution des principes comptables au 1^{er} janvier 2007

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2007 sont identiques à celles utilisées par le Groupe au 31 décembre 2006 à l'exception des normes, amendements et interprétations d'application obligatoire à compter du 1^{er} janvier 2007 qui sont décrits ci-après :

- amendement à IAS 1 « Présentation des états financiers – informations à fournir concernant le capital » ;
- IFRIC 7 « Modalités pratiques de retraitement des états financiers selon IAS 29: information financière dans les économies hyperinflationnistes » ;
- IFRIC 8 « Champ d'application d'IFRS 2, paiement fondé sur des actions » ;
- IFRIC 9 « Réévaluation des dérivés incorporés » ;
- IFRIC 10 « Information financière intermédiaire et pertes de valeur » : cette interprétation précise que les pertes de valeur affectant un goodwill et certains actifs financiers (placements en instruments de capitaux propres disponibles à la vente et en actifs financiers comptabilisés au coût) comptabilisés dans des états financiers intermédiaires ne peuvent pas être reprises ultérieurement ;
- IFRS 7 « Instruments financiers: informations à fournir », cette norme renforce l'information financière à fournir sur les actifs et passifs financiers de façon à permettre aux utilisateurs d'évaluer l'importance des instruments financiers au regard de sa situation et de sa performance financière, ainsi que la nature et l'ampleur des risques en découlant.

À l'exception des nouvelles informations requises par la norme IFRS 7, ces normes, amendements et interprétations sont sans incidence significative sur les comptes consolidés du Groupe.

S'agissant des normes adoptées par l'Union européenne en 2007 et dont l'application n'est pas obligatoire en 2007, le Groupe a décidé :

- d'appliquer dès l'exercice 2007 par anticipation l'interprétation IFRIC 11, intitulée « IFRS 2 – Actions propres et transactions intra-groupe » ;
- de ne pas appliquer par anticipation la norme IFRS 8 « Segments opérationnels ».

En outre, le Groupe a décidé de ne pas appliquer par anticipation les textes suivants qui devraient faire l'objet d'une approbation par l'Union européenne en 2008 :

- IAS 1 « Présentation des états financiers », version révisée ;
- amendement à IAS 23 « Coûts d'emprunts » ;
- IFRIC 13 « Programmes de fidélisation des clients » ;
- IFRIC 14 « IAS 19 – limitation de l'actif au titre des prestations définies, obligations de financement minimum et leur interaction ».

L'impact potentiel de l'ensemble de ces normes, amendements et interprétations reste en cours d'évaluation.

L'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services » fait l'objet d'un développement spécifique en note 3 des comptes consolidés au 31 décembre 2007.

9.3.3 Comparabilité des exercices

Afin de rendre comparables les exercices 2006 et 2007, les comptes consolidés publiés au titre de l'exercice 2006 ont été retraités des changements de présentation suivants :

- reclassement dans le compte de résultat: Les comptes de résultat consolidés, publiés au titre de l'exercice 2006 ont été retraités du changement de présentation relatif aux dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession décrit en note 3.2 des comptes consolidés au 31 décembre 2007.

Les effets de ces reclassements sur l'exercice 2006 sont décrits à la note 4.1 des comptes consolidés au 31 décembre 2007 ;

- changement de présentation des immobilisations corporelles: Afin de compléter l'information financière et tenir compte des particularités du domaine des concessions, les immobilisations corporelles du Groupe sont présentées, à compter du 1^{er} janvier 2007, sur trois rubriques à l'actif du bilan, en fonction de l'activité et du cadre contractuel dans lesquels elles sont utilisées.

Les effets de ce changement de présentation sur les comptes 2006 sont détaillés à la note 4.2 des comptes consolidés au 31 décembre 2007 ;

- reclassements dans les comptes de provisions nucléaires: Les textes d'application de la Loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs ont entraîné des reclassements dans les comptes de provisions nucléaires.

Ces reclassements sont détaillés en note 4.3 des comptes consolidés 2007.



9.4 Présentation des résultats 2007

9.4.1 Chiffre d'affaires

Le **chiffre d'affaires du Groupe** s'élève à 59 637 millions d'euros en 2007, en augmentation de 1,2 % par rapport à celui de 2006 et en croissance organique⁵⁷ de 2,5 %.

Les effets de périmètre négatifs représentent 657 millions d'euros, soit - 1,1 %, liés principalement à la cession de Light au Brésil, intervenue au second semestre 2006, à des acquisitions dans le reste de l'Europe ainsi qu'à des cessions en Italie.

La progression de l'activité a été freinée en Europe par la douceur climatique, qui a notamment pesé sur le volume des ventes.

L'effet de change (principalement dépréciations de la Livre Sterling et dans le Reste du monde, appréciation des devises locales dans les pays d'Europe centrale) est faible (- 99 millions d'euros, soit - 0,2 %).

En **France**, le chiffre d'affaires 2007 affiche une progression de + 1,0 %. L'effet positif des prix sur les ventes d'électricité sur les marchés de gros à plus d'un an (enchères contractualisées en 2006 et livrées en 2007) et les évolutions tarifaires de 2006/2007 ont plus que compensé les baisses de volumes liées au climat.

Le Groupe a réalisé 54,0 % de son chiffre d'affaires en France en 2007 contre 54,2 % en 2006.

En **Europe hors France** (segments Royaume-Uni, Allemagne, Italie et Reste de l'Europe), la croissance du chiffre d'affaires est de 5,0 % et la croissance organique de 4,4 %, dans le même contexte de douceur climatique.

En 2007, le chiffre d'affaires réalisé en Europe hors France représente 43,8 % du chiffre d'affaires consolidé du Groupe contre 42,2 % en 2006.

9.4.2 EBE

L'**excédent brut d'exploitation consolidé du Groupe (« EBE »)** s'élève à 15 210 millions d'euros en 2007, en hausse de 5,7 % (+ 817 millions d'euros) par rapport à 2006. Les effets des variations de périmètre s'élèvent à - 43 millions d'euros, soit - 0,3 % résultant principalement de la cession du groupe Light au Brésil et des acquisitions dans le reste de l'Europe.

Les effets de change sont négligeables (- 20 millions d'euros, soit - 0,1 %). La croissance organique de l'EBE est de 6,1 %.

En **France**, l'EBE progresse de 6,9 %.

La contribution de la France à l'EBE du Groupe est de 65,7 % en 2007 contre 64,9 % en 2006.

En **Europe hors France**, l'EBE est en hausse de 7,0 % et en hausse organique de 4,8 %. La croissance organique est localisée principalement dans le reste de l'Europe (+ 10,4 %) et en Italie (+ 4,4 %).

La contribution de **l'Europe hors France** à l'EBE du Groupe est de 32,1 % en 2007 contre 31,7 % en 2006.

Dans le **Reste du monde**, l'EBE est en hausse organique de + 2,5 %.

9.4.3 Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation s'élève à 9 991 millions d'euros en 2007, en hausse de 6,8 % par rapport à 2006. Cette hausse traduit la croissance de l'EBE (+ 817 millions d'euros) et la variation constatée sur le poste Autres produits et charges d'exploitation (+ 395 millions d'euros) qui ont bien plus que compensé les variations constatées sur les postes dotations aux amortissements (- 265 millions d'euros) et pertes de valeur (- 271 millions d'euros).

9.4.4 Le résultat net part du Groupe

Il s'élève en 2007 à 5 618 millions d'euros, contre 5 605 millions d'euros en 2006. La progression du résultat avant impôts des sociétés intégrées (+ 802 millions d'euros) a été presque totalement compensée par l'évolution constatée sur les postes impôts sur les résultats (- 695 millions d'euros) et quote-part des sociétés mises en équivalence (- 95 millions d'euros).

9.4.5 L'endettement financier net⁵⁸

Il est en augmentation de 1 337 millions d'euros. Il s'établit à 16 269 millions d'euros au 31 décembre 2007 ; il était de 14 932 millions d'euros au 31 décembre 2006.

⁵⁷ Évolution de l'activité du Groupe sans prendre en compte les impacts positifs ou négatifs générés par les changements de périmètre (acquisitions ou cessions de filiales), les variations de taux de change et les changements de méthodes comptables.

⁵⁸ L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux 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.

9.5

Principales méthodes comptables sensibles aux estimations et aux jugements

9.5.1 Base d'évaluation

Les états financiers consolidés sont préparés sur la base du coût historique à l'exception de certains instruments financiers et d'actifs financiers disponibles à la vente qui sont comptabilisés suivant la convention de la juste valeur.

Les méthodes utilisées pour évaluer la juste valeur de ces instruments sont présentées en note 2.15 des comptes consolidés au 31 décembre 2007.

9.5.2 Jugements et estimations de la Direction du Groupe

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, des estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et passifs, des produits et charges de l'exercice ainsi que pour l'évaluation des aléas positifs et négatifs à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existantes en date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers du Groupe pourraient différer des estimations actuelles.

Les principales méthodes comptables sensibles au titre desquelles le Groupe a recours à des estimations et jugements sont décrites ci-après. Toute modification d'hypothèses sur ces domaines pourrait avoir un impact significatif compte-tenu de leur importance dans les états financiers du Groupe EDF.

9.5.2.1 PROVISIONS NUCLÉAIRES

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs est sensible aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme ainsi qu'aux échéanciers de décaissements. Une ré-estimation est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par le Groupe. Si ces ré-estimations conduisaient à constater des écarts significatifs, elles pourraient justifier la révision des montants provisionnés.

Le montant de ces provisions s'élève à 30484 millions d'euros au 31 décembre 2007 (28713 millions d'euros au 31 décembre 2006).

Une modification des taux d'actualisation serait considérée comme un changement d'estimation au même titre qu'un changement d'échéancier de décaissement ou qu'un changement de devis dont les effets seraient enregistrés :

- sur les actifs correspondants lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif ;
 - en résultat dans les autres cas ;
- et pourrait avoir un impact significatif sur les états financiers du Groupe.

9.5.2.2 RETRAITES ET AUTRES AVANTAGES DU PERSONNEL À LONG TERME ET POSTÉRIEURS À L'EMPLOI

L'évaluation des engagements de retraites et autres avantages postérieurs à l'emploi et à long terme repose sur des évaluations actuarielles sensibles aux hypothèses de taux d'actualisation et de taux d'augmentation des salaires ainsi qu'à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues (voir note 31.6 des comptes consolidés au 31 décembre 2007).

Les provisions enregistrées à ce titre au 31 décembre 2007 s'élèvent à 13763 millions d'euros (13928 millions d'euros au 31 décembre 2006).

9.5.2.3 DÉPRÉCIATION DES GOODWILL ET PERTES DE VALEUR DES ACTIFS À LONG TERME

Les tests de dépréciation de goodwill et des actifs à long terme sont sensibles aux hypothèses macro-économiques et sectorielles retenues ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme. Compte tenu de ces sensibilités, le Groupe révisé ses estimations et hypothèses sous-jacentes sur la base d'informations régulièrement mises à jour.

La valeur nette des goodwill des filiales et co-entreprises, au 31 décembre 2007, est de 7266 millions d'euros (7123 millions d'euros au 31 décembre 2006).

9.5.2.4 INSTRUMENTS FINANCIERS

Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché (contrats d'énergies essentiellement), le Groupe utilise des modèles de valorisation qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses soumises à des aléas, dont la modification pourrait avoir un impact significatif sur les comptes.

9.5.2.5 ÉNERGIE ET ACHÈMEMENT EN COMPTEURS

Comme précisé en note 2.7 des comptes consolidés au 31 décembre 2007, les quantités d'énergie livrée non relevée non facturée sont déterminées en date d'arrêté à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. Ces statistiques et estimations sont sensibles aux hypothèses retenues pour déterminer la quote-part de chiffre d'affaires non facturée en date d'arrêté de comptes.

9.5.2.6 ÉVALUATION DES OBLIGATIONS SUR LES BIENS À RENOUELER AU TITRE DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE EN FRANCE

Compte tenu des spécificités des contrats de concession de distribution publique d'électricité en France, le Groupe a privilégié, pour présenter au bilan les obligations au titre des biens à renouveler une évaluation consistant à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué aux concédants dans le cadre de compte-rendus annuels d'activité. Une approche alternative consisterait à évaluer les obligations sur la base d'une valeur actuelle des montants à décaisser pour faire face au renouvellement de ces biens à l'issue de leur durée de vie industrielle. Les effets de l'adoption de cette dernière approche sur les comptes sont présentés à titre d'information dans la note 3 des comptes consolidés. Quelle que soit la méthode d'évaluation retenue, l'évaluation du passif des concessions sur les biens à renouveler est notamment sujette à des aléas en termes de coûts et de dates de décaissements.

Examen de la situation financière et du résultat



9.5.2.7 TARIF RÉGLEMENTÉ TRANSITOIRE D'AJUSTEMENT DE MARCHÉ (TARTAM)

Pour évaluer la contribution à sa charge dans le cadre de l'application du Tarif réglementé transitoire d'ajustement de marché défini dans la Loi du 7 décembre 2006, le Groupe retient différentes hypothèses à partir des meilleures informations et prévisions disponibles pour apprécier notamment le volume des clients souhaitant bénéficier du tarif d'ajustement, l'évolution des prix de l'électricité sur le marché et la quote-part de finan-

cement de ce dispositif par la Contribution au service public de l'électricité (CSPE) à chaque date de clôture.

9.5.2.8 AUTRES JUGEMENTS DE LA DIRECTION

L'utilisation d'estimations et d'hypothèses revêt également une importance particulière pour l'évaluation des montants de la Contribution au service public de l'électricité à recevoir au titre de l'exercice et pour la reconnaissance des impôts différés actifs.

9.6 Segmentation de l'information financière

L'information sectorielle du Groupe est présentée dans la note 7 des comptes consolidés au 31 décembre 2007.

La ventilation retenue par le Groupe EDF pour les zones géographiques est la suivante :

- « **France** » qui désigne EDF, ses filiales RTE EDF Transport et ERDF, et regroupe les activités régulées (principalement Distribution et Transport) et non régulées (principalement Production et Commercialisation) ;
- « **Royaume-Uni** » qui désigne les entités du sous-Groupe EDF Energy ;
- « **Allemagne** » qui désigne les entités du sous-Groupe EnBW ;
- « **Italie** » qui regroupe les entités situées en Italie, notamment les entités du sous-Groupe Edison, TDE, Fenice ;
- « **Reste Europe** » qui regroupe les autres entités européennes situées notamment en Europe continentale, les participations et activités nouvelles dont Électricité de Strasbourg, Dalkia, Tiru, EDF International, EDF Énergies Nouvelles et EDF Trading ;
- « **Reste du Monde** » qui regroupe les entités situées aux États-Unis, en Amérique Latine et en Asie.

9.7

Analyse du compte de résultat consolidé pour 2007 et 2006

Exercice clos au 31 décembre 2007 (en millions d'euros)	31 décembre 2007	31 décembre 2006 ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	59 637	58 932
Achats de combustibles et d'énergie	(23 215)	(23 949)
Autres consommations externes	(9 797)	(8 721)
Charges de personnel	(9 938)	(9 709)
Impôts et taxes	(3 236)	(3 175)
Autres produits et charges opérationnels	1 759	1 015
Excédent brut d'exploitation	15 210	14 393
Dotations aux amortissements	(5 628)	(5 363)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(504)	(463)
(Pertes de valeur) / reprises	(150)	121
Autres produits et charges d'exploitation	1 063	668
Résultat d'exploitation	9 991	9 356
Résultat financier	(2 534)	(2 701)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	7 457	6 655
Impôts sur les résultats	(1 841)	(1 146)
Quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence	168	263
Résultat net des activités en cours d'abandon	9	5
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	5 793	5 777
dont résultat net part des minoritaires	175	(172)
dont résultat net part du Groupe	5 618	5 605
Résultat par action en euro	3,08	3,08
Résultat dilué par action en euro	3,08	3,07

(1) Le compte de résultat consolidé, publié au titre de l'exercice 2006, a été retraité du changement de présentation relatif aux dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concessions (décrit en notes 3.2 et 4 des comptes consolidés au 31 décembre 2007).

9.7.1 Chiffre d'affaires

Un chiffre d'affaires consolidé en croissance organique de + 2,5 %

(en millions d'euros)	2007	2006	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France	32 232	31 927	305	1,0	1,0
Royaume-Uni	8 353	8 319	34	0,4	1,2
Allemagne	6 900	6 016	884	14,7	12,5
Italie	4 658	5 615	(957)	(17,0)	(6,1)
Reste de l'Europe	6 225	4 930	1 295	26,3	11,7
Europe hors France	26 136	24 880	1 256	5,0	4,4
Reste du monde	1 269	2 125	(856)	(40,3)	3,2
GROUPE	59 637	58 932	705	1,2	2,5

Examen de la situation financière et du résultat



Le **chiffre d'affaires** du Groupe EDF s'élève à 59 637 millions d'euros en 2007, en croissance de 1,2 % par rapport à celui de 2006. Il intègre des effets de périmètre négatifs pour 657 millions d'euros (dus principalement à la cession de Light au Brésil au second semestre 2006, des acquisitions dans le reste de l'Europe ainsi que des cessions en Italie et des prises ou augmentations de participation en Allemagne) et des effets de change négatifs de - 99 millions d'euros, soit - 0,2 %.

Hors effet de périmètre et de change, le chiffre d'affaires est en croissance organique de + 2,5 %, dont + 1 % en France et + 4,4 % en Europe hors France.

La croissance organique est localisée principalement en Allemagne (+ 12,5 %) et dans le Reste de l'Europe (+ 11,7 %). En Italie le chiffre d'affaires est en décroissance organique de 6,1 %.

La période a été marquée par des effets prix positifs, notamment au Royaume-Uni, en Allemagne et dans les pays d'Europe centrale. La croissance du chiffre d'affaires du Groupe a été freinée par la douceur du climat en Europe ayant entraîné une moindre consommation d'électricité et de gaz naturel. Par ailleurs, les ventes sur les marchés de gros ont connu une évolution contrastée au cours de l'année 2007 avec notamment une réduction des ventes nettes en France et une augmentation en Allemagne.

En **France**, le chiffre d'affaires de 2007 s'élève à 32 232 millions d'euros, en croissance organique⁵⁹ de + 1,0 %, dont 0,6 point sur les ventes de gaz naturel et de services et 0,4 point pour l'électricité. Dans l'électricité, la croissance organique traduit l'impact de l'évolution des prix et des tarifs, malgré l'effet du tarif de transition, de la douceur du climat sur les ventes, en particulier au premier semestre, et le recul sensible des ventes nettes sur les marchés de gros, lié à la moindre disponibilité des installations nucléaires.

Le Groupe réalise 54,0 % de son chiffre d'affaires en France en 2007 (contre 54,2 % en 2006).

En **Europe hors France**, le chiffre d'affaires s'établit à 26 136 millions d'euros, en croissance de 5,0 % et en croissance organique de 4,4 %. Les activités électriques progressent et les activités gazières sont globalement en recul, en raison du climat doux sur le début de l'exercice, en particulier pour EnBW et Edison.

Au **Royaume-Uni**, le chiffre d'affaires d'EDF Energy s'élève à 8 353 millions d'euros, en croissance de 0,4 % et en croissance organique de 1,2 %.

Dans les réseaux, les hausses tarifaires survenues en 2006 et dans une moindre mesure en 2007, ont contribué à une croissance du chiffre d'affaires de 2 %. Dans les activités concurrentielles, le chiffre d'affaires enregistre un léger recul, en raison de la baisse des volumes vendus liée aux conditions climatiques de début d'année 2007 et de celle des tarifs de gaz naturel de 10,2 % en juin 2007.

EDF Energy a baissé ses prix sur le gaz naturel à compter du 15 juin 2007 et a augmenté ses péages réseaux au 1^{er} octobre 2007.

Par ailleurs, la base client d'EDF Energy a légèrement augmenté (gain de 42 000 nouveaux clients par rapport à 2006), dans un contexte de très forte concurrence sur les prix.

En **Allemagne**, le chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 6 900 millions d'euros, en croissance de 14,7 % et en croissance organique de 12,5 %. Le chiffre d'affaires d'EnBW intègre un effet périmètre positif de 2,2 %, principalement dû à la consolidation par intégration globale sur l'ensemble de l'exercice 2007 de sa participation dans Stadtwerke Düsseldorf (SWD) contre neuf mois en 2006, ainsi que de la cession de U-plus.

L'augmentation de 21 % du chiffre d'affaires dans l'électricité traduit la très forte croissance des ventes en volume sur les marchés de gros (+16 TWh), et dans une moindre mesure la hausse des prix. Les activités gazières enregistrent un chiffre d'affaires en baisse de 14 % en raison notamment de la douceur du climat en début d'année.

En **Italie**, après les différents effets de périmètre, le chiffre d'affaires du Groupe est de 4 658 millions d'euros, en baisse de 17,0 % et en baisse organique de 6,1 %. Cette évolution intègre la baisse du chiffre d'affaires d'Edison, qui reflète le recul des ventes de gaz en volume (climat doux en début d'année) insuffisamment compensé par la légère progression des ventes d'électricité.

Dans le **Reste de l'Europe**, le chiffre d'affaires s'élève à 6 225 millions d'euros, en croissance de 26,3 %. Le chiffre d'affaires du reste de l'Europe intègre un effet périmètre positif de 671 millions d'euros, soit + 13,6 %, lié principalement à SSE en Slovaquie (passage en intégration proportionnelle depuis le premier janvier 2007) et à EDF Énergies Nouvelles (passage en intégration globale depuis fin 2006). La croissance organique est de 11,7 %. Cette dynamique est liée à celle des activités d'EDF Énergies Nouvelles qui a franchi le cap des 1 000 MW de capacités éoliennes totales installées à fin 2007 et aux hausses de prix et de tarifs dans les pays d'Europe centrale. La marge de trading d'EDF Trading est en léger recul en lien avec la détente des marchés de l'énergie sur les neuf premiers mois de 2007.

L'effet de change qui représente 0,9 % de la croissance du chiffre d'affaires résulte principalement de l'appréciation des devises hongroise et polonaise.

Dans le **Reste du monde**, où le Groupe réalise désormais 2,1 % de son chiffre d'affaires, la contribution au chiffre d'affaires du Groupe est en baisse de 40,3 % et en croissance organique de 3,2 %. L'évolution du chiffre d'affaires comprend un effet périmètre négatif (- 39,8 %) lié à la déconsolidation de Light au 30 juin 2006. La croissance organique est notamment liée à l'augmentation de la production électrique en Asie et à une meilleure disponibilité au Mexique.

Le Groupe réalise 46,0 % de son chiffre d'affaires à l'international (contre 45,8 % en 2006).

⁵⁹ Pour la France, la croissance organique est égale à la croissance nominale.

9.7.2 EBE

Un EBE en hausse organique de 6,1 %

(en millions d'euros)	2007	2006	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	59 637	58 932	705	1,2	2,5
EBE	15 210	14 393	817	5,7	6,1

L'excédent brut d'exploitation consolidé du Groupe s'élève à 15 210 millions d'euros en 2007 en hausse de 5,7 % par rapport à 2006 et de 6,1 % en croissance organique.

(en millions d'euros)	2007	2006	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France	9 996	9 348	648	6,9	6,9
Royaume-Uni	1 285	1 268	17	1,3	2,1
Allemagne	1 031	996	35	3,5	0,9
Italie	910	928	(18)	(1,9)	4,4
Reste de l'Europe	1 655	1 371	284	20,7	10,4
Europe hors France	4 881	4 563	318	7,0	4,8
Reste du monde	333	482	(149)	(30,9)	2,5
EBE GROUPE	15 210	14 393	817	5,7	6,1

La croissance de l'EBE est principalement localisée en France et dans le reste de l'Europe.

L'Europe y compris la France représente 97,8 % de l'EBE du Groupe (96,7 % en 2006).

En France, l'EBE progresse de + 6,9 %.

La contribution de la France à l'EBE du Groupe est de 65,7 % en 2007 contre 64,9 % en 2006.

En Europe hors France, l'EBE est en hausse de 7,0 % et en hausse organique de 4,8 %.

Dans le Reste du monde, l'EBE est en forte baisse (- 30,9 % avec une croissance organique de + 2,5 %).

Le ratio EBE/chiffre d'affaires du Groupe en 2007 s'établit à + 25,5 % (contre 24,4 % en 2006).

Son évolution est différenciée selon les segments :

Il s'améliore dans le reste du monde (+ 3,6 points) en Italie (+ 3,0 points) et en France (+ 1,7 point).

Il se dégrade en Allemagne (- 1,6 point), dans le Reste de l'Europe (- 1,2 point), et dans une moindre mesure au Royaume Uni (- 0,1 point).

9.7.2.1 ACHATS DE COMBUSTIBLES ET D'ÉNERGIES

Les achats de combustibles et d'énergie s'établissent à 23 215 millions d'euros, en diminution de 734 millions d'euros (soit - 3,1 %) par rapport à 2006.

Hors effets de périmètre et de change, les achats de combustibles et d'énergie sont stables.

Les achats de combustibles et d'énergie diminuent en Italie (- 1 028 millions d'euros), dans le Reste du Monde (- 498 millions d'euros), au Royaume-Uni (- 327 millions d'euros) et, dans une moindre mesure, en France (- 81 millions d'euros). Ils augmentent en revanche en Allemagne (+ 770 millions d'euros) et dans le Reste de l'Europe (+ 430 millions d'euros).

En Italie, la baisse (- 24,5 %) est due pour moitié à un effet périmètre (notamment cessions de Rete et Serene) et pour moitié à l'évolution de l'activité.

La baisse organique de 11,9 % est liée à une baisse des volumes vendus et à l'optimisation des coûts d'approvisionnement en gaz, ainsi que, dans une moindre mesure, à la diminution des achats d'électricité liée à l'augmentation des capacités de production (mise en service de deux nouvelles centrales en 2007 et fonctionnement de deux centrales pour la première année à 100 %).

Cette baisse s'explique également par l'impact positif des dérivés de couverture (IAS 39).

Dans le Reste du monde, la baisse (- 38,1 %) traduit un effet périmètre positif (de 498 millions d'euros, lié à la sortie de Light) et un effet de change positif (de 59 millions d'euros) qui ont très nettement compensé l'augmentation organique de ces charges (+ 59 millions d'euros) liée à la hausse du prix de charbon pour Figlec (Chine) et au prix du spot plus élevé en 2007 au Brésil. La hausse organique a toutefois été freinée par la meilleure disponibilité des centrales mexicaines.

Au Royaume-Uni, la baisse de - 6,2 % résulte principalement de l'impact de la norme IAS 39 qui mesure la juste valeur à la date de clôture des contrats d'achat-vente de commodités non débouclés, ainsi que de la baisse des volumes vendus en raison du climat.

En France, la baisse est de 1,0 %. Elle intègre l'incidence sur les provisions nucléaires des textes d'application de la Loi du 28 juin 2006 sur la gestion durable des matières et déchets radioactifs parus en 2007. L'impact en 2006 avait été une charge de - 373 millions d'euros, celui sur 2007 est un produit de + 262 millions d'euros. Cet impact a plus que compensé l'augmentation des achats de gaz, celle des volumes d'obligations d'achat ainsi que l'augmentation du coût des achats d'énergie destinés à compenser les pertes électriques des réseaux.

Examen de la situation financière et du résultat



En **Allemagne**, la hausse de 22,6 % résulte principalement des achats sur les marchés de gros liés à la croissance de l'activité.

Dans le **Reste de l'Europe**, la hausse (+ 25,0 %) comprend un important effet de périmètre (à hauteur de 14,5 %). La hausse organique (+ 8,7 %) des achats de combustibles et d'énergie dans ce segment est localisée principalement dans les pays d'Europe centrale et notamment en Hongrie où les achats d'énergie de Demasz aussi bien sur le marché libre (hausse des prix de l'énergie) que sur le marché régulé (retour des clients éligibles et hausse tarifaire) ont fortement augmenté.

9.7.2.2 AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES

Les **autres consommations externes** s'établissent à 9 797 millions d'euros, en augmentation de 1 076 millions d'euros (soit + 12,3 %) par rapport à 2006 et en hausse organique de 11,1 %.

La hausse concerne tous les segments, à l'exception du Reste du monde.

Le **Reste de l'Europe** enregistre l'augmentation la plus importante (+ 464 millions d'euros, soit + 50,4 %). Elle comprend un effet périmètre (à hauteur de 204 millions d'euros). La croissance organique des autres consommations externes (+ 261 millions d'euros) s'explique principalement par le développement des activités d'EDF Énergies Nouvelles et Dalkia.

En **France**, les autres consommations externes augmentent de 412 millions d'euros (+8,1 %) et reflètent principalement les coûts de maintenance notamment de colmatage des générateurs de vapeur ainsi que les coûts induits par l'ouverture à la concurrence des marchés résidentiels.

Au **Royaume-Uni**, l'augmentation des autres consommations externes de 183 millions d'euros (+ 19,0 %) est liée au fort accroissement des volumes de travaux (Powerlink et réseaux régulés) et notamment à l'augmentation des dépenses de marketing liée au développement commercial.

En **Italie**, les autres consommations externes augmentent de 59 millions d'euros (+ 10,8 %) en raison notamment de l'augmentation des achats de certificats verts⁶⁰.

9.7.2.3 CHARGES DE PERSONNEL

Les **charges de personnel** s'établissent à 9 938 millions d'euros, en augmentation de 229 millions d'euros (soit + 2,4 %) par rapport à 2006, et en hausse organique de 1,9 %.

L'augmentation concerne le Reste de l'Europe (+ 126 millions d'euros), le Royaume-Uni (+ 116 millions d'euros) et l'Allemagne (+ 44 millions d'euros). Les charges de personnel sont en baisse dans le Reste du monde qui intègre la déconsolidation du groupe Light à compter du

30 juin 2006 (- 44 millions d'euros) et en France (- 13 millions d'euros), et stables en Italie.

L'augmentation constatée dans le **Reste de l'Europe** est due pour les deux tiers à un effet de périmètre. Le solde de l'augmentation s'explique par le développement de l'activité et des hausses de salaires.

Au **Royaume-Uni**, l'augmentation de 19,0 % résulte principalement de l'accroissement des effectifs liés au développement de l'activité commerciale et de la hausse des salaires.

En **France**, la baisse de 0,2 % reflète l'évolution à la baisse des effectifs moyens (- 2,3 %), que compensent en grande partie les augmentations des rémunérations.

9.7.2.4 IMPÔTS ET TAXES

Les **impôts et taxes** (hors impôts sur les sociétés) s'établissent à 3 236 millions d'euros en 2007 et sont en augmentation de 61 millions d'euros (soit + 1,9 %) par rapport à 2006. La croissance organique est de + 1,5 %. L'essentiel de la hausse provient de la taxe professionnelle en France.

9.7.2.5 AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS

Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à un produit net de 1 759 millions d'euros en 2007, en augmentation de 744 millions d'euros (soit + 73,3 %) par rapport à 2006. La croissance organique est de 61,8 %. La hausse de ce poste traduit principalement les évolutions constatées en France et dans le Reste du monde.

La hausse en **France** (+ 717 millions d'euros) est liée principalement à l'augmentation de la Contribution au service public de l'électricité (nette des dérivés de couverture) pour 407 millions d'euros reçue notamment en compensation des surcoûts occasionnés par les obligations d'achat, en référence aux prix du marché spot, qui ont été en moyenne plus faibles en 2007 qu'en 2006. Elle reflète également, à hauteur de 222 millions d'euros, l'écart entre la provision de 470 millions d'euros comptabilisée en 2006 pour couvrir la compensation des concurrents liée à la mise en œuvre du Tarif transitoire d'ajustement au marché (TaRTAM), et un complément de 248 millions d'euros de cette provision, comptabilisé en 2007. Celui-ci intègre les dernières hypothèses connues à date de la Commission de Régulation de l'Électricité (CRE) quant à la charge induite pour EDF par ce dispositif, ainsi que l'impact de l'évolution des prix de marché.

Dans le **Reste du monde**, ce poste affiche une charge nette en baisse de 107 millions d'euros traduisant l'effet de périmètre lié à la déconsolidation en 2006 du groupe Light.

⁶⁰ Certificat représentatif d'une quantité d'électricité produite à partir de sources peu polluantes.

9.7.3 Résultat d'exploitation

Un résultat d'exploitation en hausse de 6,8 %

(en millions d'euros)	2007	2006	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
EBE	15 210	14 393	817	5,7	6,1
Dotations aux amortissements	(5 628)	(5 363)	(265)	4,9	4,6
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(504)	(463)	(41)	8,9	8,9
(Pertes de valeur) / reprises	(150)	121	(271)	NS	NS
Autres produits et charges d'exploitation	1 063	668	395	59,1	59,0
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	9 991	9 356	635	6,8	14,3

Le **résultat d'exploitation** s'élève à 9 991 millions d'euros en 2007, en hausse de 6,8 % par rapport à 2006.

Cette hausse traduit la croissance de l'EBE et le produit net enregistré sur le poste autres produits et charges d'exploitation qui ont bien plus que compensé les variations constatées sur les postes dotations aux amortissements et pertes de valeur.

9.7.3.1 DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

Elles s'élèvent à 5 628 millions d'euros en 2007, en augmentation de 265 millions d'euros (soit + 4,9 %) par rapport à 2006.

Cette augmentation est principalement localisée en France (+ 169 millions d'euros, soit + 4,6 %) en raison notamment de l'accélération du rythme des investissements et dans le Reste de l'Europe (+ 84 millions d'euros, principalement chez EDF Énergies Nouvelles et Dalkia) où elle correspond essentiellement aux développements de l'activité. Elles augmentent également au Royaume-Uni (+ 28 millions d'euros), et en Allemagne (+ 12 millions d'euros). Elles sont en baisse dans le Reste du Monde (- 17 millions d'euros) et en Italie (- 11 millions d'euros).

9.7.3.2 DOTATIONS NETTES AUX PROVISIONS POUR RENOUELEMENT DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSION⁶¹

Elles s'établissent à 504 millions d'euros en 2007, et sont en augmentation de 41 millions d'euros (soit + 8,9 %) par rapport à 2006 et concernent essentiellement le segment France (+ 42 millions d'euros, soit + 9,2 % par rapport à 2006).

9.7.3.3 PERTES DE VALEUR

En 2007, les pertes de valeur représentent une charge de 150 millions d'euros. EDF a enregistré une dépréciation des actifs d'EnBW de 143 millions d'euros à la suite de la baisse des péages de transport par le régulateur.

En 2006, il s'agissait d'un produit net de 121 millions d'euros. 2006 comportait principalement une charge de 318 millions d'euros sur le goodwill propre à EDF concernant EnBW (suite à la baisse des tarifs de distribution décidée par le régulateur allemand en 2006) ainsi qu'une reprise de perte de valeur pour 624 millions d'euros liée à la cession de Light.

9.7.3.4 AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION

Les autres produits et charges d'exploitation s'établissent à 1 063 millions d'euros en 2007 ; ils étaient de 668 millions d'euros en 2006.

Les variations de ce poste concernent essentiellement la France et dans une moindre mesure le Reste de l'Europe.

En **France**, ce poste fait apparaître un produit net de 620 millions d'euros en 2007 contre 262 millions d'euros en 2006.

En 2007, il comprend la comptabilisation de l'impact positif de 555 millions d'euros sur la provision pour renouvellement des changements d'estimation des durées de vie des bâtiments de postes de transformation (durée de vie augmentée de 30 à 45 ans) et des matériels de comptage électronique (durée de vie réduite de 30 à 25 ans, voire à 20 ans selon le type de matériel) et de la prise en compte de la baisse des coûts de renouvellement de ces matériels de comptage.

En 2006, les autres produits et charges d'exploitation comprenaient une reprise de provision de 328 millions d'euros liée à la non-reconduction en France du dispositif du complément exceptionnel de retraite.

Dans le **Reste de l'Europe**, l'année 2007 fait apparaître un produit net de 425 millions d'euros comprenant principalement la plus-value (+ 111 millions d'euros) enregistrée par EDF International sur la cession en mai 2007 de sa participation résiduelle de 25 % dans le capital d'Edenor ainsi que celle de 345 millions d'euros résultant de la cession des activités au Mexique.

En 2006, un produit net de 407 millions d'euros avait été enregistré correspondant essentiellement aux plus-values de cession de ASA et de deux centrales égyptiennes.

⁶¹ Le compte de résultat consolidé, publié au titre de l'exercice 2006, a été retraité du changement de présentation relatif aux dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession.

Examen de la situation financière et du résultat



9.7.4 Résultat financier

(en millions d'euros)	2007	2006	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(1 492)	(1 606)	114	(7,1)
Charges d'actualisation	(2 632)	(2 530)	(102)	4,0
Autres produits et charges financiers	1 590	1 435	155	10,8
TOTAL GROUPE	(2 534)	(2 701)	167	(6,2)

Le résultat financier s'établit à - 2 534 millions d'euros en 2007 et se traduit par une diminution des charges financières nettes de 167 millions d'euros (soit - 6,2 %) par rapport à 2006. Cette évolution est due principalement :

- à une diminution de 114 millions d'euros du coût de l'endettement brut qui bénéficie de la sortie de périmètre de Light ;
- à une hausse de 102 millions d'euros des charges d'actualisation, en particulier sur les provisions nucléaires et retraites en France ;
- à une amélioration de + 155 millions d'euros des autres produits et charges financiers qui résulte essentiellement de la cession d'actifs financiers.

9.7.5 Impôts sur les résultats

Les **impôts sur les résultats** s'élèvent à 1 841 millions d'euros en 2007 contre 1 146 millions d'euros en 2006.

L'augmentation de 695 millions d'euros entre 2006 et 2007 (soit + 60,6 %), résulte de trois éléments principaux se compensant partiellement :

- la hausse mécanique de la charge d'impôt liée à l'accroissement du résultat courant avant impôt des sociétés intégrées en France ;
- l'effet net d'économies d'impôt liées aux opérations non récurrentes de l'exercice 2007 (cession des activités au Mexique ayant généré une économie fiscale de 31 millions d'euros) inférieur à celui de 2006 (réorganisation juridique avant cession du groupe Light qui avait généré une économie d'impôt de 586 millions d'euros) ;
- le réajustement des impôts différés suite à la baisse des taux d'impôt sur les sociétés votée en Allemagne, Italie et Royaume-Uni pour 493 millions d'euros.

La différence entre le taux effectif moyen d'impôt en 2007 du Groupe (24,47 %) et le taux en vigueur en France en 2007 (34,43 %) s'explique principalement par :

- le réajustement des impôts différés lié à la baisse des taux d'imposition, mentionnés ci-dessus (493 millions d'euros) ;
- l'exonération des plus values réalisées lors de la cession d'Edenor et des activités mexicaines.

9.7.6 Résultat net part du Groupe

Le **résultat net part du Groupe** s'élève en 2007 à 5 618 millions d'euros, en hausse de 0,2 % par rapport à 2006 (5 605 millions d'euros).

La progression du résultat avant impôts des sociétés intégrées (+ 802 millions d'euros) a été presque totalement compensée par l'évolution défavorable constatée sur les postes impôts sur les résultats (- 695 millions d'euros) et quote-part des sociétés mises en équivalence (- 95 millions d'euros).

Quote-part de résultat des sociétés mises en équivalence

La quote-part de résultat des sociétés mises en équivalence s'établit à 168 millions d'euros en 2007, en diminution de 95 millions d'euros par rapport à 2006, soit - 36,1 %.

Cette baisse résulte notamment d'une dotation aux provisions au Royaume-Uni, ainsi que d'une diminution dans le Reste de l'Europe (changement de mode de consolidation de SSE) et dans le Reste du monde (cession de la participation résiduelle dans Edenor).

9.8

Analyse par zone géographique du résultat d'exploitation

Les principes relatifs aux informations sectorielles du Groupe EDF sont décrits en note 7 des comptes consolidés clos le 31 décembre 2007. Le résultat d'exploitation se répartit par segment géographique comme suit :

2007 (en millions d'euros)	France	Royaume- Uni	Allemagne	Italie	Reste Europe	Europe hors France	Reste Monde	Total
CHIFFRE D'AFFAIRES	32 232	8 353	6 900	4 658	6 225	26 136	1 269	59 637
Achats de combustibles et d'énergie	(7 944)	(4 975)	(4 176)	(3 161)	(2 149)	(14 461)	(810)	(23 215)
Autres consommations externes	(5 506)	(1 147)	(1 070)	(606)	(1 384)	(4 207)	(84)	(9 797)
Charges de personnel	(7 343)	(754)	(703)	(185)	(933)	(2 575)	(20)	(9 938)
Impôts et taxes	(2 894)	(111)	(11)	(1)	(200)	(323)	(19)	(3 236)
Autres produits et charges opérationnels	1 452	(80)	91	204	96	311	(4)	1 759
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	9 996	1 285	1 031	910	1 655	4 881	333	15 210
Dotations aux amortissements	(3 836)	(475)	(363)	(440)	(411)	(1 689)	(103)	(5 628)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(497)	0	0	0	(7)	(7)	0	(504)
(Pertes de valeur) / reprises	5	(1)	(146)	(8)	0	(155)	0	(150)
Autres produits et charges d'exploitation	620	0	18	0	425	443	0	1 063
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	6 288	808	541	462	1 662	3 473	230	9 991

2006 (en millions d'euros)	France	Royaume- Uni	Allemagne	Italie	Reste Europe	Europe hors France	Reste Monde	Total
CHIFFRE D'AFFAIRES	31 927	8 319	6 016	5 615	4 930	24 880	2 125	58 932
Achats de combustibles et d'énergie	(8 025)	(5 302)	(3 406)	(4 189)	(1 719)	(14 616)	(1 308)	(23 949)
Autres consommations externes	(5 094)	(964)	(1 054)	(547)	(920)	(3 485)	(142)	(8 721)
Charges de personnel	(7 356)	(638)	(659)	(185)	(807)	(2 289)	(64)	(9 709)
Impôts et taxes	(2 839)	(111)	(8)	(1)	(198)	(318)	(18)	(3 175)
Autres produits et charges opérationnels	735	(36)	107	235	85	391	(111)	1 015
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	9 348	1 268	996	928	1 371	4 563	482	14 393
Dotations aux amortissements	(3 667)	(447)	(351)	(451)	(327)	(1 576)	(120)	(5 363)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(455)	0	0	0	(8)	(8)	0	(463)
(Pertes de valeur) / reprises	1	0	(359)	(47)	(64)	(470)	590	121
Autres produits et charges d'exploitation	261	1	0	1	406	408	(1)	668
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	5 488	822	286	431	1 378	2 917	951	9 356

Examen de la situation financière et du résultat



9.8.1 France

(en millions d'euros)	2007	2006	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	32 232	31 927	305	1,0	1,0
EBE	9 996	9 348	648	6,9	6,9
Résultat d'exploitation	6 288	5 488	800	14,6	14,6

9.8.1.1 VENTILATION DE L'INFORMATION FINANCIÈRE DU SEGMENT « FRANCE »

La contribution du segment France au chiffre d'affaires et à l'EBE du Groupe est présentée selon la ventilation suivante :

« **Activités régulées** » regroupe les activités de :

- Transport en métropole ;
- Distribution en métropole ;
- Production et distribution d'EDF dans les systèmes énergétiques insulaires (SEI).

Les activités Transport et Distribution sont régulées via les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics (TURP).

Le chiffre d'affaires des Activités régulées comprend la part Acheminement incluse dans les tarifs intégrés.

« **Activités non régulées** » regroupe les activités de :

- Production, Commercialisation et Optimisation en métropole ;
- Ventes de prestations d'ingénierie et de conseil.

9.8.1.2 OUVERTURE DU MARCHÉ

Le marché de l'électricité français est totalement ouvert à la concurrence depuis le 1^{er} juillet 2007.

Au 31 décembre 2007, la part de marché détenue par EDF sur l'électricité en France sur l'ensemble des clients finaux est de 85,2 % (contre 85,3 % au 31 décembre 2006 pour les clients finaux, y compris ceux devenus éligibles au 1^{er} juillet 2007).

9.8.1.3 ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE

La production nucléaire est de 418 TWh, en 2007, en baisse de 10 TWh, soit - 2,3 %, par rapport à celle de 2006 ; la production hydraulique qui s'élève à 36,6 TWh, est en hausse de + 0,8 TWh (soit + 2,4 %) ; la production thermique à flamme est de 18,2 TWh, soit de + 7,7 % supérieure (+ 1,3 TWh) à celle de 2006.

La diminution de la production nucléaire est la conséquence de certains arrêts fortuits et d'un programme de maintenance accru, notamment par des opérations de traitement chimique sur des générateurs de vapeur effectuées sur quatre tranches nucléaires.

La baisse des températures constatée au dernier trimestre 2007 a conduit à un recours accru au parc thermique à flamme.

Les ventes aux clients finaux ont diminué de 7,4 TWh en raison des conditions climatiques, notamment au premier semestre.

Cette baisse des ventes liée au climat est plus que compensée par la croissance de la demande hors effet climatique.

La moindre production du parc nucléaire se traduit par ailleurs par une diminution des ventes nettes sur les marchés de gros.

9.8.1.4 CHIFFRE D'AFFAIRES

La contribution de la **France** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 32 232 millions d'euros, en progression de + 1,0 % par rapport à 2006. Les ventes de gaz naturel et services y contribuent à hauteur de 0,6 point, les ventes d'électricité à hauteur de 0,4 point.

L'évolution du chiffre d'affaires en électricité comprend un effet prix positif (+ 1,3 %) et un effet volume négatif (- 0,6 %).

L'effet prix positif est principalement dû aux ventes d'électricité sur les marchés de gros à plus d'un an (enchères) contractualisées en 2006 ainsi qu'aux évolutions tarifaires d'août 2006 et d'août 2007, et ce malgré l'effet négatif dû au TaRTAM.

Les ventes d'électricité en volume ont été affectées par l'effet négatif du climat au premier semestre 2007 et au second semestre par l'effet de la moindre production nucléaire sur les ventes nettes sur les marchés de gros.

9.8.1.5 EBE

La contribution de la **France** à l'EBE du Groupe s'élève à 9 996 millions d'euros, en progression de + 6,9 % par rapport à 2006 (9 348 millions d'euros). Cette évolution reflète, en plus de l'effet prix favorable sur le chiffre d'affaires, la quasi-stabilité des achats de combustibles et d'énergie et des frais de personnel, ainsi que les effets favorables de la hausse de la CSPE et de la moindre dotation à la provision TaRTAM en 2007. Elle reflète également l'impact de l'augmentation des charges externes principalement liées à la transformation de l'organisation et la maintenance.

Achats de combustibles et d'énergie

Les achats de combustibles et d'énergie s'établissent à 7 944 millions d'euros en 2007, en baisse de 81 millions d'euros (- 1,0 %) par rapport à 2006.

Cette baisse intègre l'impact sur les provisions nucléaires des textes d'application de la Loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs parus en 2007. L'impact en 2006 avait été une charge de - 373 millions d'euros, celui sur 2007 est un produit de + 262 millions (l'impact total sur les deux années est une charge de - 111 millions d'euros).

Ce produit de 262 millions d'euros a plus que compensé l'augmentation des achats de gaz, celle des volumes d'obligations d'achat ainsi que l'augmentation du coût des achats d'énergie destinés à compenser les pertes électriques des réseaux.

Autres consommations externes et charges de personnel

Les **autres consommations externes** s'élèvent à 5 506 millions d'euros, en progression (+ 8,1 %) par rapport à 2006. Cette progression surtout sensible au second semestre résulte principalement de la hausse des coûts de maintenance, notamment dans le domaine nucléaire, des coûts supplémentaires induits par l'ouverture à la concurrence du marché résidentiel (aménagement plateaux clientèles et évolution des systèmes d'information), et, dans une moindre mesure, des dépenses associées au développement des activités de services.

Les charges de personnel s'élèvent à 7 343 millions d'euros, pratiquement stables par rapport à 2006 (soit - 0,2 %), grâce en particulier à la baisse des effectifs moyens (- 2,3 %) qui compense en grande partie les augmentations de salaires.

Impôts et taxes

Les impôts et taxes augmentent de + 1,9 % (+ 55 millions d'euros). Cette hausse est principalement due à la taxe professionnelle.

Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels sont en hausse de 717 millions d'euros (produits nets).

Cette hausse est liée principalement à l'augmentation de la Contribution au service public de l'électricité (CSPE) qui résulte pour l'essentiel de l'évolution de la compensation à recevoir au titre des surcoûts induits par les obligations d'achat en métropole. Ces surcoûts, établis sur la base du différentiel entre le prix de marché spot et les coûts d'achat effectifs pour EDF

aux producteurs bénéficiant de ce dispositif, ont augmenté du fait de la baisse des prix spot. Ceux-ci ont, en effet, été en moyenne plus faibles en 2007 qu'en 2006 (45,1 €/MWh en 2007 contre 55,6 €/MWh en 2006). Cette hausse reflète également, à hauteur de 222 millions d'euros, l'écart entre la provision de 470 millions d'euros comptabilisée en 2006 pour couvrir la compensation des concurrents liée à la mise en œuvre du Tarif transitoire d'ajustement au marché (TaRTAM) et une provision complémentaire de 248 millions d'euros comptabilisée en 2007, afin d'intégrer les dernières hypothèses connues à date de la Commission de Régulation de l'Électricité (CRE) quant à la charge induite pour EDF par ce dispositif, ainsi que l'impact de l'évolution des prix de marché.

9.8.1.6 VENTILATION DE L'INFORMATION FINANCIÈRE DU SEGMENT FRANCE ENTRE ACTIVITÉS RÉGULÉES ET ACTIVITÉS NON RÉGULÉES

Le tableau suivant détaille l'évolution entre 2006 et 2007 du chiffre d'affaires et de l'EBE du segment France, selon la distinction activités régulées / activités non régulées :

(en millions d'euros)	2007	2006	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
CHIFFRE D'AFFAIRES	32 232	31 927	305	1,0	1,0
non régulé	20 468	20 129	339	1,7	1,7
régulé	12 378	12 419	(41)	(0,3)	(0,3)
éliminations	(614)	(621)	7	(1,1)	(1,1)
EBE	9 996	9 348	648	6,9	6,9
non régulé	6 141	5 374	766	14,3	14,3
régulé	3 855	3 974	(119)	(3,0)	(3,0)

Le chiffre d'affaires des **activités régulées** est en baisse de 41 millions d'euros, en raison notamment de l'impact du climat sur les ventes d'acheminement.

Le chiffre d'affaires des **activités non régulées** est en hausse de 339 millions d'euros. Le développement des ventes de gaz et les hausses de prix (tarifs et prix à terme) limitent l'impact négatif de la mise en œuvre du TaRTAM sur les prix et la baisse des ventes nettes sur les marchés de gros résultant de la moindre disponibilité du parc nucléaire.

L'EBE des **activités régulées** baisse de 119 millions d'euros. La croissance des volumes acheminés, hors effet climatique, ne compense que partiellement l'impact du climat et le renchérissement du coût des achats d'énergie pour compensation des pertes électriques réseaux ayant fait l'objet d'achats à terme en 2006.

L'EBE des **activités non régulées** augmente sensiblement (+ 766 millions d'euros). Cette amélioration résulte d'effets prix favorables, à la fois sur le chiffre d'affaires et sur le coût de sourcing des obligations d'achat qui, via le mécanisme de compensation CSPE, a bénéficié au premier semestre 2007 de la baisse des prix spot. La répartition dissymétrique

entre 2006 (- 373 millions d'euros) et 2007 (+ 262 millions d'euros) des effets de la Loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application, explique également cette évolution de l'EBE des activités non régulées.

L'EBE des activités non régulées intègre par ailleurs la baisse des ventes sur les marchés de gros induite par la moindre disponibilité du parc nucléaire, ainsi que la hausse des coûts d'exploitation liée notamment à l'augmentation des coûts de maintenance.

9.8.1.7 RÉSULTAT D'EXPLOITATION

La contribution de la **France** au résultat d'exploitation du Groupe s'établit à 6 288 millions d'euros, en augmentation de 14,6 % par rapport à 2006. Cette hausse résulte principalement de l'évolution de l'EBE, à laquelle s'ajoute celle des autres produits et charges d'exploitation. Les autres produits et charges d'exploitation ont évolué favorablement avec la reprise sur la provision pour renouvellement au premier semestre 2007 (555 millions d'euros), supérieure à la reprise de provision de 328 millions d'euros enregistrée en 2006 et consécutive à la non-reconduction du dispositif du complément exceptionnel de retraite.

Hors ces éléments, le résultat d'exploitation serait en progression de 11,1 %.

9.8.2 Royaume-Uni

(en millions d'euros)	2007	2006	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	8 353	8 319	34	0,4	1,2
EBE	1 285	1 268	17	1,3	2,1
Résultat d'exploitation	808	822	(14)	(1,7)	(1,0)

Examen de la situation financière et du résultat



9.8.2.1 CHIFFRE D'AFFAIRES

La contribution d'**EDF Energy** au chiffre d'affaires du Groupe est de 8353 millions d'euros en 2007, en croissance de + 0,4 % et en croissance organique de + 1,2 %, par rapport à 2006.

L'effet de change lié à la dépréciation de la livre sterling est de - 0,8 %. La croissance organique intègre des effets prix et tarifs nets positifs notamment grâce aux augmentations intervenues en 2006, malgré la diminution de 10,2 % des tarifs sur le gaz, intervenue le 15 juin 2007.

Les volumes sont en légère baisse. La croissance modérée de la base clients (+1,0 %) n'a pas suffi à compenser les effets de la douceur exceptionnelle du climat.

9.8.2.2 EBE

La contribution d'**EDF Energy** à l'EBE du Groupe se chiffre à 1285 millions d'euros en 2007 en légère hausse (+ 1,3 %) par rapport à 2006, et présente une croissance organique de 2,1 % par rapport à l'année 2006.

L'impact des contrats d'achat et de vente à terme, instruments dérivés non qualifiés de couverture selon l'IAS 39, est très positif en 2007 (+ 151 millions d'euros). Il résulte du débouclage des contrats 2006 et de la valorisation des contrats énergie de fin 2007 (positions latentes), favorisée par l'augmentation des prix du charbon, du fioul, de l'électricité et du gaz.

9.8.3 Allemagne

(en millions d'euros)

	2007	2006	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	6900	6016	884	14,7	12,5
EBE	1031	996	35	3,5	0,9
Résultat d'exploitation	541	286	255	89,2	83,6

9.8.3.1 CHIFFRE D'AFFAIRES

La contribution d'**EnBW** au chiffre d'affaires du Groupe est de 6900 millions d'euros, en 2007, en augmentation de 14,7 % et en croissance organique de + 12,5 % par rapport à l'année 2006.

Cette croissance intègre des effets de périmètre, à hauteur de 2,2 % liés principalement à la consolidation par intégration globale de Stadtwerke Düsseldorf (SWD) sur une année pleine en 2007, à comparer à neuf mois en 2006.

La croissance organique de + 12,5 % comporte principalement un effet volume. Elle résulte des activités électriques, portées par la croissance des volumes vendus sur les marchés de gros, et dans une moindre mesure de ceux vendus aux clients industriels, ainsi que d'un effet prix positif résultant de la hausse des prix de 2006.

Le chiffre d'affaires des activités gazières, dans un contexte de concurrence accrue, est en baisse organique de 14 % principalement sous l'effet de la baisse des volumes résultant de la douceur du climat.

9.8.3.2 EBE

La contribution d'**EnBW** à l'EBE du Groupe est en augmentation de 3,5 % et en croissance organique de + 0,9 % par rapport à l'année 2006.

La progression limitée de l'EBE, par rapport à celle du chiffre d'affaires, s'explique principalement par la croissance de l'activité sur les marchés de gros (dont une partie d'achats d'énergies renouvelables) qui s'accompa-

gné d'une forte augmentation du poste Achats de combustibles et d'énergie (+ 22,6 % ; avec une croissance organique + 18,8 %). Les autres consommations externes augmentent faiblement (+ 16 millions d'euros ou + 1,5 %). Les charges de personnel augmentent de 44 millions d'euros (+ 5,3 %), sous l'effet de la croissance des effectifs et des évolutions salariales.

Hors variations de provisions (essentiellement nucléaires), l'EBE de l'activité électricité est en progression tandis que celui de l'activité gaz naturel est en baisse sensible. Dans l'activité électricité, la progression résulte de la bonne gestion des centrales, de l'activité d'optimisation sur les marchés ainsi que de l'amélioration des marges de commercialisation malgré la baisse des péages réseaux. La réduction de l'EBE dans l'activité gaz naturel est liée à la baisse des volumes vendus. L'activité services énergétiques et environnementaux progresse, et bénéficie de l'extension de périmètre (SWD).

9.8.2.3 RÉSULTAT D'EXPLOITATION

La contribution d'**EDF Energy** au résultat d'exploitation du Groupe s'établit à 808 millions d'euros, en baisse de 1,7 %.

Cette diminution résulte d'une part de la quasi-stabilité de l'EBE et d'autre part de l'augmentation des dotations nettes aux amortissements due principalement aux investissements réalisés dans l'activité régulée, à la suite de la revue effectuée en 2005 par le régulateur (Ofgem) pour la période 2005-2010, et aux investissements dans les centrales de production.

Hors variations de provisions (essentiellement nucléaires), l'EBE de l'activité électricité est en progression tandis que celui de l'activité gaz naturel est en baisse sensible. Dans l'activité électricité, la progression résulte de la bonne gestion des centrales, de l'activité d'optimisation sur les marchés ainsi que de l'amélioration des marges de commercialisation malgré la baisse des péages réseaux. La réduction de l'EBE dans l'activité gaz naturel est liée à la baisse des volumes vendus. L'activité services énergétiques et environnementaux progresse, et bénéficie de l'extension de périmètre (SWD).

9.8.3.3 RÉSULTAT D'EXPLOITATION

La contribution d'**EnBW** au résultat d'exploitation du Groupe s'établit à 541 millions d'euros, en augmentation de 255 millions d'euros. Cette progression s'explique pour l'essentiel par la réduction des pertes de valeur (146 millions d'euros en 2007 principalement pour les réseaux de transport contre 359 millions en 2006 principalement pour les réseaux de distribution) enregistrées dans les comptes du Groupe suite aux baisses de tarifs réseaux.

9.8.4 Italie

(en millions d'euros)	2007	2006	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	4 658	5 615	(957)	(17,0)	(6,1)
EBE	910	928	(18)	(1,9)	4,4
Résultat d'exploitation	462	431	31	7,2	13,7

9.8.4.1 CHIFFRE D'AFFAIRES

La contribution de l'**Italie** au chiffre d'affaires du Groupe est de 4 658 millions d'euros, en baisse de 17,0 % par rapport à l'année 2006.

La baisse du chiffre d'affaires du segment Italie comporte un effet périmètre de - 613 millions d'euros, soit - 10,9 %.

Celui-ci reflète principalement la cession de EDF Energia Italia⁶² par EDF à Edison, l'effet de dilution de la participation d'EDF (de 51,58 % à 48,96 %) provenant de l'exercice de warrants Edison, et enfin, des cessions par Edison de ses participations dans Rete et dans Serene.

La part organique du chiffre d'affaires est en baisse de - 344 millions d'euros, soit - 6,1 %, et est localisée principalement chez Edison.

La contribution d'**Edison** au chiffre d'affaires du Groupe s'établit à 4 121 millions d'euros, en baisse de 313 millions d'euros.

Cette baisse intègre d'une part un effet périmètre négatif⁶³ et d'autre part une baisse organique du chiffre d'affaires qui provient essentiellement de l'activité gaz naturel.

Les activités électriques ont un chiffre d'affaires en légère augmentation en raison principalement d'un effet prix et, dans une moindre mesure, d'un effet volume.

Pour l'activité gaz naturel, le maintien des prix ne suffit pas à compenser la forte baisse des volumes due à la réduction des ventes sur le marché résidentiel dans un contexte de douceur climatique.

La contribution de **Fenice** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 537 millions d'euros, en hausse de 7,8 % par rapport à 2006. La croissance du chiffre d'affaires est due notamment à l'activité en Pologne (effet volume favorable et augmentation des tarifs).

9.8.4.2 EBE

La contribution du segment **Italie** à l'EBE du Groupe s'élève à 910 millions d'euros, en baisse de 1,9 % et en hausse organique de 4,4 % par rapport à l'année 2006.

La baisse de 1,9 % de l'EBE intègre un effet de périmètre de - 6,4 %.

L'EBE diminue moins fortement que le chiffre d'affaires (- 17,0 %) en raison principalement de la forte diminution du poste Achats de combustibles et d'énergie. Ceci traduit la baisse des volumes vendus entraînant moins d'achats, ainsi que l'optimisation des coûts d'approvisionnement

en gaz et la diminution des achats d'électricité liée à l'augmentation des capacités de production.

La forte diminution du poste Achats de combustibles et d'énergie fait plus que compenser la baisse du chiffre d'affaires et la hausse des autres consommations externes.

La contribution d'**Edison** à l'EBE du Groupe s'établit à 791 millions d'euros contre 815 millions d'euros en 2006, en baisse de 3,0 %. Hors effet de périmètre (cessions de Rete et de Serene notamment), l'EBE est en croissance organique de 4,2 %.

L'EBE des activités électriques d'Edison est en progression: il s'agit essentiellement d'effet prix résultant de marges plus importantes réalisées tant sur les ventes sur les marchés de gros, que sur celles aux clients finaux (principalement industriels) ainsi que de l'amélioration de la rémunération des réserves destinées au gestionnaire du réseau. La mise en service des nouvelles centrales de Turbigio et Simeri en 2007 et le fonctionnement en année pleine de Torviscosa et Altomonte ont permis de diminuer les achats d'électricité.

L'EBE des activités gazières d'Edison est en légère baisse organique. Les volumes ont en effet baissé de façon importante sous l'effet du climat et n'ont été que partiellement compensés par un effet prix positif. Celui-ci est dû pour l'essentiel à une reprise de provision liée à la résolution 248/04 (plafonnement des prix de vente du gaz constituée en 2006), ainsi qu'à l'optimisation des conditions d'approvisionnement.

Par ailleurs, la baisse des marges sur les ventes des installations soumises à la réglementation CIP6⁶⁴ s'est poursuivie.

La contribution de **Fenice** à l'EBE du Groupe s'établit à 119 millions d'euros en 2007 contre 112 en 2006, en hausse de 6,3 %. Cette augmentation, malgré des baisses tarifaires intervenues en janvier 2007, résulte des efforts de productivité réalisés notamment sur les achats (maintenance, optimisation des outils de production).

9.8.4.3 RÉSULTAT D'EXPLOITATION

La contribution de l'**Italie** au résultat d'exploitation du Groupe, est de 462 millions d'euros, en hausse de 31 millions d'euros (+ 7,2 %) par rapport à l'année 2006.

Le passage de la baisse de l'EBE (- 1,9 %) à la hausse du résultat d'exploitation (+ 7,2 %) résulte principalement de pertes de valeur enregistrées en 2006 sur des centrales.

⁶² EDF Energia Italia, précédemment détenue à 100 % par EDF, a été acquise par le Groupe Edison au dernier trimestre 2006. L'activité est désormais consolidée dans le Groupe EDF, via Edison, à hauteur de 48,96 %.

⁶³ Effet de dilution de la participation d'EDF, cession par Edison de Rete et Serene.

⁶⁴ La disposition CIP6/92 a été adoptée pour stimuler la construction en Italie de moyens de production d'énergie renouvelable et assimilée (cogénération). Plusieurs producteurs indépendants ont, par le biais de cette disposition, pu signer avec ENEL (puis le Gestionnaire du Réseau de Transport National, « GRTN ») des contrats à long terme (8 ou 15 ans) leur permettant de vendre l'électricité qu'ils produisent à partir de ressources renouvelables et assimilées à des conditions avantageuses.

Examen de la situation financière et du résultat



9.8.5 Reste de l'Europe

(en millions d'euros)	2007	2006	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	6 225	4 930	1 295	26,3	11,7
EBE	1 655	1 371	284	20,7	10,4
Résultat d'exploitation	1 663	1 378	285	20,7	14,4

9.8.5.1 CHIFFRE D'AFFAIRES

La contribution du **Reste de l'Europe** au chiffre d'affaires du Groupe est de 6 225 millions d'euros, en hausse de 1 295 millions d'euros, soit + 26,3 %. Cette variation comprend un effet périmètre de + 13,6 % lié principalement au changement de méthode de consolidation de la société slovaque SSE (passage de mise en équivalence à intégration proportionnelle) et au changement de mode d'intégration d'EDF Énergies Nouvelles (passage d'intégration proportionnelle à intégration globale) ainsi qu'aux développements réalisés par Dalkia International. Cette variation comprend également un effet de change de + 0,9 %.

La croissance organique du chiffre d'affaires du Reste de l'Europe est de + 11,7 % (soit 579 millions d'euros).

Elle provient principalement de EDF Énergies Nouvelles et de l'activité dans les pays d'Europe centrale alors que le chiffre d'affaires d'EDF Trading a baissé de 10,3 %.

Dans **les pays d'Europe centrale**, la progression organique du chiffre d'affaires est portée principalement par les activités en Hongrie.

En **Hongrie**, Demasz (croissance organique de 116 millions d'euros) bénéficie d'un effet prix positif (nouveau décret tarifaire paru en février 2007) sur la distribution et le marché régulé. L'activité bénéficie également du retour en 2007 de clients éligibles ainsi que d'un effet prix positif sur le marché libre. Le chiffre d'affaires de BERT augmente (croissance organique: + 31 millions d'euros) en raison de la hausse des prix du gaz naturel qui est répercutée aux clients résidentiels (mais sans effet sur l'EBE).

En **Slovaquie** (SSE), la progression organique (+ 24 millions d'euros) est due principalement à la hausse des prix de gros sur l'activité commercialisation.

En **Pologne**, la croissance organique (+ 19 millions d'euros) résulte principalement de la hausse par Rybnik de ses prix de vente aux distributeurs. Les ventes de chaleur des cogénérateurs ont chuté compte tenu de la douceur climatique du début 2007.

Le chiffre d'affaires d'**EDF Énergies Nouvelles** progresse (+ 198 millions d'euros de croissance organique) grâce à l'activité production du parc éolien existant ainsi que grâce à la mise en service de nouveaux parcs éoliens en Italie, en Grèce, au Royaume Uni et aux États-Unis ainsi qu'à la forte hausse des ventes d'actifs structurés.

Le chiffre d'affaires d'**EDF Trading**⁶⁵ est de 670 millions d'euros en baisse de 10,3 % par rapport à celui de 2006 qui avait été particulièrement élevé (747 millions d'euros). La détente des marchés de l'énergie sur les trois premiers trimestres a réduit les possibilités d'actions.

Le chiffre d'affaires de Dalkia est en croissance organique de 122 millions d'euros.

9.8.5.2 EBE

La contribution du **Reste de l'Europe** à l'EBE du Groupe est de 1 655 millions d'euros, en augmentation de 284 millions d'euros, soit + 20,7 % par rapport à 2006.

Cette variation comprend un effet périmètre de + 9,8 % et un effet change de 0,4 %.

La croissance organique est de 10,4 % (soit + 143 millions d'euros).

La croissance organique de l'EBE dans les pays d'**Europe centrale** est de 7,4 % (soit 20 millions d'euros) et résulte tant de l'évolution favorable des prix et des tarifs que des gains de productivité réalisés. Elle est localisée principalement en **Slovaquie** où SSE a accru ses marges de commercialisation sur le marché grâce à l'optimisation de ses conditions d'approvisionnement.

En **Hongrie**, l'EBE de Demasz a progressé grâce à des effets prix favorables. Bert, au contraire, a connu une baisse des volumes produits résultant notamment des conditions climatiques. De même en Pologne, la hausse des prix a compensé les effets défavorables du climat chez les cogénérateurs.

La croissance organique de l'EBE chez **EDF Énergies Nouvelles** (24 millions d'euros) résulte essentiellement du développement de l'activité.

EDF Trading a apporté une moindre contribution à l'EBE du groupe en 2007 (570 millions d'euros) après une très bonne année 2006 (605 millions d'euros).

9.8.5.3 RÉSULTAT D'EXPLOITATION

La contribution du **Reste de l'Europe** au résultat d'exploitation du Groupe s'élève à 1 663 millions d'euros, en augmentation de 285 millions d'euros (+ 20,7 %) par rapport à 2006.

L'augmentation reflète notamment la progression de l'EBE à laquelle s'ajoutent des plus-values de cession de la participation résiduelle de 25 % dans Edenor et de la cession des activités au Mexique (+ 456 millions d'euros au total) à comparer à des plus-values de cession de 345 millions d'euros en 2006. La croissance du résultat d'exploitation a toutefois été freinée par l'augmentation des dotations aux amortissements (+ 84 millions d'euros) en raison du développement de l'activité.

⁶⁵ Le chiffre d'affaires d'EDFT est constitué de la marge de trading.

9.8.6 Reste du monde

(en millions d'euros)	2007	2006	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	1 269	2 125	(856)	(40,3)	3,2
EBE	333	482	(149)	(30,9)	2,5
Résultat d'exploitation	229	951	(722)	(75,9)	4,8

9.8.6.1 CHIFFRE D'AFFAIRES

La contribution du **Reste du monde** au chiffre d'affaires du Groupe est de 1 269 millions d'euros en baisse de 856 millions d'euros, soit - 40,3 %. Cette baisse comprend un effet périmètre négatif de - 846 millions d'euros lié à la cession du groupe Light en août 2006 et un effet de change négatif de - 79 millions d'euros (Mexique, Vietnam).

La croissance organique du chiffre d'affaires est de + 3,2 %.

Au **Mexique**, le chiffre d'affaires est de 650 millions d'euros, en croissance organique de + 5,5 %, grâce à une meilleure disponibilité notamment des centrales d'Altamira et de Rio Bravo 2, et ce, malgré un faible appel de certaines centrales au premier semestre.

En **Asie**, le chiffre d'affaires est de 311 millions d'euros, en baisse de 4,3 %. La centrale de Meco (Vietnam) a eu un fonctionnement satisfaisant. Par ailleurs, en Chine, Figlec a pu maintenir son chiffre d'affaires malgré des difficultés d'approvisionnements en charbon de bonne qualité.

9.8.6.2 L'EBE

La contribution du **Reste du monde** à l'EBE du Groupe est en baisse de 149 millions d'euros (soit - 30,9 %). Cette évolution comprend un effet périmètre négatif (- 145 millions soit - 30,1 %) lié à la cession de Light. La croissance organique est de + 2,5 %.

Elle provient essentiellement de l'amélioration de la disponibilité des centrales mexicaines (Altamira et Rio Bravo 2).

En Asie, où l'EBE est en baisse de 9,8 %, les difficultés d'approvisionnement de charbon de bonne qualité ont nettement dégradé la marge de Figlec. Les mesures prises au cours du second semestre devraient permettre de revenir à une situation plus favorable en 2008. Les bonnes performances de Meco permettent de limiter le recul d'EBE de l'Asie.

9.8.6.3 RÉSULTAT D'EXPLOITATION

La contribution du **Reste du monde** au résultat d'exploitation du Groupe baisse de 722 millions d'euros. Cette diminution s'explique essentiellement par l'évolution de l'EBE et par une reprise en 2006 d'une reprise de perte de valeur de 624 millions d'euros (liée à la cession des 79,4 % du capital de Light), sans équivalent en 2007.



9.9 Flux de trésorerie et endettement financier

9.9.1 Flux de trésorerie

Les flux de trésorerie dégagés par le Groupe sur les exercices 2006 et 2007 sont présentés dans le tableau de synthèse ci dessous.

Exercice clos au 31 décembre 2007 (en millions d'euros)	2007	2006	Variation en valeur	Variation en %
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	10 222	11 795	(1 573)	(13,3)
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(5 428)	(13 769)	8 341	(60,6)
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	(2 116)	(1 794)	(322)	18,0
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	2 678	(3 768)	6 446	(171,1)
Trésorerie et équivalent de trésorerie à l'ouverture	3 308	7 220	(3 912)	(54,2)
Incidence des variations de change	(42)	(3)	(39)	1 300,0
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	96	76	20	26,3
Incidence des autres reclassements	(5)	(217)	212	(97,7)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	6 035	3 308	2 727	82,4

9.9.1.1 FLUX DE TRÉSORERIE NETS GÉNÉRÉS PAR LES ACTIVITÉ OPÉRATIONNELLES

Exercice clos au 31 décembre 2007 (en millions d'euros)	2007	2006	Variation en valeur	Variation en %
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	7 457	6 655	802	12,1
(Pertes de valeur) / reprises	150	(121)	271	(224,0)
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	6 130	7 459	(1 329)	(17,8)
Produits et charges financiers	642	789	(147)	(18,6)
Dividendes des sociétés consolidées par mise en équivalence	130	92	38	41,3
Plus ou moins-values de cession	(860)	(789)	(71)	9,0
Variation du besoin en fonds de roulement	(269)	654	(923)	(141,1)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	13 380	14 739	(1 359)	(9,2)
Frais financiers nets décaissés	(921)	(931)	10	(1,1)
Impôts sur le résultat payés	(2 237)	(1 462)	(775)	53,0
Versement Marcoule	-	(551)	551	(100,0)
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	10 222	11 795	(1 573)	(13,3)

Les flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles en 2007 s'élèvent à 10 222 millions d'euros, en diminution de 1 573 millions d'euros par rapport à l'exercice 2006. Cette variation traduit principalement :

- la baisse de 1 359 millions d'euros des flux de trésorerie nets générés par l'exploitation, malgré la hausse du résultat avant impôt des sociétés intégrées (+ 802 millions d'euros). Cette baisse est liée principalement à la

variation sur la période des amortissements, provisions et variations de juste valeur et à l'augmentation du besoin en fonds de roulement (923 millions d'euros).

Au cours de l'exercice 2007, le besoin en fonds de roulement (BFR) connaît une augmentation de 269 millions d'euros (contre une baisse de 654 millions d'euros en 2006). Cette hausse est concentrée sur la France.

En **France**, le besoin en fonds de roulement augmente de 547 millions d'euros. Cette hausse prend en compte, au niveau du BFR d'exploitation, d'importants effets volume (notamment sur les créances clients liée à un climat froid en fin d'année générant une forte hausse de l'énergie en compteur). L'augmentation du BFR d'exploitation est toutefois mino- rée par la poursuite des actions d'optimisation conduites dans le cadre d'Altitude qui ont permis de dégager 547 millions d'euros de gains sup- plémentaires en 2007. Par ailleurs, le BFR hors exploitation augmente légèrement et intègre, entre autres effets, une importante hausse de la créance liée à la Contribution au service public de l'électricité (CSPE).

Hors France, le BFR baisse de 278 millions d'euros, grâce notamment à des effets favorables (prix, volumes...) en Allemagne, Italie et Royaume- Uni. Dans ce pays, EDF Energy poursuit le programme d'optimisation de son cycle clients;

- l'augmentation de 775 millions d'euros de l'impôt sur le résultat payé.

Cette augmentation résulte de plusieurs éléments :

- la hausse mécanique de la charge d'impôt liée à l'accroissement du résultat avant impôt des sociétés intégrées en France,
- l'effet net d'économies d'impôt liées aux opérations non récurrentes de l'exercice 2007 (cession des activités au Mexique ayant généré une économie fiscale de 31 millions d'euros) inférieur à celui de 2006 (réorganisation juridique avant cession du groupe Light qui avait généré une économie d'impôt de 586 millions d'euros),
- les rappels d'impôts intervenus en 2007 en Allemagne et au Royaume-Uni;
- le versement de 551 millions d'euros effectué en 2006 au titre de la soulete démantèlement Marcoule, sans équivalent en 2007.

Le cash flow opérationnel⁶⁶ s'élève à 10 647 millions d'euros en 2007 contre 11 165 millions d'euros en 2006, soit une diminution de 4,6 %. Il s'analyse comme suit :

Exercice clos au 31 décembre 2007 (en millions d'euros)	2007	2006	Variation en valeur	Variation en %
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	13 380	14 739	(1 359)	(9,2)
Frais financiers nets décaissés	(921)	(931)	10	(1,1)
Impôts sur le résultat payés	(2 237)	(1 462)	(775)	53,0
Variation du besoin en fonds de roulement	269	(654)	923	(141,1)
Impôts générés par les éléments non récurrents	156	(527)	683	(129,6)
Cash flow opérationnel	10 647	11 165	(518)	(4,6)

9.9.1.2 FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

Les décaissements de trésorerie nets liés aux activités d'investissement se sont élevés à 5 428 millions d'euros en 2007 à comparer à 13 769 millions d'euros en 2006.

Les flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissements se décom- posent en acquisitions et cessions d'immobilisations corporelles et incor- porelles, acquisitions et cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie acquise / cédée et variations d'actifs financiers :

Exercice clos au 31 décembre 2007 (en millions d'euros)	2007	2006	Variation en valeur	Variation en %
Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles	(7 490)	(5 935)	(1 555)	26,2
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	229	272	(43)	(15,8)
Investissements non financiers nets ⁽¹⁾	(7 261)	(5 663)	(1 598)	28,2
Acquisitions de sociétés sous déduction de la trésorerie acquise	253	691	(438)	(63,4)
Variations d'actifs financiers	1 580	(8 797)	10 377	(118,0)
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(5 428)	(13 769)	8 341	(60,6)

(1) Dans le cadre du contrôle de ses investissements industriels, le Groupe utilise l'indicateur d'investissement non financiers nets « Acquisitions d'immobilisations corpo- relles et incorporelles » nettes des « Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles » afin de suivre l'évolution de ses investissements au titre des immobilia- tions corporelles et incorporelles.

⁶⁶ EDF utilise comme indicateur le « cash flow opérationnel » (ou FFO, Funds From Operation), qui vise à évaluer la capacité du Groupe à générer de la trésorerie disponible. Cet indicateur est égal aux flux de trésorerie nets générés par l'exploitation (tableau des flux de trésorerie) hors variation du besoin en fonds de roulement, diminués des frais financiers nets décaissés et de l'impôt sur le résultat payé corrigé des effets non récurrents de l'impôt.

Examen de la situation financière et du résultat



Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles :

Les acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles (capex bruts) s'élevaient à 7 490 millions d'euros, en augmentation de 1 555 millions d'euros (26,2 %) par rapport à 2006⁶⁷.

L'évolution sur la période, par segments, des acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles du Groupe est la suivante :

Exercice clos au 31 décembre 2007 (en millions d'euros)	2007	2006	Variation en valeur	Variation en %
France : Activités régulées	2 569	2 398	171	7,1
France : Activités non régulées	1 970	1 430	540	37,8
TOTAL FRANCE	4 539	3 828	711	18,6
Royaume-Uni	1 171	932	239	25,6
Allemagne	379	283	96	34,0
Italie	397	351	46	13,1
Reste de l'Europe	934	438	496	113,2
EUROPE (HORS FRANCE)	2 881	2 004	877	43,8
Reste du monde	70	103	(33)	(32,0)
INVESTISSEMENTS OPÉRATIONNELS BRUTS (CAPEX BRUTS)	7 490	5 935	1 555	26,2

La progression en **France** est de + 711 millions d'euros, soit + 18,6 %. Elle se situe principalement dans les activités non régulées (+ 540 millions d'euros) et notamment dans la production où les investissements sont en hausse d'environ 500 millions d'euros. Il s'agit tant du développement des capacités dans le nucléaire (construction de l'EPR à Flamanville) et dans le thermique (réactivation des tranches fioul, turbines à combustion) que du maintien du patrimoine d'exploitation (notamment programme SuPerHydro dans l'hydraulique et le programme de maintenance dans le nucléaire).

Les investissements dans les réseaux s'élevaient à + 2 569 millions d'euros, en hausse de 171 millions d'euros, soit + 7,1 %. Ils concernent, principalement, pour les réseaux de transport, le domaine des grands transports et des interconnexions de même que le développement et le renouvellement des réseaux régionaux et, pour la distribution, le développement, le renforcement et le remplacement des réseaux, ainsi que la prévention des risques climatiques.

Dans le **Reste de l'Europe**, les investissements s'élevaient en 2007 à 934 millions d'euros, en hausse de 496 millions d'euros par rapport à 2006. Cette évolution s'explique principalement par la construction par EDF Énergies Nouvelles de différents parcs éoliens en Europe (Portugal, Grèce, Italie, Royaume-Uni) et aux États-Unis. Dans les pays d'Europe centrale et chez Dalkia, les investissements opérationnels augmentent également pour atteindre 269 millions d'euros.

Au **Royaume-Uni**, les Capex bruts s'élevaient à 1 171 millions d'euros et sont en progression de 25,6 %. Ils correspondent principalement au développement des réseaux et, dans une moindre mesure, à celui de la production et des activités commerciales.

En **Allemagne**, ils s'élevaient à 379 millions d'euros (quote-part EDF) en progression de 34 % par rapport à 2006. Il s'agit principalement d'investissements liés à la maintenance des installations de production et de distribution ainsi qu'au développement des activités gazières.

En **Italie**, les investissements sont de 397 millions d'euros (quote-part EDF) en progression de + 13,1 % par rapport à 2006. Les investissements d'Edison sont en légère diminution et s'élevaient à 243 millions d'euros (11,3 %). Ceux de Fenice progressent fortement : 154 millions d'euros (hausse de 74 millions d'euros, soit + 92,8 %), correspondant au développement de nouvelles installations en Italie, en Pologne et en Espagne.

Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles :

La variation de - 43 millions d'euros est principalement localisée en France, en Allemagne et au Royaume-Uni.

Acquisitions / Cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie :

Ce poste comprend les acquisitions et les cessions de titres consolidés nets de leur trésorerie. Au 31 décembre 2007, il s'agit principalement :

- pour les cessions, des entités mexicaines, d'Edenor en Argentine, de Serene en Italie et d'U-plus en Allemagne ; et
- pour les acquisitions, d'UniStar Nuclear Energy llc aux États-Unis, des opérations portées par EnBW (notamment poursuites de prises de participation dans Enso, ESW et GSW), Dalkia, EDF Énergies nouvelles, et d'EDEV.

Variations d'actifs financiers

En 2007, la variation d'actifs financiers est de + 1 580 millions d'euros et comprend notamment une dotation aux actifs dédiés pour 2 397 millions d'euros. La variation entre 2007 et 2006 de ce poste s'explique notamment par le réinvestissement en 2006 des placements temporaires issus de l'IPO sur des supports à maturité plus longue, mais aussi par le remplacement, au cours du dernier semestre 2007, d'une partie des actifs liquides en trésorerie court terme.

⁶⁷ Voir section 6.1.3 « Politique d'investissement ».

9.9.1.3 FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT :

Les flux de trésorerie liés aux activités de financement sur la période s'analysent comme suit :

Exercice clos au 31 décembre 2007 (en millions d'euros)	2007	2006	Variation en valeur	Variation en %
Émissions d'emprunts	7 059	3 686	3 373	91,5
Remboursements d'emprunts	(6 357)	(4 254)	(2 103)	49,4
Dividendes versés par EDF	(3 170)	(1 439)	(1 731)	120,3
Dividendes versés aux minoritaires	(90)	(93)	3	(3,2)
Augmentation de capital souscrite par les minoritaires	178	24	154	641,7
Augmentation des passifs spécifiques des concessions	238	219	19	8,7
Subventions d'investissement	32	63	(31)	(49,2)
Augmentation de capital d'EDF	(6)	-	(6)	-
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	(2 116)	(1 794)	(322)	18,0

En 2007, les opérations de financement se traduisent par un décaissement net de 2 116 millions d'euros en écart de 322 millions d'euros par rapport à 2006. Cette variation traduit principalement :

- les dividendes versés par EDF de 3 170 millions d'euros en 2007 contre 1 439 millions d'euros en 2006 ; et
- des émissions d'emprunts nets des remboursements d'emprunts pour + 702 millions d'euros en 2007, contre un remboursement net en 2006 pour 568 millions d'euros.

9.9.2 Endettement financier net

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux 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.

Le tableau suivant présente l'évolution de l'endettement financier net du Groupe :

Exercice clos au 31 décembre (en millions d'euros)	2007	2006 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation en %
Excédent brut d'exploitation	15 210	14 393	817	5,7
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'excédent brut d'exploitation	(1 584)	(325)	(1 259)	387,4
Variation du besoin en fonds de roulement net	(269)	654	(923)	(141,1)
Autres éléments ⁽²⁾	23	17	6	35,3
Flux de trésorerie générés par l'exploitation	13 380	14 739	(1 359)	(9,2)
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles nettes des cessions	(7 261)	(5 663)	(1 598)	(28,2)
Frais financiers nets décaissés	(921)	(931)	10	1,1
Impôt sur le résultat payé	(2 237)	(1 462)	(775)	(53,0)
Free cash flow	2 961	6 683	(3 722)	(55,7)
Investissements financiers	(2 634)	(2 704)	70	(2,6)
Dividendes versés	(3 260)	(1 532)	(1 728)	112,8
Versement de la soulte démantèlement Marcoule	-	(551)	551	NA
Autres variations ⁽³⁾	621	354	267	75,4
Variation de l'endettement financier net, hors effets de périmètre et de change	(2 312)	2 250	(4 562)	(202,8)
Effet de la variation du périmètre	198	1 287	(1 089)	(84,6)
Effet de la variation de change	622	79	543	687,3
Autres variations non monétaires ⁽⁴⁾	155	44	111	252,3
(Augmentation) / Diminution de l'endettement financier net	(1 337)	3 660	(4 997)	(136,5)
Endettement financier net ouverture	14 932	18 592	(3 660)	(19,7)
Endettement financier net clôture	16 269	14 932	1 337	9,0

(1) Données publiées au 31 décembre 2006 retraitées du reclassement de la dotation nette à la provision pour renouvellement des immobilisations en concessions en France.

(2) Correspond principalement aux dividendes reçus des sociétés mises en équivalence.

(3) La variation comprend l'impact de l'exercice des warrants Edison en 2007 (112 millions d'euros).

(4) Correspond principalement aux variations de justes valeurs et aux reclassements comptables qui ont un impact sur les comptes qui composent la dette nette.

Examen de la situation financière et du résultat



L'endettement financier net du Groupe s'établit à 16 269 millions d'euros au 31 décembre 2007, en augmentation de 1 337 millions d'euros par rapport à celui du 31 décembre 2006 (14 932 millions d'euros).

Les principales explications à cette augmentation sont les suivantes :

- le Free cash flow généré (2 961 millions d'euros en 2007) inférieur à celui de 2006 (6 683 millions d'euros) en raison notamment des investissements non financiers net consacrés par le Groupe (7 261 millions

d'euros, à comparer à 5 663 millions d'euros en 2006) et d'un impôt sur le résultat payé important (2 237 millions d'euros) ; et

- le montant des dividendes versés (3 260 millions d'euros), qui comprend le paiement d'un acompte sur dividende par EDF en 2007 (d'un montant de 1 057 millions d'euros), sans équivalent en 2006.

La variation de la contribution de chaque segment géographique à l'endettement financier net est présentée ci-dessous :

au 31 décembre 2007 (en millions d'euros)	31/12/2007	31/12/2006	Variation en valeur	Variation en %
France	8 112	5 940	2 172	36,6
Royaume-Uni	5 890	6 413	(523)	(8,2)
Allemagne	1 476	1 766	(290)	(16,4)
Italie	1 061	(99)	1 160	NS
Reste de l'Europe	(730)	(501)	(229)	45,7
Reste du monde	426	1 398	(972)	(69,5)
Total	16 235	14 917	1 318	8,8
Endettement financier net des sociétés figurant dans les passifs non courants détenus en vue de la vente	34	15	19	126,7
TOTAL GROUPE	16 269	14 932	1 337	9,0

La hausse de l'endettement est localisée en France et en Italie.

En **France**, le fort accroissement des investissements opérationnels ainsi que l'augmentation des versements de dividendes (1 728 millions d'euros dont 1 057 millions d'euros au titre du versement pour la première fois d'un acompte sur dividendes) explique l'augmentation de la dette.

En **Italie**, la liquidation partielle d'Italenergia Bis contribue à augmenter la dette malgré l'effet favorable de l'exercice des warrants.

La forte baisse enregistrée dans le **Reste du monde** (- 972 millions d'euros) reflète principalement la déconsolidation de la dette des filiales mexicaines du Groupe suite à leur cession (elles portaient un endettement de 706 millions d'euros au 31 décembre 2006). Cette baisse reflète aussi, dans une moindre mesure, la baisse de l'endettement porté par les filiales du Groupe en Asie-Pacifique.

Les baisses enregistrées au **Royaume-Uni** (- 523 millions d'euros) et en **Allemagne** (- 290 millions d'euros) s'expliquent notamment par l'amélioration du besoin en fonds de roulement de ces segments qui a permis de financer une part importante des investissements opérationnels. Au Royaume-Uni, la baisse s'explique également par une variation de change favorable.

La baisse enregistrée dans le **Reste de l'Europe** (- 229 millions d'euros) résulte de l'apport de liquidité à la nouvelle filiale EDF Investissement Groupe qui est compensé en partie par l'effet de la croissance soutenue des investissements dans les énergies renouvelables.

9.10 Gestion et contrôle des risques financiers

En complément de cette section, le lecteur est invité à se reporter à la section 4.1 du présent document sur la gestion et le contrôle des risques au sein du Groupe EDF.

La présente section définit la politique et les principes en matière de gestion des risques financiers du groupe (taux d'intérêt, change, liquidité, actions et contrepartie). Ces principes sont applicables aux seules filiales contrôlées opérationnellement (c'est-à-dire hors Edison, EnBW, Dalkia) ou qui ne bénéficient pas, de par la Loi, de garanties spécifiques d'indépendance de gestion (RTE-EDF Transport, EDF Réseau Distribution France-ERDF). Conformément à IFRS 7, les paragraphes suivants incluent la nature des risques découlant des instruments financiers en s'appuyant sur des sensibilités dites comptable ou de gestion et les risques de crédit (contrepartie).

9.10.1 Position de liquidité et gestion du risque de liquidité

9.10.1.1 POSITION DE LIQUIDITÉ

Au 31 décembre 2007, compte tenu des liquidités s'élevant à 11 718 millions d'euros et des lignes de crédit disponibles s'élevant à 10 066 millions d'euros, la position de liquidité du Groupe est de l'ordre de 21,8 milliards

d'euros. Le Groupe a par ailleurs accès à des ressources financières au travers de ses programmes d'émissions court terme et obligataires et à des lignes de crédit bancaire.

Sur la période 2008, les sommes dues au titre des remboursements de la dette du Groupe, s'élèveront à 10 513 millions d'euros dont 1 362 millions d'euros d'emprunts obligataires.

En décembre 2007, ni EDF, ni EDF Energy, ni EnBW, ni EDF Trading, ni Edison n'avaient fait l'objet d'un cas de défaut au titre de l'un de ses emprunts.

9.10.1.2 GESTION DU RISQUE DE LIQUIDITÉ

Dans le cadre de la gestion de sa liquidité, le Groupe vise à lisser dans la durée les échéances de sa dette. La maturité moyenne de la dette du Groupe est de l'ordre de cinq ans et demi, maturité moyenne en baisse par rapport à l'année précédente. La maturité moyenne de la dette d'EDF est de l'ordre de quatre ans et demi en baisse en raison de l'absence d'émission en 2007.

Au 31 décembre 2007, le montant des échéances de dettes brutes du Groupe à long et court terme avant couverture au regard des normes IAS 39 sur la base des taux et cours de change en vigueur est le suivant :

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
À moins de un an	1 362	1 176	7 511	30	434	10 513
Entre un an et cinq ans	5 881	1 856	277	142	5	8 161
À plus de cinq ans	7 700	1 136	350	65	5	9 256
TOTAL	14 943	4 168	8 138	237	444	27 930

Dans un contexte de tensions majeures de liquidité au deuxième semestre 2007 sur les marchés financiers, EDF a pu satisfaire ses besoins de financement par une gestion prudente de sa liquidité en utilisant ses actifs liquides et en accédant aux marchés court terme au travers de ses programmes européens et américains de papiers commerciaux.

Pour gérer le risque de liquidité, quatre leviers spécifiques sont utilisés :

- le cash pooling du Groupe qui permet de centraliser la trésorerie des filiales contrôlées opérationnellement (c'est-à-dire hors Edison, EnBW et Dalkia principalement) et à l'exception de RTE-EDF Transport. Ce dispositif vise à mettre à la disposition d'EDF les soldes de trésorerie des filiales et à rémunérer leurs comptes afin d'optimiser la gestion des disponibilités du Groupe et de mettre à disposition des filiales un système leur garantissant des conditions financières de marché ;
- la centralisation du financement des filiales contrôlées au niveau de la trésorerie du Groupe. Dans ce contexte, EDF Energy et EDF Trading disposent désormais de lignes de crédit avec EDF. Par ailleurs, EDF a créé une filiale d'investissement, EDF Investissements Groupe (EDF IG) en partenariat avec la banque Natixis Belgique Investissements ayant pour objet le financement long terme de ses filiales et l'investissement dans des actifs financiers de premier rang. EDF IG est consolidée dans les comptes consolidés du groupe à hauteur de 66,67 % en intégration proportionnelle ;

- la gestion active et la diversification des sources de financement du Groupe : le Groupe a accès à des ressources court terme sur différents marchés dans le cadre de programmes de billets de trésorerie, d'US CP (papier commercial aux États-Unis) ou d'Euro CP (papier commercial sur l'euro marché). Pour EDF, les plafonds sont respectivement de 3,8 milliards d'euros pour les billets de trésorerie, 3 milliards de dollars U.S. pour les US CP et 1,5 milliard de dollars U.S. pour les Euro CP. EnBW, RTE-EDF Transport et EDF Energy disposent de programmes court terme dont les plafonds sont respectivement 2 milliards d'euros, 1 milliard d'euros et 1 milliard de livres sterling.

EDF accède également régulièrement au marché obligataire dans le cadre d'un programme EMTN (« Euro Medium Term Note Program ») mis à jour annuellement et faisant l'objet d'un enregistrement auprès des autorités de marché au Luxembourg, en France et au Japon. Le plafond du programme est aujourd'hui de 11 milliards d'euros. Par ailleurs, EnBW et EDF Energy disposent de leurs propres programmes EMTN d'un plafond respectivement de 5 milliards d'euros et 4 milliards d'euros.

RTE-EDF Transport a l'intention de renouveler au premier semestre 2008 son programme d'émission d'emprunt obligataire EMTN dont le plafond s'élève à 6 milliards d'euros et est arrivé à échéance en fin août 2007.

Examen de la situation financière et du résultat



Le tableau ci-dessous présente les emprunts du Groupe supérieurs à 750 millions d'euros au 31 décembre 2007 :

Type d'emprunt (en millions de devises)	Entité	Date d'émission	Échéance	Montant	Devise	Taux %
Obligataire	EDF	1993	2008	987	EUR	6,3
Obligataire	EDF	1998	2009	1 996	EUR	5,0
EuroMTN	EDF	2000	2010	1 000	EUR	5,8
EuroMTN	EDF	2001	2016	1 100	EUR	5,5
Obligataire	EDF	2001	2031	650	GBP	5,9
EuroMTN	EDF	2003	2033	850	EUR	5,6
Obligataire	RTE	2006	2016	1 000	EUR	4,1
Euro MTN	Edison	2007	2011	900	EUR	Euribor 3M
Obligataire	EnBW	2002	2012	1 000	EUR	5,9

Les entités disposant de crédits syndiqués sont : EDF, EDF Energy, EnBW, Edison et RTE-EDF Transport :

- le crédit syndiqué d'EDF d'un montant de 6 milliards d'euros est valable jusqu'en 2012. Est comprise dans ce montant, une tranche « swingline » de 2 milliards d'euros tirable en valeur jour. Ce crédit syndiqué n'est pas subordonné au respect de ratios comptables ou un niveau de notation financière déterminé. Au 31 décembre 2007, il ne faisait pas l'objet de tirage ;
- le crédit syndiqué d'EDF Energy s'élève à 250 millions de livres sterling valable jusqu'en 2008. Ce crédit syndiqué est subordonné au respect de certains covenants (maintien du contrôle de la société par EDF). Au 31 décembre 2007, il ne faisait pas l'objet de tirage ;
- le crédit syndiqué de EnBW est composé de deux tranches : une tranche A de 1 milliard d'euros d'une durée d'un an avec option de renouvellement et faculté de tirage à l'initiative de l'émetteur à l'échéance et une tranche B composée de 58 millions d'euros valable jusqu'en 2010

et de 1 442 millions d'euros valable jusqu'en 2012. Au 31 décembre 2007, il ne faisait pas l'objet de tirages ;

- le crédit syndiqué d'Edison d'un montant de 1,5 milliard d'euros est valable jusqu'en 2013. Ce crédit disponible au 31 décembre 2007, ne faisait pas l'objet de tirages à cette même date ;
- le crédit syndiqué de RTE-EDF Transport comporte une tranche de 1 milliard d'euros valable jusqu'en 2013. Ce montant comporte une ligne « swingline » de 300 millions d'euros. Au 31 décembre 2007, il ne faisait pas l'objet de tirage.

9.10.2 Notation financière

Les notes à long et court terme attribuées aux entités du Groupe EDF par les trois agences de notations financières Standard & Poor's, Moody's et Fitch IBCA sont les suivantes⁶⁸ :

Sociétés	Agence	Notation long terme	Notation court terme
EDF	Standard & Poor's	AA- assortie d'une perspective stable	A-1+
	Moody's	Aa1 assortie d'une perspective stable	P-1
	Fitch IBCA	AA- assortie d'une perspective stable	F1+
RTE EDF Transport	Standard & Poor's	AA- assortie d'une perspective stable	A-1+
EDF Trading	Moody's	A3 assortie d'une perspective stable	N/A
EDF Energy	Standard & Poor's	A assortie d'une perspective stable	A-1
	Moody's	A3 assortie d'une perspective stable	P-2
	Fitch IBCA	A- assortie d'une perspective stable	F2
Edison SpA	Standard & Poor's	BBB+ assortie d'une perspective positive	A-2
	Moody's	Baa2 assortie d'une perspective stable	N/A
	Fitch	BBB+ assortie d'une perspective stable	F2
EnBW	Standard & Poor's	A- assortie d'une perspective stable	A-2
	Moody's	A2 assortie d'une perspective stable	P-1

⁶⁸ Janvier 2008.

9.10.3 Gestion du risque de change

Du fait de la diversification de ses activités et son implantation géographique, le Groupe est exposé aux risques de fluctuation des parités de change qui peuvent avoir un impact sur les écarts de conversion des postes de bilan, les charges financières du Groupe, les fonds propres et les résultats.

De manière générale, les flux de trésorerie générés par les activités opérationnelles d'EDF et de ses filiales sont libellés dans leur devise locale à l'exception des flux liés aux achats de combustibles principalement libellés en dollars U.S. et de certains flux liés à des achats de matériel pour des montants moindres cependant. EDF Energy couvre systématiquement ses positions en risque de change sur ses flux de trésorerie.

Afin de limiter l'exposition au risque de change, le Groupe a mis en place les principes de gestion suivants.

Le financement par chaque entité de ses activités est effectué, dans la mesure des capacités des marchés financiers locaux, dans sa devise de

comptabilisation. Dans le cas où les financements sont contractés dans d'autres devises, des instruments dérivés sont parfois utilisés pour limiter le risque de change.

Le risque de change au bilan consolidé sur les actifs internationaux est géré soit par un adossement à des dettes d'acquisition dans la même devise, soit par des couvertures de marché. Le Groupe a ainsi recours à des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition de change sur ces actifs. Ces instruments financiers sont destinés à ne couvrir que les engagements fermes ou hautement probables et ne correspondent pas à des objectifs spéculatifs. Lorsque les instruments de couverture ne sont pas disponibles ou lorsque leur coût est prohibitif, ces positions de change restent ouvertes. Le risque qu'elles représentent est alors suivi par des calculs de sensibilité.

En conséquence de la politique de financement et de couverture du risque de change, la dette brute du Groupe, au 31 décembre 2007, par devise et après couverture au regard des normes IFRS se décompose de la façon suivante : 57 % en euros, 33 % en livres sterling, 4 % en dollars U.S. et le solde, s'élevant à 7 %, inclut le franc suisse, le forint hongrois, le zloty polonais, et le real brésilien :

Structure de la dette brute en 2007, en devise avant et après couverture

31/12/2007 (en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture ⁽¹⁾	Structure de la dette après couverture	% de dette
EUR	19 774	(3 953)	15 821	57
USD	2 748	(1 766)	982	4
GBP	3 987	5 102	9 089	33
Autres devises	1 421	617	2 038	7
EMPRUNTS	27 930	-	27 930	100

(1) Couvertures de dettes et de situations nettes des filiales étrangères ainsi que les swaps dollar/GBP qualifiée de couverture économique.

Le tableau ci-dessous présente l'impact d'une variation défavorable des taux de change sur la dette brute du Groupe, au 31 décembre 2007. La sensibilité au risque de change reste stable par rapport à 2006.

Sensibilité de la dette brute du groupe au risque de change

31/12/2007 (en millions d'euros)	Dette après instruments de couverture convertie en euros	Impact d'une variation défavorable de 10 % du cours de change	Dette après variation défavorable de 10 % du cours de change	Dont impact sur les capitaux propres
EUR	15 821	-	15 821	-
USD	982	98	1 080	-
GBP	9 089	909	9 998	89
Autres	2 038	204	2 242	24
TOTAL	27 930	1 211	29 141	113

Examen de la situation financière et du résultat



Le tableau ci-dessous présente la position de change liée aux investissements nets (hors exploitation) en devises des principales filiales du Groupe au 31 décembre 2007.

Position des actifs nets

31/12/2007 (en millions de devises)	Actif	Emprunts obligataires	Dérivés	Position nette après gestion (Actif)
USD	635	0	230	405
CHF (Suisse)	1 182	400	507	275
HUF (Hongrie)	74 861	0	57 787	17 075
PLN (Pologne)	1 581	0	1 213	368
GBP (Grande Bretagne)	3 351	654	1 986	711
BRL (Brésil)	609	0	0	609
SKK (Slovaquie)	7 948	0	0	7 948
CNY (Chine)	676	0	0	676

Les actifs indiqués ci-dessus sont les actifs nets des filiales étrangères du Groupe en devises, retraités des variations de juste valeur des couvertures de flux de trésorerie et des actifs financiers disponibles à la vente comptabilisés en capitaux propres, ainsi que des variations de justes valeurs des instruments financiers comptabilisés en résultat.

Le tableau ci-dessous présente le risque de perte de change, en capitaux propres, sur la position nette globale liée aux investissements nets (hors exploitation) en devises des principales filiales du Groupe au 31 décembre

2007. Le risque de perte de change est adossé à l'hypothèse d'évolution défavorable et uniforme de 10 % du taux de change euro contre devise. Les situations nettes sont converties aux taux de clôture et les impacts sont indiqués en valeur absolue.

À fin décembre 2007 les situations nettes en USD sont en hausse par rapport à l'année 2006 en raison du développement d'EDF dans le nucléaire aux États-Unis, cette augmentation a été partiellement compensée par la cession des actifs au Mexique. On note enfin la cession complète de Edenor en Argentine, annulant le risque pesos en 2007.

Sensibilité des actifs nets au risque de change

31/12/2007 (en millions d'euros)	Position nette après gestion en devise	Position nette après gestion convertie en euros	Impact d'une variation de 10 % du cours de change
USD	405	275	28
CHF (Suisse)	275	166	17
HUF (Hongrie)	17 075	67	7
PLN (Pologne)	368	102	10
GBP (Grande-Bretagne)	711	970	97
BRL (Brésil)	609	235	23
SKK (Slovaquie)	7 948	237	24
CNY (Chine)	676	64	6

31/12/2006 (en millions d'euros)	Position nette après gestion en devise	Position nette après gestion convertie en euros	Impact d'une variation de 10 % du cours de change
USD	113	86	9
CHF (Suisse)	253	158	16
HUF (Hongrie)	18 396	73	7
PLN (Pologne)	142	37	4
GBP (Grande-Bretagne)	620	923	92
BRL (Brésil)	448	160	16
ARS (Argentine)	6	1	0,1
SKK (Slovaquie)	7 489	217	22
CNY (Chine)	671	65	7

Les titres AFS, regroupant les actions et les obligations et les prêts/créances en devises sont explicités dans le tableau ci-dessous. À fin décembre 2007, les prêts en USD ont baissé significativement par rapport à l'année 2006. Il est à noter que ces expositions ne concernent qu'EDF.

Sensibilité au change des titres AFS et prêts / créances en devises

31/12/2007	Valeur en devises	Valeur en euro	Impact d'une variation de 10 % du cours de change	Valeur après variation de 10 % du cours de change
<i>(en millions)</i>				
Titres AFS en devises (impact en capitaux propres):				
USD	505	343	34	309
Total	-	343	34	309
Prêts et créances en devises (impact au niveau du Compte de résultat):				
USD	39	26	3	23
GBP	306	417	42	375
TOTAL	-	443	45	398

Les placements de trésorerie se décomposent de la manière suivante et sont constitués de placements journaliers :

Sensibilité au change des placements de trésorerie en devises

31/12/2007	Valeur en devises	Valeur en euro	Impact d'une variation de 10 % du cours de change	Valeur après variation de 10 % du cours de change
<i>(en millions)</i>				
Titres de trésorerie en devises (impact au niveau du Compte de résultat):				
USD	135	92	9	83
HUF	914	4	NS	4
CHF	27	16	2	14
GBP	42	58	6	52
TOTAL	-	170	17	153

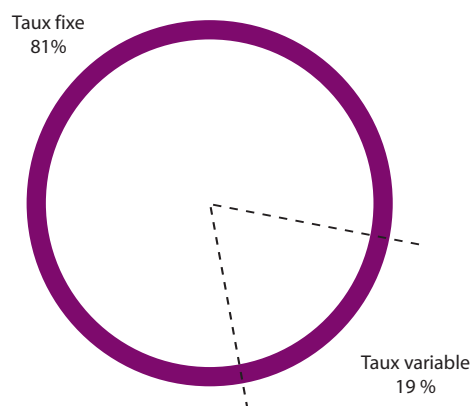
9.10.4 Gestion du risque de taux d'intérêt

L'exposition du Groupe aux variations de taux d'intérêt recouvre deux types de risques : un risque d'évolution de la valeur des actifs et passifs financiers à taux fixe et un risque d'évolution des flux liés aux actifs et passifs financiers à taux variable.

Afin de limiter son exposition au risque de taux, le Groupe (hors sociétés non contrôlées opérationnellement, principalement Edison et EnBW), dans le cadre de sa politique générale, fixe des principes avec pour objectif de limiter le risque de variation de la valeur des actifs placés ou l'augmentation possible des charges financières.

Dans ce cadre, EDF adapte de façon dynamique, la répartition entre taux fixe et taux variable en fonction des anticipations de taux d'intérêt du marché. Dans le cadre de cette répartition, elle peut être amenée à utiliser des instruments dérivés de taux dans une optique de couverture.

Au 31 décembre 2007, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 81 % à taux fixe et 19 % à taux variable.



Une augmentation uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières, à fin 2007, d'environ 50 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable après couverture au regard des normes IFRS.

Le coupon moyen de la dette groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 5,2 % en 2007.

Examen de la situation financière et du résultat



Le tableau ci-dessous présente la structure de la dette du Groupe ainsi que l'impact de variation de 1 % du taux d'intérêt au 31 décembre 2006 et 31 décembre 2007. L'impact de variation des taux d'intérêts reste stable.

Structure de la dette du groupe et sensibilité au risque de taux

31/12/2007 <i>(en millions d'euros)</i>	Structure initiale de la dette	Incidences des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	Impact d'une variation de 1 % des taux d'intérêt	Impact en résultats
À taux fixe	21 511	1 042	22 553	225	-
À taux variable	6 419	(1 042)	5 377	54 (1)	54
TOTAL DES EMPRUNTS	27 930	-	27 930	279	-

(1) Impact en résultat.

L'évolution des taux sur la dette à taux fixe n'a pas d'impact comptable.

Le tableau ci-dessous présente le risque de taux sur les obligations et TCN à taux variables, au niveau d'EDF, et leur sensibilité en résultat. Les TCN et obligations à taux fixes étant essentiellement dans le cadre des actifs dédiés, un calcul de sensibilité est détaillé dans le paragraphe 9.10.6.

Sensibilité au risque de change des titres à taux variable

31/12/2007 <i>(en millions)</i>	Valeur en devises	Valeur en euro	Impact d'une variation de 1 % des taux d'intérêt	Valeur après variation de 1 % des taux d'intérêt
TCN et Obligations à taux variables:				
EUR	1 562	1 562	15,6	1 546,4
TOTAL	1 562	1 562	15,6	1 546,4

9.10.5 Gestion du risque action

Le risque actions est localisé dans le portefeuille de couverture des engagements nucléaires (voir section 9.10.6 dédiée à la « gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés ») et pour une faible part dans les placements long terme de la gestion de trésorerie d'EDF.

Au 31 décembre 2007, les placements corrélés actions de la gestion de trésorerie long terme d'EDF représentaient un montant de 793 millions d'euros (soit 6,8 % du total des liquidités) et leur volatilité était estimée à 3,99 % (volatilité annualisée des rendements mensuels observés sur trois ans ou sur le plus long historique disponible). En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions à la même date, EDF estime la volatilité annuelle de la part action à 32 millions d'euros.

La liquidité des actifs n'a pas été perturbée par la crise financière.

9.10.6 Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF

Les actifs dédiés ont été constitués par EDF progressivement depuis 1999 en vue de couvrir les dépenses futures de démantèlement des centrales nucléaires actuellement en activité et au titre du stockage, sur longue période, des déchets de moyenne et haute activité. Ils sont gérés dans une perspective de long terme et sont investis en actions et obligations selon des règles définies en 1999, puis révisées fin 2002 et fin 2005 dans le cadre de principes de gouvernance des actifs dédiés.

La gestion du portefeuille dédié est réalisée sous le contrôle du Conseil d'administration et des Comités du conseil (Comité de suivi des engagements nucléaires, Comité d'audit).

Le **Comité de Suivi des Engagements Nucléaires (CSEN)** est un comité spécialisé, créé par le Conseil d'Administration d'EDF lors de la mise à jour de son règlement intérieur le 25 janvier 2007 et anticipant ainsi les dispositions de l'article 9 du décret n° 2007-243 du 23 février 2007. Ce Comité est décrit à la section 16.5.2 du présent document de référence.

Un **Comité d'Expertise Financière des Engagements Nucléaires (CEFEN)** a pour mission d'assister l'entreprise et ses organes sociaux sur les questions d'adossement Actif-Passif et de gestion d'actifs. Il est composé de personnalités indépendantes de l'entreprise choisies pour leurs compétences et leur diversité d'expérience, en particulier dans les domaines de la gestion actif-passif, la recherche économique et financière, l'asset management.

Le **rythme de constitution** des Actifs Dédiés a été fixé en septembre 2005 par le Conseil d'Administration d'EDF et validé en avril 2006 par l'autorité de tutelle. Il vise à permettre d'atteindre le niveau de l'assiette des provisions à couvrir fin 2010.

Les **dotations de trésorerie** aux actifs dédiés, en application de la décision du Conseil d'administration du 5 septembre 2005 ont été les suivantes :

Exercice	2007	2006
Dotations réalisées et prévues en millions d'euros	2 397	2 700 (*)

(*) La dotation 2006 comprenait un montant supplémentaire correspondant à l'intégration dans le périmètre des Actifs Dédiés, des charges de déconstruction des centrales à l'arrêt.

Les **retraits** pour couvrir la trésorerie d'EDF à hauteur des reprises de provisions pour décaissement au titre des obligations concernées se sont élevés en 2007 à 249 millions d'euros contre 157,7 millions en 2006.

Les principes de gouvernance définissent la structure et le processus de décision et de contrôle pour la gestion des actifs dédiés. Les principes en vigueur pour la structuration du portefeuille d'actifs, la sélection des gestionnaires financiers, la structuration juridique, comptable et fiscale des fonds y sont également précisés.

L'**allocation stratégique** est déterminée à partir d'une étude actif-passif dont l'objectif est de définir le portefeuille modèle le plus adapté à la problématique de financement des charges du parc nucléaire. Un indice de référence est également fixé pour le suivi de la performance et le contrôle du risque du portefeuille global. L'allocation stratégique est revue régulièrement en principe tous les trois ans sauf circonstances particulières. Elle est actuellement la suivante : 50 % des actifs en actions internationales et 50 % des actifs en obligations.

Le portefeuille comporte deux sous-portefeuilles « actions » et « taux » qui sont eux-mêmes décomposés en « classes d'actifs secondaires » ou « poches » correspondant à des marchés spécifiques. Un troisième sous-portefeuille « trésorerie » sert à préparer et alimenter les décaissements issus des reprises de provisions relatives aux centrales en cours de déconstruction.

La **gestion tactique** des actifs est assurée autour de quatre axes principaux :

- le pilotage de l'exposition entre les deux classes « actions » et « obligations » ;
- le choix de l'exposition tactique par zone géographique ;
- l'investissement marginal sur différents supports alternatifs à ceux retenus dans le cadre de l'allocation stratégique ;
- le choix des OPCVM qui intègre le souci de diversification :
 - par style (valeurs de croissance, valeurs décotées, valeurs de rendement),
 - par taille de capitalisation (grandes valeurs, moyennes et petites valeurs),
 - par processus d'investissement (approche macroéconomique et sectorielle, sélection de valeurs en « quantitatif » etc.),
 - des supports d'investissement (respect d'un ratio d'emprise).

La politique de répartition élaborée par le Comité de Gestion Opérationnelle repose sur l'analyse des perspectives macro-économiques de chacun des marchés, chacune des zones géographiques ainsi que sur l'étude des niveaux de valorisation des différents marchés ou segments de marchés.

Composition et performance du portefeuille

Fin décembre 2007, la juste valeur de ce portefeuille s'élève à 8 604 millions euros contre 6 257 millions euros à fin décembre 2006.

Composition selon la classification de l'Article 4 du décret n° 2007-243 du 23 février 2007

Catégories	31 déc. 2007 Valeur comptable dans les comptes sociaux d'EDF	31 déc. 2007 Valeur de réalisation dans les comptes consolidés du Groupe EDF	31 déc. 2006 Valeur comptable dans les comptes sociaux d'EDF	31 déc. 2006 Valeur de réalisation dans les comptes consolidés du Groupe EDF
<i>(en millions d'euros)</i>				
1. Obligations, créances et autres valeurs émises ou garanties par l'un des États membres de la Communauté Européenne ou de l'OCDE...	2 666	2 794	1 707	1 829
2. Obligations, BMTN... émis par le secteur privé	769	760	122	113
3. Actions, parts ou titres donnant accès au capital de sociétés ayant leur siège social sur le territoire de l'un des États membres de la communauté européenne ou de l'OCDE et négociés sur un marché reconnu...	233	470	233	282
4. Parts ou actions d'OPCVM investissant dans les actifs mentionnés du 1° au 3°...	4 034	4 264	3 524	3 856
5. Parts ou actions d'OPCVM investissant notamment dans des actifs autres que ceux mentionnés aux 1° à 3°...	208	314	132	176
6. Droits réels immobiliers – parts ou actions de sociétés immobilières non cotées	Néant	Néant	Néant	Néant
7. Dépôt chez BNP PARIBAS SECURITIES SERVICES	0,057	0,057	0,076	0,076
Débiteurs et créiteurs divers (dividendes en cours d'encaissement, frais de gestion, etc.)	2	2	1	1
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS	7 912	8 604	5 719	6 257

Examen de la situation financière et du résultat



Composition analytique par sous-portefeuille et performance en 2007

À fin décembre 2007, le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF était composé de trois sous-portefeuilles: le sous-portefeuille actions représentant 48,5 % du portefeuille, le sous-portefeuille taux représentant 51,4 % et le sous-portefeuille trésorerie représentant 0,05 %.

Comparativement, le portefeuille était à fin 2006 composé de 52,4 % de placement actions, de 46,9 % de placements obligataires et de 0,7 % de placements monétaires ou équivalents.

	Fin déc. 2007	Fin déc. 2007	Performance		Performance	
	Valeur comptable dans les comptes sociaux d'EDF en millions d'euros	Valeur de réalisation dans les comptes consolidés du groupe EDF en millions d'euros	au 30 juin 2007	au 31 déc. 2007	au 30 juin 2007	au 31 déc. 2007
			Portefeuille	Indice de référence	Portefeuille	Indice de référence
S/portefeuille Actions	3 647	4 176	+ 9,65 %	+ 6,59 %	+ 3,15 %	- 1,66 %
S/portefeuille Taux	4 260	4 423	- 1,30 %	- 1,72 %	+ 2,19 %	+ 1,79 %
S/portefeuille Trésorerie	5	5	+ 1,78 %	+ 1,90 %	+ 3,83 %	+ 4,02 %
TOTAL PORTEFEUILLE DÉDIÉ	7 912	8 604	+ 4,42 %	+ 2,42 %	+ 3,00 %	+ 0,21 %

Le portefeuille a bien résisté au cours du second semestre 2007 aux effets de la crise financière et notamment aux fortes turbulences sur les marchés d'actions internationaux. Au cours de la même période, la baisse des taux à long terme a favorisé les marchés des obligations d'État et indexées, compensant ces effets en partie.

La composition du portefeuille réparti entre les Fonds réservés et les autres instruments financiers est également mentionnée à la note 24.3.2.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2007.

Au titre du portefeuille dédié, EDF est exposée au risque sur actions et au risque de taux.

La valeur de marché du sous-portefeuille « actions » à fin décembre 2007 du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF s'élève à 4 176 millions d'euros. La volatilité du sous-portefeuille actions des actifs dédiés peut être estimée au travers de la volatilité de son indice de référence, l'indice MSCI World. Cette volatilité s'établissait à fin décembre 2007 à 13,27 % sur la base de 52 performances hebdomadaires. Elle était de 9,44 % à fin 2006. En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions à la même date, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 554 millions d'euros. À fin décembre 2007, la sensibilité du sous-portefeuille « taux » (4 423 millions d'euros) s'établissait à 4,41 %, ce qui signi-

fie qu'une hausse uniforme des taux d'intérêt de 100 points de base se traduirait par une diminution de sa valeur de marché de 4,41 %. Elle était de 3,88 % à fin 2006.

9.10.7 Gestion du risque de contrepartie

Le risque de contrepartie se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le Groupe EDF sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ses contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas ses obligations contractuelles.

Le groupe EDF s'est doté d'une politique de gestion du risque de contrepartie groupe appliquée à toutes les filiales contrôlées opérationnellement. Cette politique prévoit l'organisation de la gestion et du suivi du risque de contrepartie, les procédures et les circuits de remontée de l'information.

Deux consolidations sont réalisées par an, à fin juin et à fin décembre.

La consolidation du risque de contrepartie du groupe EDF à la fin du mois de juin 2007 montre que les principales contreparties pour les activités du groupe restent très majoritairement de classe « investment grade ». Cette exposition s'élève à 85 % de l'exposition totale. Cette exposition reste stable par rapport à celle issue de la consolidation du mois de juin 2006.

9.11 Provisions

Le tableau ci-dessous synthétise la situation des provisions (courantes et non courantes) pour risques et charges au 31 décembre 2007 et au 31 décembre 2006 :

(en millions d'euros)	31 décembre 2007	31 décembre 2006
Provisions pour gestion du combustible usé	11 011	10 512
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	6 444	4 869
Provisions pour aval du cycle nucléaire	17 455	15 381
Provisions pour déconstruction des centrales	11 933	12 139
Provisions pour derniers cœurs	1 721	1 685
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	13 654	13 824
Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi	12 675	12 799
Provisions pour autres avantages à long terme du personnel	1 088	1 129
Provisions pour avantages du personnel	13 763	13 928
Autres provisions	3 862	4 009
TOTAL DES PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES	48 734	47 142

Les éléments constitutifs des provisions et leurs variations sont détaillés dans la note 31 des comptes consolidés au 31 décembre 2007.

9.12 Engagements hors bilan (engagements donnés)

9.12.1 Engagements donnés liés à l'exploitation, au financement et aux investissements

Les engagements donnés liés à l'exploitation, au financement et aux investissements par le Groupe au 31 décembre 2007 sont détaillés ci-dessous :

(en millions d'euros)	2007			
	Total	Échéances à moins d'un an	Échéances de un à cinq ans	Échéances à plus de cinq ans
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	13 949	6 879	6 472	598
Garanties de bonne exécution / bonne fin / soumission	616	286	297	33
Engagements sur commandes d'exploitation ⁽¹⁾	3 217	1 359	1 546	312
Engagements sur commandes d'immobilisations	6 434	2 944	3 409	81
Autres engagements liés à l'exploitation	3 682	2 290	1 220	172
Engagements d'achats fermes et irrévocables	44 363	6 827	18 361	19 175
Engagements de location simple en tant que preneur	2 709	595	1 447	667
Engagements donnés liés au financement	2 711	245	1 446	1 020
Sûretés réelles d'actifs	2 102	105	1 308	689
Garanties sur emprunts	419	89	93	237
Autres engagements liés au financement	190	51	45	94
Engagements liés aux investissements	2 969	486	2 482	1
Engagements d'acquisition de titres	2 752	374	2 378	-
Autres engagements donnés liés aux investissements	217	112	104	1

(1) Hors matières premières et énergie.

Examen de la situation financière et du résultat



Les **engagements donnés liés à l'exploitation** qui s'établissent à 13 949 millions d'euros comprennent les garanties de bonne exécution / bonne fin / soumission, les engagements sur commandes d'exploitation, les engagements sur commandes d'immobilisations et les autres engagements liés à l'exploitation.

Les engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation sont présentés dans la note 11.3.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2007 du Groupe.

Les **engagements d'achats fermes et irrévocables** (électricité, gaz naturel, autres énergies et matières premières, combustibles nucléaires) s'élèvent à 44 363 millions d'euros fin 2007. Pour plus de précisions sur ces engagements, voir la note 11.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2007 du Groupe.

Les engagements de location simple en tant que preneur s'élèvent à 2 709 millions d'euros (voir la note 11.4 de l'annexe aux comptes consolidés 2007 du Groupe).

Les **engagements donnés liés au financement** qui s'établissent à 2 711 millions d'euros comprennent les sûretés réelles d'actifs, les garanties sur emprunts et les autres engagements liés au financement.

Les engagements donnés liés au financement sont présentés en note 33.5 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2007 du Groupe.

Les **engagements donnés liés aux investissements** comprennent les engagements d'acquisition de titres et les autres engagements donnés liés aux investissements à hauteur de 2 969 millions d'euros. Les engagements liés aux investissements sont présentés dans la note 24.5 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2007 du Groupe.

9.12.2 Obligations contractuelles

Le tableau ci-dessous présente les obligations contractuelles du Groupe au 31 décembre 2007.

(en millions d'euros)	2007			
	Total	Échéances à moins d'un an	Échéances de un à cinq ans	Échéances à plus de cinq ans
Dettes à long terme ⁽¹⁾	27 930	10 513	8 161	9 256
Engagements de location-financement en tant que preneur ⁽²⁾	246	20	138	88
Sous-total obligations contractuelles inscrites au bilan	28 176	10 533	8 299	9 344
Garanties de bonne exécution / bonne fin / soumission	616	286	297	33
Engagements sur commandes d'exploitation	3 217	1 359	1 546	312
Engagements sur commandes d'immobilisations	6 434	2 944	3 409	81
Autres engagements liés à l'exploitation	3 682	2 290	1 220	172
Obligations contractuelles liées à l'exécution de contrats d'exploitation ⁽³⁾	13 949	6 879	6 472	598
Engagements d'achats fermes et irrévocables	44 363	6 827	18 361	19 175
Engagements de location simple en tant que preneur ⁽⁴⁾	2 709	595	1 447	667
Sûretés réelles d'actifs	2 102	105	1 308	689
Garanties sur emprunts	419	89	93	237
Autres engagements liés au financement	190	51	45	94
Obligations contractuelles liées au financement ⁽⁵⁾	2 711	245	1 446	1 020
Engagements d'acquisition de titres	2 752	374	2 378	-
Autres engagements liés aux investissements	217	112	104	1
Obligations contractuelles liées aux investissements ⁽⁶⁾	2 969	486	2 482	1
Sous-total obligations contractuelles hors bilan	66 701	15 032	30 208	21 461
TOTAL DES OBLIGATIONS CONTRACTUELLES	94 877	25 565	38 507	30 805

(1) Voir comptes consolidés au 31 décembre 2007, note 33.2

(2) Voir comptes consolidés au 31 décembre 2007, note 22.3

(3) Voir comptes consolidés au 31 décembre 2007, note 11.3

(4) Voir comptes consolidés au 31 décembre 2007, note 11.4

(5) Voir comptes consolidés au 31 décembre 2007, note 33.5

(6) Voir comptes consolidés au 31 décembre 2007, note 24.5

À la connaissance de la Société, il n'existe pas à la date d'arrêté des comptes au 31 décembre 2007 d'engagements hors-bilan significatifs autres que ceux décrits ci-dessus.

9.13 Événements postérieurs à la clôture

9.13.1 Réforme du régime spécial de retraite des industries électriques et gazières

En date du 22 janvier 2008, le décret relatif au régime spécial de retraite des personnes des Industries Électriques et Gazières est venu, conformément au Document d'Orientation sur les Retraites du 10 octobre 2007, apporter les premières modifications au régime spécial de retraite des agents des IEG.

Les principales dispositions de ce décret concernent :

- l'allongement de la durée de cotisation des agents nécessaire pour ouvrir droit à une pension à taux plein, qui est portée à 40 ans en 2012, son évolution étant par la suite identique à celle du régime des fonctionnaires d'État ;
- la décote et la surcote des taux de pension. La décote consiste en l'application d'une pénalité financière pour les salariés qui n'ont pas atteint la durée d'assurance nécessaire à l'obtention d'une pension à taux plein. À l'inverse, la surcote correspond à une majoration de pension applicable aux salariés qui prolongent leur activité au-delà de 60 ans et de 160 trimestres de durée d'assurance, sous certaines conditions.

Ce décret, qui entre en vigueur au 1^{er} juillet 2008, devrait être complété par d'autres mesures qui résulteront de textes réglementaires, et qui traiteront, entre autres points, de l'instauration d'un minimum de pension, des avantages familiaux et conjugaux, des bonifications, ou de la levée dans certaines conditions de la « clause des 15 ans », 15 ans représentant, pour le moment, la durée minimale exigée pour bénéficier d'une pension de retraite des IEG.

Dans le cadre de cette réforme et selon les principes posés par le Document d'Orientation sur les Retraites, un accord a par ailleurs été signé le 29 janvier 2008 pour la branche des IEG. Il prévoit les principales mesures d'accompagnement suivantes :

- des dispositions touchant les salaires des agents : une augmentation du salaire national de base de 4,31 %, applicable au 1^{er} janvier 2008 aux agents actifs comme inactifs, qui se combine pour les agents actifs avec la suppression de la Prime de Compensation de la Cotisation Retraite de 2,85 %, et une revalorisation de la grille des salaires avec entre autres une revalorisation des niveaux d'embauche pour les agents d'exécution ;
- des premières dispositions en lien avec l'allongement des parcours professionnels comme la création d'échelons d'ancienneté supplémentaires ou la modification du barème des indemnités de départ en inactivité.

Comme pour le décret, cet accord sera complété par des accords de branche ou d'entreprise sur des points restant en cours de négociations, comme la prise en compte de la spécificité des métiers.

À la date d'arrêté des comptes, dans la mesure où tous les éléments du dispositif ne sont pas encore connus, l'incidence de la réforme et des mesures d'accompagnement sur le résultat 2008 du Groupe comme sur ses engagements ne peut être déterminée de façon précise.

9.13.2 EDF a procédé le 18 janvier 2008 à une émission obligataire

EDF a réalisé avec succès une émission obligataire d'un montant de 1,5 milliard d'euros. L'émission a été placée le 18 janvier 2008 auprès d'investisseurs institutionnels français et internationaux. Cette opération s'inscrit dans la centralisation croissante des financements de ses filiales et marque le retour sur les marchés obligataires d'EDF, qui n'avait pas réalisé d'émission obligataire depuis 2004. L'émission, d'une maturité de 10 ans, s'inscrit dans la politique d'allongement de la durée moyenne de la dette du Groupe, qui est actuellement de 6 ans.

10

Trésorerie et capitaux



Concernant les informations relatives aux capitaux et flux de trésorerie, voir section 9.9 (« Flux de trésorerie et endettement financier net ») du présent Document de Référence. En ce qui concerne les informations

relatives à la structure de financement de l'émetteur, voir section 9.10.1 (« Position de liquidité et gestion du risque de liquidité ») du présent Document de Référence.

Recherche et développement, brevets et licences

11



11.1 Chiffres clés

P.177

11.2 R&D, un actif pour le Groupe

P.177

11.3 Politique de propriété intellectuelle

P.178

La Direction Recherche et Développement (R&D) du Groupe EDF a pour missions principales de contribuer à l'amélioration de la performance des unités opérationnelles et d'identifier et préparer les relais de croissance à moyen et long termes.

Le contexte mondial et européen de l'énergie atteste du bien fondé de l'engagement renouvelé du Groupe EDF sur le terrain de l'innovation et de la recherche :

- épuisement progressif des ressources fossiles (pétrole, gaz...), problématique de réduction des émissions de CO₂ et du réchauffement climatique, questions environnementales et questions relatives aux usages de l'eau ;
- développement mondial de la recherche sur les combustibles de substitution et sur de nouveaux moyens durables de production d'électricité, mais aussi sur l'efficacité énergétique et la gestion de la demande ;
- développement des nouvelles technologies de l'informatique et de la communication dans les systèmes techniques ;
- changements induits par l'ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie.

11.1 Chiffres clés

En 2007, le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 375 millions d'euros, dont plus de 100 millions d'euros ont été consacrés à la protection de l'environnement : efficacité énergétique des usages de l'énergie, recherche sur les énergies renouvelables, impact local du changement climatique, autres études

bénéficiant à la problématique environnementale (biodiversité, qualité de l'eau, réduction des nuisances, etc.).

La Direction Recherche et Développement d'EDF compte à fin 2007 environ 1 950 collaborateurs.

11.2 R&D, un actif pour le Groupe

Contribuer à l'amélioration de la performance des unités opérationnelles

Environ trois quarts des activités R&D d'EDF ont été consacrées en 2007 à des projets commandités par les directions opérationnelles et les filiales du Groupe et répondent donc directement à certains de leurs enjeux.

Ainsi, dans le domaine de la production nucléaire, hydraulique et thermique à flamme, il s'agit pour EDF R&D, d'une part, de développer les outils et méthodes pour améliorer les performances d'exploitation et optimiser la durée de vie des moyens de production en toute sûreté, et d'autre part, d'anticiper les nouvelles exigences environnementales.

Le programme de recherche concernant les énergies renouvelables a pour objectifs d'identifier les ruptures technologiques pouvant modifier les rapports de compétitivité entre les énergies et contribuer à faire émerger industriellement les technologies les plus prometteuses au bénéfice du Groupe, comme les énergies solaires et marines.

Pour les activités de transport et de distribution, EDF R&D agit en support pour intégrer les nouvelles technologies au service de la performance des métiers et développer les solutions techniques visant à accroître la durée de vie des matériels et maximiser la capacité de transit des ouvrages.

EDF R&D intervient par ailleurs en appui de la Division Commerce pour développer les outils et méthodes supports à la relation commerciale, développer les solutions en matière de maîtrise de la demande d'énergie et d'efficacité énergétique des usages pour tous les clients (résidentiels, tertiaires, industries) ainsi que les offres dans l'habitat résidentiel : intégration des énergies renouvelables, solutions « confort », etc.

Enfin, des projets de R&D au service de l'optimisation amont-aval visent à élaborer les outils et modèles de valorisation des actifs de production du Groupe, à mieux connaître le fonctionnement et anticiper l'évolution des marchés (électricité, gaz, permis d'émissions, etc.).

Éclairer l'avenir et préparer les relais de croissance

S'inscrivant dans la montée progressive des problématiques énergétiques mondiales – finitude des ressources fossiles et impact du changement climatique sur les activités industrielles –, l'engagement d'EDF R&D dans la préparation de l'avenir et des relais de croissance, au cœur du projet industriel du Groupe, a été poursuivi en 2007 dans la continuité de la démarche engagée depuis plusieurs années.

Recherche et développement, brevets et licences



Ces activités de moyen et long termes pour la période 2007-2009 prennent la forme des douze « Défis R&D d'EDF » centrés autour des thèmes suivants : notre planète, notre optimisation, les clients, la production, les réseaux et la simulation numérique, explicitant les champs de recherche les plus importants en termes d'enjeux pour le Groupe EDF et couvrant l'ensemble des métiers de l'entreprise.

Ces douze Défis ont mobilisé en 2007 plusieurs centaines de chercheurs, de nombreux acteurs dans les directions opérationnelles du Groupe, ainsi que les partenaires français et étrangers d'EDF R&D.

Les 12 Défis R&D d'EDF retenus pour la période 2007-2009 sont :

« NOTRE PLANÈTE » :

- L'eau : anticiper les contraintes climatiques sur une ressource partagée.
- Toujours mieux caractériser les impacts environnementaux de ses installations.

« NOTRE OPTIMISATION » :

- Anticiper le nouveau paysage énergétique.
- Optimiser la production d'EDF dans le marché : refonder les méthodes et outils.
- Trouver de nouvelles flexibilités entre consommation, production et stockage.

« LES CLIENTS » :

- Maison et bâtiment : développer technologies et services pour l'efficacité énergétique.
- Industrie : développer efficacité des usages et usages nouveaux de l'électricité.

« LA PRODUCTION » :

- Permettre techniquement l'exploitation des centrales nucléaires jusqu'à 60 ans.
- Intégrer les nouvelles technologies pour une exploitation plus performante.
- Innover dans les énergies renouvelables et le stockage.

« LES RÉSEAUX » :

- Préparer la distribution de 2015 (intégration des NTIC pour l'exploitation et la conduite des réseaux, développements d'outils de simulation pour optimiser leur fonctionnement, innovations technologiques au service de la performance des réseaux...).

« LA SIMULATION NUMÉRIQUE » :

- Simuler pour décider.

EDF R&D est un acteur intégré dans la recherche française, européenne et mondiale

Pour la réalisation de ses programmes de recherche et de développement, EDF R&D noue de nombreux partenariats en France, en Europe (particulièrement dans les pays où le Groupe est présent) et dans le monde. Ces partenariats ont pour objectifs de maintenir son expertise au meilleur niveau mondial dans certaines disciplines situées au cœur des enjeux d'EDF, de compléter ses champs de compétences internes, et de créer des laboratoires communs avec des organismes de recherche pour réunir une masse critique de compétences autour de programmes partagés, tout en mutualisant les coûts et risques sur la recherche amont.

Ces partenariats contribuent à la bonne réalisation des travaux de recherche d'EDF R&D et permettent également de développer des projets en collaboration suite à des appels à contributions nationaux et européens. EDF prend ainsi part à des coopérations lancées dans le cadre de l'Agence Nationale de la Recherche et du septième Programme Cadre de la Commission européenne, et à une participation active dans certains pôles de compétitivité.

EDF a notamment des liens privilégiés avec le CEA et AREVA dans le domaine du nucléaire, qui prennent la forme d'un accord tripartite. EDF R&D est par ailleurs le premier partenaire hors États-Unis d'Amérique de l'institut américain de recherche EPRI (*Electric Power Research Institute*) avec des programmes de recherche partagés, notamment sur le vieillissement des matériaux et sur les réseaux intelligents ; cette collaboration permet également au Groupe de coopérer avec la plupart des exploitants nucléaires dans le monde.

EDF R&D a par ailleurs lancé courant 2007 deux nouveaux instituts internationaux sur son site des Renardières :

- le MAI, (*Materials Ageing Institute*), centre de recherche international sur la durabilité des matériaux auquel participent d'ores et déjà TEPCO (électricien de la région de Tokyo) et l'EPRI ;
- ECLEER, centre européen de recherche sur l'efficacité énergétique dans les bâtiments et l'industrie, dont les partenaires fondateurs aux côtés d'EDF R&D sont l'École Polytechnique Fédérale de Lausanne et l'École des Mines de Paris. Ce centre bénéficie d'un soutien d'Edison.

11.3 Politique de propriété intellectuelle

La propriété industrielle joue un rôle majeur dans la protection des technologies et des savoir-faire du Groupe EDF face à la concurrence, ainsi que dans la valorisation de ce patrimoine au travers de concessions de licences.

Cette politique est particulièrement centrée sur les nouvelles technologies, en développement ou en phase de recherche amont, technologies susceptibles d'induire des évolutions significatives pour les métiers du Groupe.

Brevets

Fin 2007, le portefeuille d'EDF comprend 375 innovations brevetées et protégées par 1 020 titres de propriété en France et à l'étranger.

Marques

« EDF » est une marque déposée dans 62 pays. Le nom du Groupe est un élément essentiel de son image et de son patrimoine : aussi cette marque, les noms de domaine Internet et les logos EDF font-ils l'objet d'une surveillance constante, afin de les protéger contre toute utilisation frauduleuse risquant de porter atteinte à l'image du Groupe. En outre, le Groupe a déposé de nombreuses autres marques, en particulier, celles liées à l'activité de ses différentes filiales.

Informations sur les tendances

12



12.1 L'amélioration de la performance : programmes « Altitude » et « Excellence Opérationnelle »	P.179
12.2 Évolution des prix de marché de l'électricité en janvier-février 2008	P.179
12.3 Impact du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché	P.180

12.1 L'amélioration de la performance : programmes « Altitude » et « Excellence Opérationnelle »

Le programme de performance du Groupe (programme Altitude) lancé fin 2004 reposait sur trois axes majeurs : stabilisation progressive des charges d'exploitation en France à l'horizon 2007-2008, poursuite des gains de productivité à l'international et optimisation du besoin en fonds de roulement.

Ce programme visait un impact de l'ordre de 1 milliard d'euros sur l'excédent brut d'exploitation du Groupe par rapport à 2004 sur l'exercice 2007 (avant prise en compte des coûts de transformation et d'adaptation de l'entreprise dus notamment à l'ouverture du marché au 1^{er} juillet 2007) et un gain sur le besoin en fonds de roulement du Groupe de 1,5 milliard d'euros sur la période 2005-2007.

L'impact du programme Altitude sur l'excédent brut d'exploitation pour les 3 années 2005, 2006 et 2007 (1 220 millions d'euros), aura été de plus de 20 % supérieur à l'objectif. Cette performance s'explique par des actions de productivité sur les achats et les charges de personnel compensant les éléments d'augmentation des coûts notamment liés à l'évolution des rémunérations. Ainsi, les actions menées dans le cadre du programme Altitude ont permis de limiter la hausse moyenne des charges d'exploitation en France sur la période 2005-2007 à 1,1 %.

Concernant l'impact du programme Altitude sur le besoin en fonds de roulement pour la même période, EDF dépasse son objectif de plus de 24 % et le programme Altitude aura apporté une contribution de 1 865 millions d'euros.

Un programme d'excellence opérationnelle est mis en œuvre à partir de 2008. Il vise à améliorer de façon continue et pérenne la performance du Groupe dans toutes ses dimensions (financière, technique, sociétale) :

- Le programme Excellence Opérationnelle ne vise pas seulement à poursuivre la maîtrise des charges d'exploitation, mais aussi à améliorer la marge brute (par exemple en améliorant la disponibilité des centrales de production et l'optimisation amont/aval).
- Il vise à augmenter l'excédent brut d'exploitation en améliorant l'efficacité des processus opérationnels de production (par exemple les arrêts de tranche et les opérations de maintenance), de commercialisation (par exemple le traitement des demandes des clients), de distribution (par exemple le traitement des demandes des fournisseurs d'électricité et les opérations de maintenance). Des méthodologies spécifiques à l'amélioration des processus opérationnels, expérimentées en 2007 avec des résultats prometteurs, sont en cours de déploiement. Elles devraient apporter des améliorations sur l'efficacité économique comme sur le service rendu.
- Pour les achats, des méthodes également expérimentées en 2007 comme le *pricing*, le *sourcing*, le partenariat-productivité, sont en cours de mise en oeuvre.
- Le programme vise par ailleurs à accélérer les synergies et à renforcer l'innovation.

Il vise pour la période 2008-2010 un gain de 1 milliard d'euros sur l'excédent brut d'exploitation du Groupe de 2010 par rapport à celui de 2007. Ce gain devrait provenir pour deux tiers des activités en France et pour un tiers de l'international. Les gains cumulés attendus en 2008 et en 2009 par rapport à l'excédent brut d'exploitation de 2007 sont respectivement de 300 millions d'euros et 600 millions d'euros.

12.2 Évolution des prix de marché de l'électricité en janvier-février 2008

Les prix du jour pour le lendemain (*spot*) de l'électricité sur les 2 premiers mois de l'année 2008 ont, en moyenne, quasiment doublé par rapport aux niveaux enregistrés sur les deux premiers mois de l'année 2007 : 63,7 €/MWh en base en France contre 32,5 €/MWh en 2007, 57,7 €/MWh en base en Allemagne contre 31,7 €/MWh en 2007 et 73,4 €/MWh en base au Royaume-Uni contre 34,5 €/MWh en 2007. La situation de l'équilibre offre-demande étant comparable entre les deux périodes, cette forte hausse des prix s'explique :

- par la flambée des prix des combustibles fossiles depuis mi-2007 (charbon : + 75%, pétrole : + 40%) ;
- par la forte augmentation des prix du CO₂ (+18,7 €/tCO₂ en moyenne entre les deux premiers mois de 2007 et ceux de 2008), liée à l'entrée dans la phase dite « Kyoto » de limitation des émissions de CO₂, avec des plans d'allocation de quotas de CO₂ plus restrictifs ;
- et par l'entrée en vigueur de la directive européenne relative aux émissions des Grandes Installations de Combustion, qui implique une utilisation plus contrainte des centrales thermiques à flamme.

Informations sur les tendances



Les prix à terme de l'électricité ont également fortement progressé. Le prix du contrat annuel base France pour livraison en 2009 s'est établi à 63 €/MWh en moyenne sur janvier et février 2008, contre 50 €/MWh pour le prix du contrat annuel base France 2008 coté sur les mêmes mois de 2007. Les prix à terme ont connu la même tendance dans toute l'Europe : ils se situaient, en moyenne sur janvier et février 2008, à 62,2 €/MWh en Allemagne (en progression de 18 % par rapport aux deux premiers mois de 2007) et 74 €/MWh au Royaume-Uni (+64 %).

L'envolée des prix du charbon (+71 % entre les deux premiers mois de

2007 et la même période en 2008), du pétrole (+65 %), du gaz (+61 %) et des quotas de CO₂ pour la phase 2 (+43 %) explique cette augmentation des prix à terme de l'électricité, légèrement atténuée par la baisse du dollar par rapport à l'euro (- 13%).

Entre début janvier et fin février 2008, les prix à terme de l'électricité ont progressé de 6 % en France, atteignant 65,8 €/MWh fin février, de 5 % en Allemagne et de 6 % en Angleterre. Les prix à terme de l'électricité ont été tirés par la forte progression des prix des combustibles fossiles, notamment du charbon (+ 30%) et du gaz naturel (+ 12%).

12.3 Impact du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché

Au regard des informations dont il dispose à la date du présent Document de Référence, le Groupe EDF estime à environ 1,7 milliard d'euros l'impact cumulé résultant de l'application sur deux années du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché sur l'excédent brut d'exploitation du Groupe pour la période 2006-2009 (voir sections 6.2.1.2 (« Commercialisation ») et 6.5.1.2 (« Législation française »)).

Cet impact couvre à la fois :

- une estimation de la contribution d'EDF au financement de la compensation des fournisseurs concurrents sur l'ensemble de la période évaluée à 718 millions d'euros et provisionnée à hauteur de 470 millions d'euros

sur l'exercice 2006 (voir notes 2.2, 5.1 et 13 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2006) et 248 millions d'euros sur l'exercice 2007 (voir notes 5.2 et 13 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2007) ;

- les conséquences négatives sur le niveau du chiffre d'affaires et de l'excédent brut d'exploitation du Groupe pour la durée du dispositif (2 ans).

Il convient de noter que cette estimation reste sensible aux hypothèses retenues et en particulier à celles relatives aux paramètres suivants : volumes d'électricité concernés par la compensation, part de la compensation financée par la CSPE, évolutions du tarif intégré en 2008, et prix de l'électricité à terme en 2008 et 2009.



Les objectifs financiers du Groupe sur la période 2006-2008 restent conformes aux annonces faites par le Groupe EDF lors de l'ouverture du capital (voir Chapitre 13 du Document de Référence 2005 enregistré auprès de l'Autorité des marchés financiers le 18 mai 2006), et notamment :

- une évolution pluriannuelle moyenne de l'EBITDA entre 3 et 6 %, le haut de la fourchette incluant une hypothèse d'évolution tarifaire en France proche de l'inflation ; et
- une évolution pluriannuelle moyenne à deux chiffres du résultat net consolidé part du Groupe hors éléments non récurrents.

Par ailleurs, le Groupe s'est fixé lors de son ouverture de capital comme objectif un taux de distribution de dividendes de 50 % du résultat net, hors éléments non récurrents.

Dans le cadre de ces objectifs, le Groupe EDF a tenu les engagements relatifs aux programmes « Cessions d'actifs » et « Altitude » finalisés en 2007 :

- « Cessions d'actifs », avec un impact sur la dette financière nette consolidée d'environ 5,7 milliards d'euros à fin 2007 qui dépasse l'objectif de 5 milliards ;
- « Altitude » (voir section 12.1 (« L'amélioration de la performance : programmes « Altitude » et « Excellence opérationnelle » »)).

2008 devrait être une année de forts investissements et ceci dans un contexte d'évolution croissante des charges opérationnelles (hausse du coût des matières premières, des énergies et des équipements, impacts des hausses de charges de personnel associées à l'accompagnement de la réforme des retraites). Elle verra la poursuite du programme d'investissements, qui dépassera 10 milliards d'euros.

Par ailleurs, après le succès de son premier programme de performance « Altitude », le Groupe engage le plan « Excellence Opérationnelle », dont l'ambition est d'améliorer de façon pérenne la performance du Groupe EDF dans toutes ses dimensions. Le Groupe vise au travers de ce plan, qui sera déployé progressivement entre 2008 et 2010, un objectif de gains sur l'excédent brut d'exploitation (EBITDA) du Groupe de 2010 de 1 milliard d'euros par rapport à 2007 (voir section 12.1 (« L'amélioration de la performance : programmes « Altitude » et « Excellence Opérationnelle » »)).

L'excédent brut d'exploitation pourrait ne pas progresser de plus de 3 % en 2008, compte tenu des effets de la hausse, en 2008, de certaines charges opérationnelles. Le résultat net consolidé part du Groupe hors éléments non récurrents pourrait ne pas progresser en 2008 par rapport à 2007, compte tenu de l'évolution de l'excédent brut d'exploitation et des effets de l'accélération du programme d'investissements.

Après 2008, la tendance d'amélioration moyenne annuelle de l'EBITDA de 3 à 6 % devrait se poursuivre.

Le dividende par action versé au titre de l'exercice 2008 sera a minima égal au montant du dividende versé au titre de l'exercice 2007.

Les objectifs de résultats sont exprimés en croissance organique. Ils sont établis à principes comptables constants et sans prise en compte de la volatilité induite par l'application des normes IAS 32/39 sur la période.

Ces objectifs sont susceptibles d'évoluer ou d'être modifiés en raison des incertitudes liées notamment à l'environnement économique, financier, concurrentiel, réglementaire et climatique. En outre, la matérialisation de certains risques décrits au Chapitre 4 « Facteurs de risques » du présent Document de Référence aurait un impact sur les activités du Groupe et sa capacité à réaliser ses objectifs. Par ailleurs, la réalisation des objectifs suppose la mise en œuvre avec succès de la stratégie présentée à la section 6.1 du présent document de référence. EDF ne prend donc aucun engagement ni ne donne aucune garantie sur la réalisation des objectifs figurant au présent chapitre.

14

Organes d'administration, de direction et de surveillance et direction générale



14.1 Conseil d'administration P.182

14.2 Direction générale P.188

14.3 Absence de liens familiaux, de condamnation et de conflits d'intérêts des membres des organes d'administration, de direction et de direction générale P.191

14.1 Conseil d'administration

Depuis le 20 novembre 2004, EDF est une société anonyme à Conseil d'administration.

14.1.1 Composition du Conseil d'administration

La Société est administrée par un Conseil d'administration de dix-huit membres composé conformément à l'article 6 de la Loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public.

Jusqu'à l'Assemblée Générale du 14 février 2006, le Conseil d'administration était constitué de six personnalités qualifiées, de six représentants de l'État nommés par décret, ainsi que de six représentants élus des salariés, soit dix-huit administrateurs.

À compter de l'Assemblée Générale du 14 février 2006, conformément à la Loi précitée et aux dispositions du décret-Loi modifié du 30 octobre 1935, l'État détenant moins de 90 % du capital d'EDF, le Conseil d'administration de la Société est composé de dix-huit membres, dont un tiers sont des représentants des salariés et deux tiers sont nommés par l'Assemblée Générale sur proposition du Conseil d'administration, sous-réserve des représentants de l'État nommés par décret. L'État ayant nommé six représentants par décret, l'Assemblée Générale du 14 février 2006 a ainsi nommé six administrateurs : Messieurs Pierre Gadonneix, Frank E. Dangeard, Daniel Foundoulis, Claude Moreau, Henri Proglio et Louis Schweitzer.

La durée du mandat des membres du Conseil d'administration est de cinq ans. Ils restent en fonction jusqu'à la première réunion du Conseil renouvelé conformément à la Loi. En conséquence, les mandats des six administrateurs ci-dessus prendront fin le 22 novembre 2009. En cas de vacance pour quelque cause que ce soit du siège d'un membre du Conseil d'administration, son remplaçant n'exerce ses fonctions que pour la durée restant à courir jusqu'au renouvellement de la totalité du Conseil d'administration.

Le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État et le Secrétaire du Comité d'entreprise assistent également aux séances du Conseil d'administration sans voix délibérative.

L'article 13-I des statuts d'EDF prévoit que le Conseil d'administration peut comprendre au plus deux parlementaires ou détenteurs d'un mandat électoral local, choisis en raison de leur connaissance des aspects régionaux, départementaux ou locaux des questions énergétiques.

Le nombre d'administrateurs ayant dépassé l'âge de 70 ans ne peut être supérieur au tiers des administrateurs en fonction.

Du fait de sa nomination en qualité de Président du Conseil de Surveillance du Monde, M. Louis Schweitzer a été contraint de démissionner de ses fonctions d'administrateur d'EDF nommé par l'Assemblée Générale. En conséquence, le Conseil d'administration d'EDF, lors de sa réunion du 3 avril 2008, a décidé de proposer à l'Assemblée Générale du 20 mai 2008 une résolution aux fins de nommer M. Bruno Lafont, Président-Directeur général de Lafarge, en qualité d'administrateur pour la durée restant à courir jusqu'au renouvellement de la totalité du Conseil, soit jusqu'au 22 novembre 2009 inclus.

14.1.2 Renseignements personnels relatifs aux membres du Conseil d'administration

COMPOSITION DU CONSEIL D'ADMINISTRATION À LA DATE D'ENREGISTREMENT DU PRÉSENT DOCUMENT DE RÉFÉRENCE

À la date du présent Document de Référence, les administrateurs de la Société étaient les suivants :

Nom, prénom, date de naissance, mandat et fonction principale exercée dans la Société	Durée du mandat	Fonctions principales exercées en dehors de la Société
ADMINISTRATEURS ÉLUS PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE DES ACTIONNAIRES		
Pierre Gadonneix Né le 10 janvier 1943 Président-Directeur Général	<i>1^{ère} nomination (EPIC) :</i> Décret du 8 septembre 2004. <i>En tant que Président du Conseil d'administration :</i> Décret du 15 septembre 2004. <i>1^{ère} nomination (EDF SA) :</i> <i>En tant qu'administrateur :</i> Décret du 20 novembre 2004. <i>En tant que Président du Conseil d'administration :</i> Décret du 24 novembre 2004. <i>Dernière nomination (EDF SA) :</i> <i>En tant qu'administrateur :</i> Assemblée Générale du 14 février 2006. <i>En tant que Président du Conseil d'administration :</i> Décret du 15 février 2006.	Président du Conseil d'administration de l'Association Electra et de Transalpina di Energia. Administrateur d'Edison. Président du Conseil Mondial de l'Énergie Membre du Conseil d'administration de la Fondation Nationale des Sciences Politiques, du Comité à l'Énergie Atomique, du Conseil Consultatif de la Banque de France et du Comité national des secteurs d'activité d'importance vitale (CNSAIV). Président de l'Association Group'action CO ₂ . Membre du Conseil Économique et Social.
Frank E. Dangeard Né le 25 février 1958	<i>1^{ère} nomination (EDF SA) :</i> Décret du 20 novembre 2004. <i>Dernière nomination (EDF SA) :</i> Assemblée Générale du 14 février 2006.	Président-Directeur Général de Thomson jusqu'au 9 avril 2008. Administrateur de Calyon et Symantec.
Daniel Foundoulis Né le 13 avril 1939	<i>1^{ère} nomination (EPIC) :</i> Décret du 9 juillet 1999. <i>Nomination au Conseil d'administration d'EDF SA :</i> Décret du 20 novembre 2004. <i>Dernière nomination (EDF SA) :</i> Assemblée Générale du 14 février 2006.	Membre du bureau du Conseil National de la Consommation. Membre du Groupe Consultatif Européen des Consommateurs à Bruxelles, représentant la France. Vice-Président du Conseil National des Associations Familiales Laïques.
Claude Moreau Né le 22 janvier 1931	<i>1^{ère} nomination (EDF SA) :</i> Décret du 20 novembre 2004. <i>Dernière nomination (EDF SA) :</i> Assemblée Générale du 14 février 2006.	Président de la Commission interministérielle « Véhicules propres et économes en énergie » (CIVEPE) de 2004 à 2007. Administrateur du Pôle de compétitivité Mobilité et Transport Avancé (MTA) depuis 2006. Gérant de la SCI La Maison de l'Industrie

Organes d'administration, de direction et de surveillance et direction générale



Nom, prénom, date de naissance, mandat et fonction principale exercée dans la Société

Durée du mandat

Fonctions principales exercées en dehors de la Société

ADMINISTRATEURS ÉLUS PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE DES ACTIONNAIRES

<p>Henri Proglio Né le 29 juin 1949</p>	<p><i>1^{ère} nomination (EPIC) :</i> Décret du 8 septembre 2004. <i>Nomination au Conseil d'administration d'EDF SA :</i></p> <p>Décret du 20 novembre 2004. <i>Dernière nomination (EDF SA) :</i> Assemblée Générale du 14 février 2006.</p>	<p>Au sein du Groupe Veolia Environnement : Président-Directeur Général de Veolia Environnement. Président du Conseil de surveillance de Dalkia France, Président du Conseil d'administration de Veolia Transport, Veolia Propreté et Veolia Water. Administrateur de Dalkia International la société des Eaux de Marseille, Sarp Industries, Veolia Environmental Services Australia, Veolia Transport Australia, Veolia Environmental Services, Siram, Veolia Environmental Services North America, Veolia Transport Northern Europe. Membre des Conseils de surveillance A&B de Dalkia. Gérant de Veolia Eau</p> <p>En dehors du Groupe Veolia Environnement : membre des Conseils de surveillance de Lagardère et Natixis. Administrateur de Casino Guichard Perrachon et CNP Assurances. Censeur au Conseil de surveillance de la Caisse Nationale des Caisses d'Épargne</p>
<p>Louis Schweitzer Né le 8 juillet 1942</p>	<p><i>1^{ère} nomination (EPIC) :</i> Décret du 9 juillet 1999. <i>Nomination au Conseil d'administration d'EDF SA :</i></p> <p>Décret du 20 novembre 2004. <i>Dernière nomination (EDF SA) :</i> Assemblée Générale du 14 février 2006.</p>	<p>Président du Conseil d'administration de Renault SA et d'Astra Zeneca. Président des Conseils de surveillance Le Monde et Partenaires Associés, Le Monde SA et Société Editrice du Monde. Vice-Président du Conseil de surveillance de Philips. Président de la Haute Autorité de lutte contre les discriminations et pour l'égalité (HALDE). Administrateur de BNP Paribas, L'Oréal, Veolia Environnement et AB Volvo. Membre du Comité Consultatif d'Allianz et de la Banque de France.</p>

ADMINISTRATEURS REPRÉSENTANT L'ÉTAT

<p>Pierre-Marie Abadie Né le 13 juillet 1969</p>	<p><i>1^{ère} nomination :</i> Décret du 29 août 2007.</p>	<p>Directeur de la demande et des marchés énergétiques (DIDEME) à la Direction générale de l'énergie et des matières premières au ministère de l'Écologie, de l'Énergie du Développement et de l'Aménagement du territoire.</p>
<p>André Aurengo Né le 4 avril 1949</p>	<p><i>1^{ère} nomination (EPIC) :</i> Décret du 9 juillet 1999. <i>Nomination au Conseil d'administration d'EDF SA :</i></p> <p>Décret du 20 novembre 2004.</p>	<p>Professeur des Universités - Praticien Hospitalier, Chef du service de médecine nucléaire du groupe hospitalier Pitié-Salpêtrière et professeur de biophysique à la Faculté de médecine Pierre-et-Marie-Curie.</p> <p>Membre de l'Académie de médecine. Président de la Société française de radioprotection (SFRP) de 2005 à 2007</p> <p>Membre du Conseil supérieur de la sûreté et de l'information nucléaire (CSSIN) et du Haut Conseil de la Santé Publique.</p>
<p>Bruno Bézard Né le 19 mai 1963</p>	<p><i>1^{ère} nomination (EPIC) :</i> Décret du 1^{er} août 2002. <i>Nomination au Conseil d'administration d'EDF SA :</i></p>	<p>Directeur Général de l'Agence des Participations de l'État (APE) au ministère de l'Économie, de l'Industrie et de l'Emploi. Membre du Conseil de surveillance d'AREVA, administrateur d'Air France-KLM, de France Télécom, de La Poste et de Thalès.</p>

Nom, prénom, date de naissance, mandat et fonction principale exercée dans la Société

Durée du mandat

Fonctions principales exercées en dehors de la Société

ADMINISTRATEURS REPRÉSENTANT L'ÉTAT

Gérard Errera Né le 30 octobre 1943	Décret du 20 novembre 2004. <i>1^{ère} nomination :</i> Décret du 18 décembre 2007.	Secrétaire général du ministère des Affaires étrangères et européennes. Membre du Conseil de surveillance d'Areva et membre du Comité de l'Énergie Atomique.
Yannick d'Escatha Né le 18 mars 1948	<i>1^{ère} nomination (EPIC) :</i> Décret du 21 septembre 1995. <i>2^{ème} nomination (EPIC) :</i> Du décret du 9 juillet 1999 jusqu'au décret du 23 février 2000. <i>Nomination au Conseil d'administration d'EDF SA :</i> Décret du 20 novembre 2004.	Président du Centre National d'Études Spatiales (CNES). Président du Conseil d'administration de l'École Polytechnique et de l'Université de Technologie de Troyes. Membre de l'Académie de technologie. Représentant permanent du CNES au Conseil d'administration d'Arianespace SA et d'Arianespace Participation. Administrateur de la RATP.
Philippe Josse Né le 23 septembre 1960	<i>1^{ère} nomination</i> Décret du 12 avril 2006.	Directeur du budget au ministère du Budget, des Comptes publics et de la Fonction publique. Administrateur d'Air France-KLM et de la SNCF.

ADMINISTRATEURS REPRÉSENTANT LES SALARIÉS

Jacky Chorin Né le 22 avril 1959	<i>1^{ère} nomination :</i> Élections du 6 mai 2004. Première participation lors du Conseil d'administration du 14 septembre 2004.	Juriste. Chargé de mission auprès du Directeur des Ressources humaines de la Direction Production Ingénierie
Marie-Catherine Daguerre Née le 15 novembre 1960	<i>1^{ère} nomination :</i> Élections du 6 mai 1999. Première participation lors du Conseil d'administration du 12 juillet 1999.	Conseillère clientèle.
Alexandre Grillat Né le 8 décembre 1971	<i>1^{ère} nomination :</i> Élections du 6 mai 2004. Première participation lors du Conseil du 14 septembre 2004.	Ingénieur. Attaché au Directeur Commercial d'Électricité de Strasbourg.
Philippe Pesteil Né le 1 ^{er} septembre 1957	<i>1^{ère} nomination :</i> Élections du 6 mai 2004. Première participation lors du Conseil du 14 septembre 2004.	Ingénieur. Auditeur interne à la Division Technique générale.
Jean-Paul Rignac Né le 13 mai 1962	<i>1^{ère} nomination :</i> Élections du 6 mai 2004. Première participation lors du Conseil du 7 novembre 2007.	Ingénieur-chercheur à la Direction Recherche et Développement.
Maxime Villota Né le 25 novembre 1959	<i>1^{ère} nomination :</i> Élections du 6 mai 2004. Première participation lors du Conseil du 13 décembre 2006.	Coordinateur politique achat à la mission finances et relations industrielles au CNPE de Tricastin.

Organes d'administration, de direction et de surveillance et direction générale



Renseignements personnels concernant les administrateurs (à la date d'enregistrement du présent Document de Référence)

Administrateurs élus par l'Assemblée Générale des actionnaires :

Pierre Gadonneix. Né le 10 janvier 1943 à New York (États-Unis d'Amérique), Pierre Gadonneix est Docteur ès économie d'entreprise de la Business School de l'Université de Harvard, ancien élève de l'École Polytechnique (1962), diplômé de l'École Nationale Supérieure du Pétrole et des Moteurs et licencié ès sciences économiques. Après avoir créé une entreprise de service en informatique (SEFI) qu'il a cédée à un grand groupe industriel en 1972, Pierre Gadonneix a été Directeur à l'Institut de développement industriel (IDI). En 1976, il a été conseiller technique au cabinet du ministre de l'Industrie et de la Recherche. Il a été Directeur des Industries Métallurgiques, Mécaniques et Électriques au ministère de l'Industrie (1978 à 1987), puis Directeur Général de Gaz de France (1987 à 1995), dont il est devenu le Président en 1995. Pierre Gadonneix a participé au Conseil d'administration d'EDF en tant que Commissaire adjoint du Gouvernement de 1978 à 1987. Il est membre du Conseil Économique et Social depuis 1994. De 1993 à 1999, il a été Président du Conseil Français de l'Énergie. Il est aujourd'hui Président du Conseil Mondial de l'Énergie. Président-Directeur Général d'EDF depuis 2004, Pierre Gadonneix est Président du Conseil d'administration de l'Association Electra, de Transalpina di Energia et administrateur d'Edison. Il est également membre du Conseil d'administration de la Fondation Nationale des Sciences Politiques, du Comité de l'Énergie Atomique, du Conseil Consultatif de la Banque de France, du Comité national des secteurs d'activité d'importance vitale (CNSAIV) et Président de l'Association Group'action CO₂. Administrateur d'EDF depuis septembre 2004.

Frank E. Dangeard. Né le 25 février 1958 à Ottawa (Canada), Frank E. Dangeard est diplômé de HEC, de l'Institut d'études politiques de Paris, et de la Harvard Law School. Il a été avocat aux États-Unis et à Londres de 1986 à 1989, puis il a occupé le poste de *Managing Director* à la banque Warburg, et a été nommé Président du Directoire de SBC Warburg France en 1995, avant de rejoindre, en 1997, le groupe Thomson multimédia comme Directeur Général Adjoint, puis Vice-Président du Conseil d'administration à partir de 1999. De septembre 2002 à septembre 2004, il a occupé les fonctions de Directeur Général adjoint de France Télécom. Depuis septembre 2004, il est Président-Directeur Général de Thomson et ce, jusqu'au 9 avril 2008. Frank E. Dangeard est administrateur de Calyon et Symantec. Administrateur d'EDF depuis novembre 2004.

Daniel Foundoulis. Né le 13 avril 1939 à Paris (France), Daniel Foundoulis a exercé en laboratoire dans le domaine maxillofacial, ensuite en hôpital, en cabinet. Il a créé la Société Laboprodem (laboratoire de prothèses dentaires). Il a été administrateur à l'Institut National de la Consommation (INC), administrateur à l'Association Européenne des Consommateurs (AEC) et membre du Conseil Supérieur de l'Électricité et du Gaz (CSEG) en qualité de représentant des usagers. Il est actuellement membre du Groupe Consultatif Européen des Consommateurs (ECCG) à Bruxelles, représentant la France. Vice-Président du Conseil National des Associations Familiales Laïques (CNAFAL), Daniel Foundoulis est membre du bureau du Conseil National de la Consommation (CNC). Administrateur d'EDF depuis juillet 1999.

Claude Moreau. Né le 22 janvier 1931 à Civray (France), Claude Moreau est diplômé de l'École supérieure de commerce de Poitiers et de l'Institut financier de gestion (promotion Louis-Pasteur). Il a été Vice-Président du Conseil régional de Poitou-Charentes de 1986 à 2004, Président de l'Institut d'analyses et d'essais du Centre-Ouest (IANESCO) de 1990 à

1998, Délégué régional du Centre national de formation des personnels territoriaux (CNFPT) de 1998 à 2004. Ancien Président d'une société d'édition, il a fondé les éditions Scolavox, l'Institut de formation à l'éducation à l'environnement (IFREE), ainsi que le Centre d'études et de recherche sur les véhicules électriques et hybrides (CEREVEH). Il a été de 2004 à 2007 Président de la Commission interministérielle « Véhicules propres et économes en énergie » (CIVEPE). Administrateur du Pôle de compétitivité Mobilité et Transports Avancés (MTA) depuis 2006. Gérant de la SCI La Maison de l'Industrie. Administrateur d'EDF depuis novembre 2004.

Henri Proglio. Né le 29 juin 1949 à Antibes (France), Henri Proglio est diplômé de HEC. Il a rejoint la Compagnie Générale des Eaux en 1972 et a été nommé Président-Directeur Général de CGEA en 1990. Il a été nommé Vice-Président de Vivendi Universal et Président-Directeur Général de Vivendi Water en 1999 avant de devenir Président du Directoire de Veolia Environnement en 2000 puis Président-Directeur Général en 2003. Au sein du Groupe Veolia Environnement, Henri Proglio est Président du Conseil de surveillance de Dalkia France ; Président du Conseil d'administration de Veolia Transport, Veolia Propreté et Veolia Water ; administrateur de Dalkia International, de la société des Eaux de Marseille, Sarp Industries, Veolia Environmental Services Australia, Veolia Transport Australasia, Veolia Environmental Services, Siram, Veolia Transport Northern Europe et Veolia Environmental Services North America ; membre des Conseils de surveillance A&B de Dalkia ; gérant de Veolia Eau. En dehors du groupe Veolia Environnement, Henri Proglio est membre des Conseils de surveillance de Lagardère et Natixis ; administrateur de Casino Guichard Perrachon et CNP Assurances ; censeur au Conseil de surveillance de la Caisse Nationale des Caisses d'Épargne. Administrateur d'EDF depuis septembre 2004.

Louis Schweitzer. Né le 8 juillet 1942 à Genève (Suisse), Louis Schweitzer est Président de la Haute Autorité de lutte contre les discriminations et pour l'égalité (HALDE). Il est également Président du Conseil d'administration de Renault après en avoir été successivement Directeur financier et du Plan, Directeur Général adjoint puis Président-Directeur Général. Louis Schweitzer a exercé des responsabilités à la direction générale de l'Assistance publique, puis à l'Inspection générale des finances, à la Direction du budget et en cabinets ministériels. Louis Schweitzer est Président du Conseil d'administration d'Astra Zeneca. Président des Conseils de surveillance Le Monde et Partenaires Associés, Le Monde SA et Société Editrice du Monde, administrateur de BNP Paribas, L'Oréal, Veolia Environnement et AB Volvo, membre des Comités consultatifs d'Allianz et de la Banque de France et Vice-Président du Conseil de surveillance de Philips. Administrateur d'EDF depuis juillet 1999.

Administrateurs représentant l'État :

Pierre-Marie Abadie. Né le 13 juillet 1969 à Brest (France), Pierre-Marie Abadie est ancien élève de l'École Polytechnique (1988), diplômé de l'École Nationale Supérieure des Mines de Paris (1993) et ingénieur en chef des Mines (2000). Il a commencé sa carrière comme Ingénieur qualité au centre de production des Automobiles Peugeot à Sochaux puis à Prague comme ingénieur à la Direction de la Maintenance de la compagnie CSA (Air France). Il a exercé les fonctions de chef du Service Régional de l'Environnement Industriel, adjoint au Directeur de la Direction Régionale de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement (DRIRE) de Lorraine, puis d'adjoint au chef du bureau « financement et compétitivité des entreprises » avant d'être chef du bureau « financement du logement et des collectivités décentralisées » à la Direction du Trésor. Il fut ensuite conseiller pour les Affaires Industrielles au cabinet du ministre de la Défense de mai 2002 à mai 2007. Il a été nommé Directeur de la demande et des marchés énergétiques (DIDEME) à la Direction Générale de l'énergie et des matières premières au ministère de l'Écologie, de l'Énergie,

du Développement et de l'Aménagement du territoire en juillet 2007. Administrateur d'EDF depuis août 2007, en remplacement de François Jacq.

André Aurengo. Né le 4 avril 1949 à Neuilly-sur-Seine (France), André Aurengo est ancien élève de l'École Polytechnique, ancien interne des Hôpitaux de Paris, Professeur des Universités – Praticien Hospitalier. Il est membre de l'Académie de médecine. Il exerce les fonctions de Chef du service de médecine nucléaire du groupe hospitalier Pitié-Salpêtrière et de professeur de biophysique à la Faculté de médecine Pierre-et-Marie-Curie. Mandaté en 1998, il a participé à la mission Curien sur la transparence du nucléaire. Il a été Président de la Société française de radioprotection (SFRP) de 2005 à 2007. Il est membre du Conseil supérieur de la sûreté et de l'information nucléaire (CSSIN) et du Haut Conseil de la Santé Publique. Administrateur d'EDF depuis juillet 1999.

Bruno Bézard. Né le 19 mai 1963 à Chauny (France), Bruno Bézard est ancien élève de l'École Polytechnique et de l'ENA ; Inspecteur général des finances, il est actuellement Directeur Général de l'Agence des Participations de l'État (APE) au ministère de l'Économie, de l'Industrie et de l'Emploi. Il a exercé notamment les fonctions de sous-directeur des assurances à la Direction du Trésor, de Directeur adjoint du cabinet de Christian Sautter au ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, de Vice-Président du Club de Paris puis de conseiller pour les affaires économiques et financières au cabinet de Lionel Jospin à Matignon. Bruno Bézard occupait le poste de Chef du service des participations et des financements à la Direction du Trésor depuis juillet 2002 au ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie avant sa nomination à l'APE. Bruno Bézard est membre du Conseil de surveillance d'Areva, administrateur d'Air France-KLM, de France Télécom, de La Poste et de Thalès. Administrateur d'EDF depuis août 2002.

Gérard Errera. Né le 30 octobre 1943 à Brive-la-Gaillarde (France), Gérard Errera est diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris et de l'ENA. Il a débuté sa carrière au ministère des Affaires étrangères en 1969. Il a occupé différents postes, notamment à Washington, Madrid, Bruxelles (OTAN), et dernièrement à Londres. Gérard Errera est également un spécialiste des questions multilatérales et nucléaires. Il a ainsi été de 1985 à 1990 Directeur des Relations internationales au Commissariat à l'Énergie Atomique et Gouverneur pour la France à l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique, puis Directeur des Affaires politiques et de sécurité au ministère des Affaires étrangères de 1998 à 2002. Il a été nommé secrétaire général du ministère des Affaires étrangères et européennes en octobre 2007 et élevé à la dignité d'Ambassadeur de France en 2008. Il est membre du Conseil de surveillance d'Areva et membre du Comité de l'Énergie Atomique. Administrateur d'EDF depuis décembre 2007, en remplacement de Philippe Faure.

Yannick d'Escatha. Né le 18 mars 1948 à Paris (France), Yannick d'Escatha est ancien élève de l'École Polytechnique et Ingénieur du corps des Mines. Enseignant à l'École Polytechnique, à l'École Nationale Supérieure des Mines de Paris et à l'École Nationale Supérieure des Techniques avancées. Chercheur spécialiste de la mécanique des sols, de la mécanique des structures et de la mécanique de la rupture, il a été nommé en 1978 chef du bureau de contrôle de la construction nucléaire en charge du contrôle technique de l'État sur le programme électro-nucléaire français. Il est détaché en 1982 auprès de la société Technicatome, filiale du Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA), spécialisée dans l'ingénierie nucléaire et notamment dans la propulsion nucléaire navale, dont il deviendra le Directeur Général adjoint en 1987. Il est nommé Directeur des Technologies avancées du CEA en 1990, puis administrateur général adjoint en 1992, et administrateur général en 1995. En 1999, il est nommé Président de CEA-Industrie. En 2000, il est nommé Directeur Général délégué d'EDF. En 2003, il est nommé

Président du Centre National d'Études Spatiales (CNES). Yannick d'Escatha est membre de l'Académie des Technologies, Président du Conseil d'administration de l'École Polytechnique et de l'Université de Technologie de Troyes, représentant permanent du CNES au Conseil d'administration d'Arianespace SA et d'Arianespace Participation et administrateur de la RATP. Administrateur d'EDF depuis novembre 2004.

Philippe Josse. Né le 23 septembre 1960 à Saintes (France), Philippe Josse est diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris et ancien élève de l'ENA. Il a commencé sa carrière au Sénat, en tant qu'administrateur, puis l'a poursuivie au ministère de l'Économie et des Finances, y exerçant notamment les fonctions de Directeur adjoint du cabinet du ministre délégué au Budget et à la Réforme budgétaire, de Directeur du cabinet du ministre délégué au Budget et à la réforme de l'État, et de Directeur adjoint du cabinet du ministre de l'Économie, des Finances et de l'Industrie. Philippe Josse a été nommé Directeur du budget au ministère du Budget, des Comptes publics et de la Fonction publique le 30 mars 2006. Il est administrateur d'Air France-KLM et de la SNCF. Administrateur d'EDF depuis avril 2006.

Administrateurs représentant les salariés :

Jacky Chorin. Né le 22 avril 1959 à Caudebec-en-Caux (France), Jacky Chorin est diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris et Docteur en droit. Il a commencé sa carrière à EDF comme juriste au Service central de la Direction de l'Équipement en 1983. Il est actuellement chargé de mission auprès du Directeur des Ressources humaines de la Direction Production-Ingénierie d'EDF. Administrateur d'EDF depuis septembre 2004, parrainé par la CGT-FO.

Marie-Catherine Daguette. Née le 15 novembre 1960 à Mont-de-Marsan (France), Marie-Catherine Daguette a rejoint EDF Gaz de France Distribution en Gironde en 1982, où elle a fait la première partie de sa carrière dans la filière administrative puis s'est orientée vers les relations avec la clientèle. Parallèlement, elle a exercé pendant deux ans un mandat au sein du Conseil Économique et Social Régional d'Aquitaine, ainsi que des responsabilités syndicales d'abord au sein de son unité, puis au niveau de la direction nationale de la Fédération CGT Mines Énergies. Administratrice d'EDF depuis juillet 1999, parrainée par la CGT.

Alexandre Grillat. Né le 8 décembre 1971 à Béthune (France), Alexandre Grillat est diplômé de l'École Supérieure d'Électricité et titulaire d'un diplôme d'études approfondies en génie électrique. Il a commencé sa carrière à EDF en 1996 qu'il a d'abord effectuée à EDF Gaz de France Distribution, dans des fonctions de management technique, clientèle et commercial, puis à la Direction de la Stratégie du groupe EDF. Il est aujourd'hui attaché au Directeur Commercial d'Électricité de Strasbourg. Administrateur d'EDF depuis septembre 2004, parrainé par la CFE-CGC.

Philippe Pesteil. Né le 1^{er} septembre 1957 à Saint-Merd-de-Lapleau (France), Philippe Pesteil est ingénieur diplômé de l'Institut national des sciences appliquées (INSA) de Lyon. Il a rejoint EDF en 1982 pour y exercer différentes fonctions dans le domaine de l'ingénierie. Il est actuellement membre de l'équipe d'auditeurs internes à la Division Technique générale d'EDF à Grenoble. Administrateur d'EDF depuis septembre 2004, parrainé par la CFDT.

Jean-Paul Rignac. Né le 13 mai 1962 à Rodez (France), Jean-Paul Rignac est titulaire d'un doctorat de l'Institut national polytechnique de Toulouse dans le domaine de l'énergie. Il est ingénieur-chercheur au Centre des Renardières d'EDF Recherche et Développement depuis mars 1991, et travaille actuellement sur l'efficacité énergétique dans le domaine des bâtiments industriels, après avoir occupé durant cinq années la fonction

Organes d'administration, de direction et de surveillance et direction générale



de secrétaire du Comité Mixte à la Production d'EDF Recherche et Développement. Administrateur d'EDF depuis novembre 2007, en remplacement de Laurence Hoeffling, parrainé par la CGT.

Maxime Villota. Né le 25 novembre 1959 à Jœuf (France), Maxime Villota est entré en 1981 à EDF. Il a débuté sa carrière à la Centrale de Dampierre-en-Burly avant de rejoindre le Centre Nucléaire de Production d'Électricité du Tricastin en 1987. Il a été élu au Conseil régional

Provence-Alpes-Côte-d'Azur, est maire adjoint de Bollène (Vaucluse) et exerce des responsabilités syndicales au sein de la Fédération CGT Mines Énergie. Administrateur d'EDF depuis décembre 2006, parrainé par la CGT.

L'Annexe C du présent Document de Référence présente les mandats (hors EDF ainsi que les principales fonctions exercées) dont les administrateurs sont actuellement titulaires ainsi que les mandats qu'ils ont exercés au cours des cinq dernières années.

14.2 Direction générale

14.2.1 Cumul des fonctions de Président du Conseil d'administration et de Directeur Général

La direction de la Société est assurée, sous sa responsabilité, par le Président du Conseil d'administration, qui assume la fonction de Directeur Général. Il est nommé par décret sur proposition du Conseil d'administration.

À l'issue de l'Assemblée Générale du 14 février 2006, le Conseil d'administration a proposé au Gouvernement de nommer Pierre Gadonneix en qualité de Président-Directeur Général. Cette nomination a été faite par décret en date du 15 février 2006.

14.2.2 Attributions du Président-Directeur Général

Le Président-Directeur Général organise et dirige les travaux du Conseil d'administration, dont il rend compte à l'Assemblée Générale. Il veille au bon fonctionnement des organes de la Société et s'assure en particulier que les administrateurs sont en mesure de remplir leur mission.

Sous réserve des dispositions légales particulières aux sociétés du secteur public et des pouvoirs que la Loi attribue expressément aux assemblées d'actionnaires, des pouvoirs qu'elle réserve de façon spéciale au Conseil d'administration, et dans la limite de l'objet social, le Président-Directeur Général est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir en toutes circonstances au nom de la Société.

Sur proposition du Président-Directeur Général, le Conseil d'administration peut nommer une ou plusieurs personnes physiques chargées d'assister le Président-Directeur Général, avec le titre de Directeur Général délégué. Le nombre maximum de Directeurs Généraux délégués est fixé à cinq. Le Conseil d'administration détermine la durée du mandat et les éventuelles limitations de pouvoirs.

Le Conseil d'administration d'EDF a nommé, le 30 novembre 2004, Messieurs Daniel Camus, Yann Laroche et Jean-Louis Mathias en qualité de Directeurs Généraux délégués. Ceux-ci ont été renommés dans leur fonction à l'issue de l'Assemblée Générale du 14 février 2006.

Le mandat des Directeurs Généraux délégués venant à échéance le 20 mai 2008, le Conseil d'administration d'EDF du 3 avril 2008, sur proposition du Président Directeur Général, a nommé Daniel Camus, Dominique Lagarde et Jean-Louis Mathias en qualité de Directeurs Généraux délégués, cette nomination prenant effet à l'issue de l'Assemblée Générale du 20 mai 2008.

14.2.3 TOP 4 et Comité Exécutif

L'organisation du Groupe répond à deux orientations majeures : améliorer le fonctionnement en groupe intégré et associer les opérationnels aux mécanismes de décision.

Le TOP 4, qui regroupe le Président-Directeur Général et les trois Directeurs Généraux délégués, est l'organe décisionnel de la tête de Groupe. Le Comité Exécutif (« Comex »), instance d'échange stratégique et de concertation sur tous les sujets transverses du Groupe, est composé des membres du TOP 4, des Directeurs Généraux adjoints opérationnels et fonctionnels, du Secrétaire Général et des Présidents des principales filiales, à savoir EDF Energy, EnBW et Edison. Sa composition traduit le souci de traiter de façon homogène l'ensemble des enjeux importants pour le Groupe.

À la date d'enregistrement du présent Document de Référence, la composition du Comex est la suivante :

Noms	Fonction	Date de nomination
Pierre Gadonneix	Président-Directeur Général	30 novembre 2004
Daniel Camus	Directeur Général délégué Finances	30 novembre 2004
Yann Laroche	Directeur Général délégué Ressources Humaines et Communication	30 novembre 2004
Jean-Louis Mathias	Directeur Général délégué Intégration et Opérations Dérégulées France	30 novembre 2004
Jean-Pierre Benqué	Directeur Général adjoint Commerce	30 novembre 2004
Bernard Dupraz	Directeur Général adjoint Production-Ingénierie	30 novembre 2004
Dominique Lagarde	Directeur Général adjoint Stratégie et Coordination	1 ^{er} avril 2006
Marianne Laigneau	Secrétaire Général et Directeur Juridique	1 ^{er} juin 2007
Bruno Lescœur	Directeur Général adjoint Relations Extérieures Internationales	1 ^{er} avril 2006
Umberto Quadrino	Administrateur délégué d'Edison	1 ^{er} avril 2006
Vincent de Rivaz	Directeur Général (Chief Executive Officer) d'EDF Energy	30 novembre 2004
H-P Villis	Président du Directoire d'EnBW	1 ^{er} octobre 2007
Gérard Wolf	Directeur Général adjoint Filiales et Développement International	1 ^{er} avril 2006

Renseignements personnels concernant les membres du Comex

Daniel Camus. Né le 14 avril 1952 à Ugny (France), Daniel Camus est Docteur ès sciences économiques, agrégé de sciences de la gestion et diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris. Il a rejoint EDF fin 2002 en tant que Directeur Financier, puis Directeur Général délégué Finances depuis décembre 2004, après 25 ans d'activité dans l'industrie chimique et pharmaceutique au sein du Groupe Hoechst-Aventis en Allemagne, aux États-Unis, au Canada et en France. Dans ses trois derniers postes, il a été successivement Directeur financier et membre du Directoire des groupes Roussel Uclaf SA, Hoechst Marion Roussel AG et Aventis Pharma AG, basé à Francfort (Allemagne) et Bridgewater (États-Unis). Il a conduit la transformation des finances de ces entreprises présentes à l'échelon mondial au cours de leurs fusions successives jusqu'à celle des groupes Hoechst et Rhône-Poulenc au sein d'Aventis en 1999. Daniel Camus est Président du Conseil d'administration d'EDF Energy et EDF International, administrateur d'Edison, Transalpina di Energia et Valeo et membre du Conseil de surveillance d'EnBW, Dalkia et Morphosys.

Yann Laroche. Né le 30 mars 1945 à Dijon (France), Yann Laroche est diplômé de l'École Nationale Supérieure de Mécanique et d'Aérotechnique de Poitiers. Il a intégré EDF GDF Services en 1968 où il a exercé différentes fonctions. Il a été responsable de division régionale à l'énergie électrique de Côte d'Ivoire de 1973 à 1976. Après quatre années à la Direction de l'Audit, il a rejoint en 1988 le secteur de la distribution, en qualité de Directeur de centre à Nancy. En 1992, il a été nommé responsable du service clientèle puis Directeur adjoint d'EDF GDF Services. Il assure la responsabilité, en 1994, du lancement de la « garantie des services ». De 1996 à 2000, il a participé à la création des premières Directions Commerciales d'EDF et notamment de la Direction Commerciale Particuliers et Entreprises. En mai 2001, il est appelé au Comité Exécutif d'EDF, en qualité de Directeur du Personnel et des Relations sociales puis de Directeur Général délégué en charge des Ressources humaines et de la Communication depuis décembre 2004. Yann Laroche est administrateur d'EDF Energy.

Jean-Louis Mathias. Né le 21 août 1947 à Clichy-la-Garenne (France), Jean-Louis Mathias est ancien élève de l'École Polytechnique, de l'École Nationale de la Statistique et de l'Administration Économique (ENSAE), du centre de perfectionnement aux affaires, et licencié en sociologie. Il a intégré EDF GDF Services en 1973 et exercé différentes fonctions, notamment celles de Chef d'agence à Aix-en-Provence et de Directeur de centre à Paris. En 1992, il a rejoint la direction du personnel et des relations sociales (direction commune à EDF et Gaz de France) dont il a été nommé Directeur en 1996. En 1998, il est devenu Directeur Commercial de Gaz de France avant d'être nommé Directeur du Négoce en 2000. Depuis juin 2002, il était Directeur Général adjoint du groupe Gaz de France. En septembre 2004, il a rejoint EDF en qualité de Conseiller du Président et membre du Comité Exécutif. Depuis décembre 2004, il est Directeur Général délégué d'EDF, responsable de l'intégration du groupe et des programmes d'amélioration de la performance, ainsi que de la conduite des activités dérégulées en France (notamment production, commercialisation et services). Jean-Louis Mathias est membre du Conseil de surveillance de Dalkia. Il est également Président du Conseil d'administration d'EDF Trading.

Jean-Pierre Benqué. Jean-Pierre Benqué est Ingénieur des Ponts et Chaussées et a été professeur en Mécaniques des fluides à l'École Nationale des Ponts et Chaussées de 1986 à 1996. Il intègre EDF en 1974 où il a occupé différents postes au sein du Laboratoire National d'Hydraulique. En 1986, il devient responsable du Service des Études et Réseaux puis du Service Technique Électricité en 1991. Deux ans plus tard, il se voit confier la direction des départements d'outre-mer puis devient Directeur commercial de la Direction Grands Clients où il négocie les offres d'énergies et de services avec les clients internationaux d'EDF. Nommé en février 2002 Directeur de la Branche Commerce d'EDF, il est depuis le 15 décembre 2004 Directeur Général adjoint « Commerce ».

Bernard Dupraz. Bernard Dupraz est diplômé de l'École Polytechnique, Ingénieur en chef des Mines. Après un début de carrière dans l'industrie pétrolière, puis au ministère de l'Industrie, il intègre EDF en 1986 et exerce différentes fonctions au sein de la Direction de la Production,

Organes d'administration, de direction et de surveillance et direction générale



notamment celles de Directeur du Centre Nucléaire de Production d'Électricité de Cattenom (Moselle), puis, de 1994 à 1998, de Directeur de l'Exploitation du parc des 58 centrales nucléaires. Nommé Directeur de l'Ingénierie et des Services en 1999, il conduit, en particulier, le développement du réacteur nucléaire EPR. Nommé en 2002 Directeur délégué de la Branche Production-Ingénierie, il est depuis le 15 décembre 2004 Directeur Général adjoint « Production-Ingénierie ».

Dominique Lagarde. Directeur Général adjoint, responsable de la stratégie et de la coordination. Diplômé de l'École Polytechnique et Ingénieur en chef des Ponts et Chaussées. Après un début de carrière à Total Oil Marine à Londres puis à l'Autorité de Sûreté Nucléaire, il a dirigé de 1997 à 2000 l'exploitation du réacteur Osiris au Commissariat à l'Énergie Atomique. Il intègre EDF en 2000 au sein de la Direction de la distribution EDF GDF Services, où il occupera diverses responsabilités opérationnelles. Nommé Directeur adjoint d'EDF GDF Services Nanterre en 2001, il devient Directeur d'EDF GDF Services Seine-et-Marne en 2002. Il est nommé fin 2003 Directeur adjoint de la Communication et des Affaires publiques du Groupe. Il était, depuis septembre 2004, Directeur de cabinet du Président.

Marianne Laigneau. Marianne Laigneau est ancienne élève de l'École Normale Supérieure de Sèvres, agrégée de lettres classiques, titulaire d'un DEA de littérature française, diplômée de l'Institut d'Études politiques de Paris. Elle a été nommée Secrétaire général du Groupe EDF à compter du 1^{er} juin 2007. À sa sortie de l'École Nationale d'Administration (promotion « Condorcet »), elle a été nommée auditeur au Conseil d'État puis promue maître des requêtes en 1995, et conseiller d'État en mai 2007. Détachée comme conseiller des Affaires étrangères à l'ambassade de France à Tunis de 1997 à 2000, elle réintègre le Conseil d'État en 2000 et rejoint le groupe Gaz de France, en février 2003, comme chef du service des affaires institutionnelles, puis directeur adjoint de l'information et des Affaires publiques en janvier 2004. Elle était depuis janvier 2005 directeur des affaires générales d'EDF. Elle est Président du Conseil de Surveillance de RTE depuis février 2008.

Bruno Lescœur. Bruno Lescœur est ancien élève de l'École Polytechnique, diplômé de l'École Nationale de la Statistique et de l'Administration Économique (ENSAE) et de l'Institut d'Études politiques de Paris. En 1978, il entre comme économiste à EDF où il a été responsable des questions tarifaires de 1982 à 1987. Après plusieurs postes à EDF et GDF en France comme à l'international, il rejoint la Direction Financière d'EDF en 1993. Jusqu'en 1998, il est responsable de la trésorerie, du financement et des fusions/acquisitions, gérant un désendettement très rapide de l'entreprise en même temps que l'essor de son développement international. Fin 1998, il devient Président et Directeur Général de London Electricity (aujourd'hui EDF Energy) dont il assure le développement. De début 2002 à fin 2004, il est Directeur de la Production et de l'Ingénierie au moment où EDF adapte son parc thermique et engage le nouveau réacteur nucléaire EPR. Le 20 décembre 2004, il est nommé Directeur Général adjoint d'EDF, chargé, au sein du Comité Exécutif, des Participations Internationales et du Gaz, et depuis avril 2006 il est responsable des Relations extérieures internationales. Il est Chevalier de l'Ordre National du Mérite.

Umberto Quadrino. Umberto Quadrino est administrateur délégué d'Edison, diplômé de la faculté de sciences économiques. Après un début de carrière à l'Union des industriels de Turin, il rejoint le Groupe FIAT en 1970 où il exerce différentes responsabilités en qualité de Directeur administration et Contrôle puis de Président de filiales. En 1996, il est nommé administrateur délégué de New Holland puis réintègre, en 2000, le Groupe FIAT où il dirige différents secteurs et devient, en 2001, Président d'Edison. Depuis 2005, il est administrateur délégué du Groupe Edison.

Vincent de Rivaz. Vincent de Rivaz est diplômé de l'École Nationale Supérieure d'Hydraulique de Grenoble. En 1977, il intègre le Centre d'Ingénierie Extérieure à la Direction des Affaires internationales d'EDF. De 1985 à 1992, il conduit le développement d'EDF en Chine au sein de la Direction Internationale, dont il devient le Directeur de la Direction Extrême-Orient en 1989. De 1992 à 1994, il est Directeur du Centre National d'Équipement Hydraulique à la Direction de l'Équipement. Nommé en 1995 Directeur adjoint de la Direction Internationale, il en devient le Directeur des Projets en 1996. En 1999, il rejoint la Direction Financière en qualité de Directeur délégué, puis en 2000 en devient le Directeur des Stratégies et Opérations financières. Début 2002, il est nommé Directeur Général de London Electricity Group. Il conduit les opérations de fusions des sociétés acquises au cours du 1^{er} semestre 2002 (les réseaux d'Eastern et Seaboard) et crée mi-2003 EDF Energy, dont il est le Directeur Général depuis lors. Il est nommé au Comité Exécutif d'EDF en décembre 2004.

Hans-Peter Villis. Hans-Peter Villis est Président du Directoire d'EnBW depuis le 1^{er} octobre 2007. Diplômé en économie, il a dirigé l'entreprise Städtische Werke Magdeburg GmbH de 1993 à 1999. De début 2000 à fin 2002, il est membre du Directoire de la société Gelsenwasser AG à Gelsenkirchen. De 2003 à 2006, il exerce plusieurs fonctions chez E.ON Westfalen Weser AG, Paderborn : Directeur de la centrale électrique Elektrizitätswerk Wesertal GmbH, Hameln, puis Président du Directoire dès septembre 2003. En juin 2006, il devient Directeur Financier et Vice-Président du Directoire d'E.ON Nordic AB, en Suède.

Gérard Wolf. Gérard Wolf est Directeur Général adjoint, responsable des filiales et du développement international, Ingénieur agronome, diplômé de l'INA et de l'Institut d'Études politiques de Paris. Il commence sa carrière dans le corps préfectoral puis est nommé en 1988 Directeur de cabinet du Secrétaire d'État à la Défense. De 1996 à 1998, il est sous-directeur chargé des services de secours et des sapeurs-pompiers au ministère de l'Intérieur. Il intègre EDF en 1998, en qualité de Directeur de cabinet du Président avant d'être nommé, en 2001, Directeur de la Coordination du Groupe puis, en 2003, Directeur des Métiers du groupe. Il était depuis novembre 2004, Directeur en charge du Développement du groupe et des Grands Projets.

L'Annexe C du présent Document de Référence présente les mandats (hors EDF et les fonctions principales qu'ils exercent) dont les Directeurs Généraux délégués sont actuellement titulaires ainsi que les mandats qu'ils ont occupés au cours des cinq dernières années.

Le 8 avril 2008, EDF a annoncé la nouvelle composition de son Comex, qui prendra effet le 20 mai 2008. À compter de cette date, le nouveau Comex sera composé des membres suivants :

Noms	Fonction
Pierre Gadonneix	Président-Directeur Général
Daniel Camus	Directeur Général délégué Finances, activités internationales
Jean-Louis Mathias	Directeur Général délégué Intégration et Opérations Dérégulées France
Jean-Pierre Benqué	Directeur Général adjoint Activités nord-américaines, Commerce
Bernard Dupraz	Directeur Général adjoint Production Ingénierie
Philippe Huet	Directeur Général Adjoint Stratégie et Coordination, Développement Durable et R&D
Dominique Lagarde	Directeur Général délégué Ressources humaines et Communication
Marianne Laigneau	Secrétaire Général et Directeur Juridique
Anne Le Lorier	Directeur Général adjoint corporate finance et trésorerie
Bruno Lescoeur	Directeur Général adjoint, Activités Gazières
Umberto Quadrino	Administrateur délégué d'Edison
Vincent de Rivaz	Directeur Général (Chief Executive Officer) d'EDF Energy
H-P Willis	Président du Directoire d'EnBW
Gérard Wolf	Directeur Général adjoint Filiales et Développement International et synergies Groupe

14.2.4 Conseils de l'environnement, scientifique et médical

EDF s'est également doté d'un Conseil de l'environnement, d'un Conseil scientifique et d'un Conseil médical, ouverts à des personnalités de la

société civile qui apportent leur expérience et leur expertise, pour aider à intégrer ces dimensions dans les grandes orientations stratégiques d'EDF.

14.3 Absence de liens familiaux, de condamnation et de conflits d'intérêts des membres des organes d'administration, de direction et de direction générale

14.3.1 Absence de liens familiaux entre les membres des organes d'administration, de direction et de direction générale

À la connaissance d'EDF, il n'existe aucun lien de nature familial entre (i) les mandataires sociaux d'EDF (membres du Conseil d'administration ou Directeurs Généraux délégués) ou (ii) les Directeurs Généraux adjoints d'EDF.

14.3.2 Absence de condamnation pour fraude des membres du Conseil d'administration

À la connaissance d'EDF, aucun (i) des mandataires sociaux d'EDF (membres du Conseil d'administration ou Directeurs Généraux délégués) ou (ii) des Directeurs Généraux adjoints d'EDF n'a fait l'objet :

- d'une condamnation pour fraude prononcée au cours des cinq dernières années au moins ;
- d'une faillite, mise sous séquestre ou liquidation au cours des cinq dernières années au moins ;
- d'une incrimination et/ou sanction publique officielle prononcée par des autorités statutaires ou réglementaires au cours des cinq dernières années au moins.

Par ailleurs, à la connaissance d'EDF, aucun (i) des mandataires sociaux d'EDF (membres du Conseil d'administration ou Directeurs Généraux délégués) ou (ii) des Directeurs Généraux adjoints d'EDF n'a été empêché par un tribunal d'agir en qualité de membre d'un organe d'administration, de direction ou de surveillance d'un émetteur ou d'intervenir dans la gestion ou la conduite des affaires d'un émetteur au cours des cinq dernières années au moins.

14.3.3 Conflits d'intérêts au niveau des organes d'administration, de direction et de la direction générale

À la connaissance de la Société et à la date du présent Document de Référence, il n'existe aucun conflit d'intérêt potentiel à l'égard d'EDF entre les devoirs des mandataires sociaux (membres du Conseil d'administration, Directeur Général ou Directeurs Généraux délégués) et Directeurs Généraux adjoints, et leurs intérêts privés ou d'autres devoirs.

Si l'application stricte des critères mentionnés dans le rapport Medef/AFEP pourrait conduire à considérer certains d'entre eux comme non indépendants, la Société estime que chacun de ces administrateurs dispose à la fois des compétences et d'une expérience professionnelle utiles à la Société et d'une entière liberté et indépendance de jugement.

À la connaissance de la Société, il n'existe aucun arrangement ou accord conclu avec des actionnaires, clients, fournisseurs ou autres en vertu duquel un membre du Conseil d'administration a été nommé en cette qualité ou en tant que Directeur Général.

À la connaissance de la Société, il n'existe aucune restriction acceptée par un membre du Conseil d'administration concernant la cession dans un certain laps de temps, de sa participation dans le capital de la Société, à l'exception des restrictions résultant de la charte de déontologie boursière figurant à la section 16.7 (« Charte de déontologie boursière »).

En outre, les mandataires sociaux qui détiendraient des actions à travers les fonds communs de placement du Plan d'Épargne Entreprise du Groupe EDF investis en actions de la Société, ou qui auraient acheté des actions à l'État dans le cadre des lois de privatisations, sont soumis aux règles de blocage ou d'incessibilité résultant des dispositions applicables à ces opérations.

15

Rémunérations et avantages



15.1 Rémunération des mandataires sociaux	P.192
15.2 Sommes provisionnées pour pensions, retraites ou autres avantages	P.193
15.3 Participation des mandataires sociaux dans le capital	P.193
15.4 Options de souscription et/ou d'achat d'actions	P.194
15.5 Conventions réglementées	P.194

15.1 Rémunération des mandataires sociaux

Le montant brut global, hors charges patronales, des rémunérations et avantages de toute nature et des jetons de présence versés, au titre de l'exercice 2007, par EDF et les sociétés qu'elle contrôle, aux mandataires sociaux (membres du Conseil d'administration, Directeurs Généraux délégués) et aux Directeurs Généraux adjoints s'élève à 6 130 421 euros.

Le tableau ci-après fait apparaître les rémunérations et avantages de toute nature versés à chacun des mandataires sociaux du Groupe au cours de l'année 2007 et 2006 par EDF et les sociétés qu'elle contrôle. La part variable ci-dessous s'ajoute au salaire brut versé (part fixe).

Pierre Gadonneix :

Salaire brut 2007	725 000 euros
Part variable en 2007	325 000 euros
Avantage en nature en 2007	5 731 euros
Salaire brut 2006	630 204 euros
Part variable en 2006	171 200 euros
Avantage en nature en 2006	5 751 euros

Daniel Camus :

Salaire brut 2007	584 350 euros
Part variable en 2007(*)	445 167 euros
Salaire brut versé en 2006	517 000 euros
Part variable en 2006	455 418 euros

(*) Dont 180 000 euros versés en 2007 au titre du solde d'un bonus différé.

Le contrat de Daniel Camus, à effet du 14 novembre 2002, comporte des clauses prévoyant un complément de rémunération variable calculé annuellement sur la base des résultats du Groupe, et dont le paiement intervient à la fin de chaque période de 3 ans, ainsi qu'une indemnité contractuelle de séparation de 24 mois, après un préavis de 6 mois. Le Conseil d'administration d'EDF, lors de sa réunion du 3 avril 2008, a décidé de proposer à l'Assemblée Générale du 20 mai 2008 une résolution aux fins de mettre en conformité ce contrat avec les dispositions de l'article L. 225-42-1 du Code de commerce, dans sa rédaction issue de la Loi n° 2007-1223 du 21 août 2007.

La Loi dite « TEPA » du 21 août 2007 renforce le dispositif de transparence et de gouvernance concernant les rémunérations différées des mandataires sociaux, et impose notamment aux organes sociaux d'assortir les indemnités de départ des dirigeants de conditions de performance. Ce nouveau dispositif s'applique également aux engagements pris avant la publication de la Loi,

qui devront être « mis en conformité » au plus tard dans les 18 mois de la Loi.

Sur avis favorable du Comité des Nominations et des Rémunérations, le Conseil d'administration a décidé, dans sa séance du 3 avril 2008, conformément aux alinéas 1 et 2 de l'article L. 225-42-1 du Code du commerce, de subordonner désormais le versement de l'indemnité de licenciement de deux ans de salaire, prévue au bénéfice de Monsieur Daniel CAMUS, Directeur Général Délégué Finances, dans son contrat de travail conclu avec EDF, à des critères de performance et au processus légal de contrôle par les organes sociaux.

Le Conseil d'administration a fixé les critères de performance comme suit :

- maintien d'une notation EDF au moins en single A ; et
- atteinte de plus de 80 % des objectifs individuels sur au moins deux des trois dernières années.

L'indemnité de départ serait réglée à 100 % si les deux critères sont remplis, à 50 % si un seul des critères est rempli et à 0 % si aucun critère n'est rempli.

Conformément à la Loi, cet engagement décidé par le Conseil d'administration doit être soumis à l'approbation de l'Assemblée générale ordinaire.

Yann Laroche :

Salaire brut 2007	428 431 euros
Part variable 2007	188 477 euros
Avantage en nature et autres primes statutaires en 2007	45 975 euros
Salaire brut versé en 2006	349 067 euros
Part variable en 2006	160 736 euros
Avantage en nature et autres primes statutaires en 2006	59 140 euros

Jean-Louis Mathias :

Salaire brut 2007	508 431 euros
Part variable en 2007	202 526 euros
Avantage en nature en 2007 et autres primes statutaires	44 760 euros
Salaire brut versé en 2006	349 067 euros
Part variable en 2006	165 036 euros
Avantage en nature et autres primes statutaires en 2006	41 679 euros

La part variable de la rémunération des mandataires sociaux figurant ci-dessus correspond à l'exercice précédent l'année de leur versement. Cette part variable est fixée pour les trois quarts sur des critères de performance collectifs basés sur les réalisations du résultat net part du Groupe, du *free cash flow* et de l'EBITDA, et pour l'autre quart sur un critère de performance individuelle fondé sur la réalisation des objectifs individuels.

En dehors de ce qui est indiqué ci-dessus, Pierre Gadonneix, Jean-Louis Mathias, Daniel Camus et Yann Laroche n'ont reçu aucune prime d'arrivée et ne bénéficient pas de primes de départ.

Les jetons de présence versés au cours de l'année 2007, à chacun des administrateurs de la société ont été les suivants :

Frank E. Dangeard	30 250 euros
Daniel Foundoulis	23 500 euros
Claude Moreau	23 500 euros
Henri Proglio	28 000 euros
Louis Schweitzer	20 000 euros

En application de la Loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, les administrateurs représentant l'État et les administrateurs représentant les salariés ne perçoivent pas de jetons de présence.

15.2 Sommes provisionnées pour pensions, retraites ou autres avantages

Les mandataires sociaux ainsi que les Directeurs Généraux adjoints ne bénéficient d'aucun régime spécifique de retraite.

15.3 Participation des mandataires sociaux dans le capital

En application de l'article 11 de La Loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 précitée, les dispositions du Code de commerce relatives au nombre d'actions dont chaque administrateur doit être propriétaire ne sont pas applicables aux membres du Conseil d'administration d'EDF nommés par décret.

En application de l'article 21 de La Loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 précitée, les dispositions du Code de commerce relatives au nombre d'actions dont chaque administrateur doit être propriétaire ne sont pas applicables aux représentants des salariés membres du Conseil d'administration d'EDF.

À l'issue du processus d'introduction en bourse de la Société, certains administrateurs et Directeurs Généraux délégués d'EDF sont devenus actionnaires de la Société. À la date du présent Document de Référence, le nombre d'actions d'EDF détenues par chacun des mandataires sociaux ainsi que le mode de détention de ces titres (détention directe ou par l'intermédiaire d'un FCPE) étaient les suivants :

Rémunérations et avantages



Actions de la Société détenues par les mandataires sociaux en fonction à la date du 31 décembre 2007

Nom	Nombre de titres
Pierre Gadonneix (actions détenues en propre)	1 277
Daniel Camus (140 actions détenues en propre et 786 actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE)	926
Marie-Catherine Daguerre (actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE)	247
Frank E. Dangeard (actions détenues en propre)	50
Daniel Foundoulis (actions détenues en propre)	250
Alexandre Grillat (actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE)	564
Yann Laroche (actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE)	1 785
Jean-Louis Mathias (actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE ; l'épouse de Jean-Louis Mathias détient 628 actions également par l'intermédiaire d'un FCPE)	847
Claude Moreau (actions détenues en propre)	200
Philippe Pesteil (actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE)	233
Henri Proglio (actions détenues en propre)	51
Louis Schweitzer (actions détenues en propre)	100

15.4 Options de souscription et/ou d'achat d'actions

Néant.

15.5 Conventions réglementées

15.5.1 Informations relatives aux conventions réglementées

Jusqu'au 20 novembre 2004, EDF était un EPIC et les dispositions du Code de commerce relatives aux conventions réglementées ne lui étaient pas applicables.

Depuis la transformation d'EDF en société anonyme, intervenue le 20 novembre 2004, les dispositions de l'article L. 225-38 du Code de commerce relatives aux conventions réglementées sont applicables à EDF.

15.5.2 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2007

RAPPORT SPÉCIAL DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES CONVENTIONS ET ENGAGEMENTS RÉGLEMENTÉS

Exercice clos le 31 décembre 2007

Aux actionnaires,

En notre qualité de Commissaires aux comptes de votre société, nous vous présentons notre rapport sur les conventions et engagements réglementés.

CONVENTIONS ET ENGAGEMENTS AUTORISÉS AU COURS DE L'EXERCICE

En application de l'article L. 225-40 du Code de commerce, nous avons été avisés des conventions et engagements qui ont fait l'objet de l'autorisation préalable de votre Conseil d'administration.

Il ne nous appartient pas de rechercher l'existence éventuelle d'autres conventions ou engagements mais de vous communiquer, sur la base des informations qui nous ont été données, les caractéristiques et les modalités essentielles de ceux dont nous avons été avisés, sans avoir à nous prononcer sur leur utilité et leur bien-fondé. Il vous appartient, selon les termes de l'article R.225-31 du Code de commerce, d'apprécier l'intérêt qui s'attachait à la conclusion de ces conventions et engagements en vue de leur approbation.

Nous avons effectué nos travaux selon les normes professionnelles applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences destinées à vérifier la concordance des informations qui nous ont été données avec les documents de base dont elles sont issues.

• CONVENTIONS CONCLUES AVEC LE GROUPE AREVA

Trois conventions, portant sur l'exécution des prestations suivantes, ont été conclues avec le Groupe Areva au cours de l'exercice 2007 :

- la construction de la chaudière nucléaire de la centrale EPR Flamanville 3 ;
- la maintenance et l'entretien des chaudières à réaliser dans le cadre de la 3^{ème} visite décennale des centrales nucléaires de palier 900 MW en France ;
- la réservation de pièces forgées pour la réalisation de réacteurs EPR à l'international.

Les montants engagés au titre de ces conventions s'élèvent respectivement à 764 millions d'euros (dont 222 millions d'euros versés en 2007), 116 millions d'euros (dont 27 millions d'euros versés en 2007) et 212 millions d'euros, y compris 106 millions d'euros optionnels (dont 18 millions d'euros versés en 2007).

Ces conventions ont fait l'objet d'une approbation préalable par votre Conseil d'administration au cours de ses séances des 23 janvier, 14 juin et 30 août 2007.

Administrateurs concernés : Messieurs Bruno Bézard et Philippe Faure, membres du Conseil de Surveillance d'Areva.

CONVENTIONS ET ENGAGEMENTS APPROUVÉS AU COURS D'EXERCICES ANTÉRIEURS DONT L'EXÉCUTION S'EST POURSUIVIE DURANT L'EXERCICE

Par ailleurs, en application du Code de commerce, nous avons été informés que l'exécution des conventions et engagements suivants, approuvés au cours d'exercices antérieurs, s'est poursuivie au cours du dernier exercice.

• CONTRAT DE SERVICE PUBLIC

L'État et la société Électricité de France SA ont signé en date du 24 octobre 2005 un contrat de service public qui a pour objet de constituer dans la durée la référence des engagements d'Électricité de France S.A., afin d'assurer la pérennité des missions de service public que le législateur lui a confiées. Ce contrat décline la nature et le niveau d'engagements sur la période 2005-2006-2007, ainsi que les modalités de compensation financière, notamment les principes de fixation et d'évolution des tarifs de vente de l'électricité.

• VENTE D' ACTIONS EDF RÉSERVÉE AUX PERSONNELS ET ANCIENS PERSONNELS DES SOCIÉTÉS DU GROUPE EDF

Dans le cadre de l'ouverture du capital de la société intervenue en fin d'année 2005 et de l'offre de vente d'actions EDF par l'État français réservée aux personnels et anciens personnels des sociétés du groupe EDF, un protocole d'accord a été conclu entre EDF, l'État français et la banque BNP Paribas Securities décrivant les modalités de paiement, d'attribution d'actions gratuites et de recouvrement dans les cas d'impayés.

34 653 721 actions ont été livrées aux salariés le 30 janvier 2006 au titre de ce protocole, qui correspondent à des versements à recevoir par l'État Français étalés jusqu'en 2008.

Les montants versés en 2007 se sont élevés à 86 millions d'euros.

Paris La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 19 février 2008

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit
Département de KPMG S.A.

Deloitte & Associés

Jean-Luc Decornoy

Michel Piette

Amadou Raimi

Tristan Guerlain

16

Fonctionnement des organes d'administration et de direction



16.1 <u>Attributions du Conseil d'administration</u>	P.196
16.2 <u>Réunions du Conseil d'administration</u>	P.196
16.3 <u>Règlement intérieur du Conseil d'administration</u>	P.197
16.4 <u>Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration</u>	P.197
16.5 <u>Comités du Conseil d'administration</u>	P.197
16.6 <u>Démarche éthique</u>	P.198
16.7 <u>Charte de déontologie boursière</u>	P.199
16.8 <u>Contrôle interne</u>	P.199
16.9 <u>Conformité au régime de gouvernement d'entreprise en vigueur en France</u>	P.199

16.1 Attributions du Conseil d'administration

En application de l'article L. 225-35 du Code de commerce, le Conseil d'administration détermine les orientations de l'activité de la Société et veille à leur mise en œuvre. Sous réserve des pouvoirs expressément attribués par la Loi aux assemblées d'actionnaires et dans la limite de l'objet social, il peut se saisir de toute question intéressant la bonne marche de la Société et règle par ses délibérations les affaires qui la concernent.

Par ailleurs, conformément à l'article 7 de la Loi du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, le Conseil d'administration délibère en particulier sur les principales orientations stratégiques, économiques, financières ou technologiques de la Société et du Groupe, avant l'intervention des décisions qui y sont relatives.

En application du règlement intérieur, le Conseil d'administration dispose en outre de compétences spécifiques en matière :

- d'opérations financières ;
- d'opérations de croissance externe et interne ou de cession leurs avenants ;
- de conclusion des marchés supérieurs à 100 millions d'euros, y compris leurs avenants ;
- d'opérations dans le domaine immobilier ;
- d'opérations du cycle du combustible nucléaire ;
- d'opérations de transfert d'obligations ; et
- d'achats ou ventes à long terme d'énergie, crédits d'émissions et quotas CO₂.

16.2 Réunions du Conseil d'administration

Le Conseil d'administration se réunit aussi souvent que l'intérêt de la Société l'exige, sur la convocation de son Président, conformément aux dispositions législatives et réglementaires.

Le règlement intérieur prévoit que sont réputés présents pour le calcul du quorum et de la majorité les administrateurs qui participent à la réunion

par un procédé de télécommunication permettant leur identification et garantissant leur participation effective, dans les conditions légales.

Pour l'année 2007, le taux de participation des administrateurs aux séances du Conseil d'administration est de 81,8 % pour 11 séances.

16.3 Règlements intérieurs du Conseil d'administration

Le fonctionnement du Conseil d'administration est organisé par un règlement intérieur, qui a été modifié par le Conseil d'administration en date du 23 janvier 2007.

Lors de chaque séance du Conseil d'administration, le Président-Directeur Général porte à la connaissance de ses membres les principaux faits et événements significatifs de la vie de la Société et intervenus depuis la date

du précédent Conseil d'administration. En vue de compléter leur information, les administrateurs peuvent rencontrer les principaux dirigeants de la Société et du Groupe sur les sujets figurant à l'ordre du jour du Conseil. Ils font part de leur demande au secrétaire du Conseil.

Le règlement intérieur décrit en outre l'organisation, le mode de fonctionnement et les attributions des comités du Conseil.

16.4 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration

Conformément aux règles de bonne gouvernance d'entreprise (issues notamment des rapports Viénot et Bouton ou encore du rapport AFEP-MEDEF d'octobre 2003) qui recommandent de réaliser un travail d'évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration, le règlement intérieur du Conseil indique que le Comité d'éthique « réalise chaque année un bilan du fonctionnement du Conseil d'administration (...) et propose des sujets de réflexion ».

S'inscrivant dans le cadre des recommandations du rapport Bouton, EDF a en outre décidé de confier tous les trois ans à un cabinet extérieur

la réalisation de cette évaluation. À l'issue d'un processus de consultation, le Comité d'éthique du 17 octobre 2007 a donc retenu un cabinet extérieur pour évaluer le fonctionnement du Conseil au cours de l'année 2007. Les administrateurs seront notamment interrogés sur l'organisation et le fonctionnement du Conseil, ses domaines de compétences et ses méthodes de travail, l'organisation et le fonctionnement des comités.

Les résultats seront examinés par le Comité d'éthique et présentés au Conseil d'administration à la fin du premier trimestre 2008.

16.5 Comités du Conseil d'administration

Pour l'exercice de ses missions, le Conseil s'est doté de Comités chargés d'examiner et de préparer en amont certains dossiers avant leur présentation en séance plénière. Ces instances étaient à fin 2007 : le Comité d'audit, le Comité de suivi des engagements nucléaires, le Comité de la stratégie, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations. Le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État est invité aux réunions des comités.

Les Présidents de ces Comités sont :

- Comité d'audit : M. Frank E. Dangeard ;
- Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN) : M. Bruno Bézard ;
- Comité de la stratégie : M. Henri Proglio ;
- Comité d'éthique : M. André Aurengo ;
- Comité des nominations et des rémunérations : M. Louis Schweitzer ;

16.5.1 Comité d'audit

Le Comité d'audit, composé de cinq membres, est présidé par M. Dangeard, administrateur nommé par l'Assemblée Générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe EDF. Les autres membres sont Messieurs Bézard et d'Escatha, administrateurs représentant l'État, Messieurs Chorin et Villota, administrateurs élus par les salariés. Le Comité étudie et donne, avant passage au Conseil, son avis sur la situation financière de la Société, le plan à moyen terme et le budget, les projets de comptes préparés par la Direction Financière (comptes sociaux d'EDF et comptes consolidés du Groupe), la politique de contrôle des risques et le programme d'audit. Le Comité entend les Commissaires aux comptes, la Direction Générale et la Direction Financière, le Directeur des Risques et le Directeur de l'Audit. La

politique de contrôle des risques est régulièrement examinée par ce Comité qui passe en revue chaque semestre la cartographie consolidée des risques du Groupe, les méthodes de contrôle des risques, le programme d'audit, et les principaux constats et actions correctrices mises en œuvre à la suite des audits du semestre précédent.

Au cours de l'année 2007, le Comité d'audit a examiné les aspects financiers et juridiques de la filialisation de l'activité de gestionnaire de réseau de distribution d'électricité ainsi que différents sujets tels que les assurances ou la centralisation du financement long terme du Groupe EDF.

Le taux moyen de participation au Comité d'audit s'établit à 96 % sur l'année 2007, pour 5 réunions.

16.5.2 Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN)

Le Comité de suivi des engagements nucléaires est composé de six membres, dont les cinq membres du Comité d'audit et un administrateur dont l'expertise est reconnue dans le domaine nucléaire. Il est présidé par M. Bruno Bézard, administrateur représentant l'État ; ses autres membres sont Messieurs Dangeard, administrateur nommé par l'Assemblée Générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe EDF, MM. Abadie et d'Escatha, administrateurs représentant l'État, MM. Chorin et Villota, administrateurs élus par les salariés.

Le Comité a pour mission de suivre l'évolution des provisions nucléaires, de donner son avis sur les questions de gouvernance des actifs dédiés, sur les règles d'adossement actif-passif et sur l'allocation stratégique,

Fonctionnement des organes d'administration et de direction



et de vérifier la conformité de la gestion des actifs dédiés constitués par EDF aux règles retenues. Le taux moyen de participation au Comité de suivi des engagements nucléaires s'établit à 88,9 % sur l'année 2007, pour 3 réunions.

16.5.3 Comité de la stratégie

Le Comité de la stratégie, composé de sept membres, est présidé par M. Proglio, administrateur nommé par l'Assemblée Générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe EDF. Les autres membres sont MM. Abadie, Bézard et Errera, administrateurs représentant l'État, Mme Daguerre, M. Grillat et Pesteil, administrateurs élus par les salariés. Le Comité donne son avis au Conseil d'administration sur les grandes orientations stratégiques de la Société. Il a notamment examiné en 2007 les stratégies amont et aval du cycle du combustible nucléaire, l'évolution de l'équilibre offre-demande en France sur la période 2007-2020, le développement du nucléaire à l'international, ainsi que l'actualisation du référentiel stratégique du Groupe.

Le Comité de la stratégie s'est réuni 4 fois en 2007, avec un taux moyen de participation de 64,3 %.

16.5.4 Comité d'éthique

Le Comité d'éthique, composé de six membres, est présidé par M. Aurengo, administrateur représentant l'État et personnalité externe au Groupe EDF. Les autres membres sont MM. Foundoulis et Moreau, administrateurs nommés par l'Assemblée Générale des actionnaires et personnalités externes au Groupe EDF, M. Chorin, Pesteil et Rignac, administrateurs élus par les salariés. Le Comité veille à la prise en compte de la réflexion éthique dans les travaux du Conseil d'administration et dans la gestion de la Société. Il examine :

- le rapport annuel hors états financiers (rapport d'activité et rapport sur le développement durable) ;
- le rapport d'activité du délégué à l'éthique et à la déontologie ;
- les rapports du médiateur et de l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection.

De plus, le Comité d'éthique réalise chaque année un bilan du fonctionnement du Conseil d'administration et de l'application de son règlement intérieur, et propose des sujets de réflexion.

Ce Comité a notamment travaillé à la mise à jour du règlement intérieur approuvé par le Conseil d'administration le 23 janvier 2007, a poursuivi ses travaux de réflexion sur la politique de partenariat avec les prestataires du nucléaire et d'étude sur la gestion des déchets nucléaires. Il a également examiné la mise en œuvre du code de bonne conduite du distributeur, la politique de communication ainsi que le nouveau référentiel éthique d'EDF.

Le taux moyen de participation au Comité d'éthique en 2007 a été de 93,3 % pour 5 réunions.

16.5.5 Comité des nominations et des rémunérations

Le Comité des nominations et des rémunérations, composé de trois membres, est présidé par M. Schweitzer, administrateur nommé par l'Assemblée Générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe EDF. Les deux autres membres sont M. Dangeard, administrateur nommé par l'Assemblée Générale des actionnaires et également personnalité externe au Groupe EDF, et Monsieur Bézard, administrateur représentant l'État. Le Comité transmet au Conseil d'administration des propositions en vue de la nomination d'administrateurs par l'Assemblée Générale, adresse au ministre de tutelle un avis sur la rémunération du Président-Directeur Général, examine la rémunération des Directeurs Généraux délégués (DGD).

Il transmet au Conseil d'administration son avis sur les modalités de fixation de la rémunération des principaux dirigeants (part fixe et part variable, mode de calcul et indexation), ainsi que sur le montant et les modalités de répartition des jetons de présence. Il s'assure de l'existence de tables de succession pour les postes du Comité Exécutif.

Le taux de participation au Comité des nominations et des rémunérations en 2007 a été de 100 %, pour 3 réunions.

16.6 Démarche éthique

La démarche éthique d'EDF, présentée pour la première fois au Conseil d'administration du 26 mars 2003 et coordonnée par le Délégué à l'éthique et à la déontologie, consiste en la diffusion et l'appropriation d'une charte éthique centrée sur cinq valeurs : respect de la personne, respect de l'environnement, performance, solidarité et intégrité.

La charte développe les engagements éthiques du Groupe à l'égard des parties prenantes (principes d'action collective) ainsi qu'un code de conduite individuelle (Mémento éthique). Ces valeurs sous-entendent les engagements sociaux, « sociétaux » et environnementaux de l'entreprise, particulièrement le Pacte mondial de l'ONU, l'Agenda 21 et l'Accord de responsabilité sociale du Groupe EDF signé le 24 janvier 2005. La démarche est déclinée par le management dans l'ensemble des composantes du Groupe.

La charte éthique est accessible sur les sites Internet d'EDF.

Un dispositif d'alerte éthique a été mis en place en janvier 2004 qui permet d'interpeller le délégué éthique sur toute question, alerte ou plainte à caractère éthique. Ce dispositif présente l'originalité d'être ouvert non seulement aux salariés de l'entreprise mais aussi aux partenaires extérieurs et aux clients.

16.7 Charte de déontologie boursière

Faisant suite à l'introduction en bourse de la Société en novembre 2005, EDF a adopté en mars 2006 une charte de déontologie visant à faire respecter les principes et règles en vigueur ainsi que les recommandations émises par les autorités boursières dans le domaine de la gestion des risques liés à la détention, à la divulgation ou à l'exploitation éventuelle d'informations privilégiées.

À cette fin, le Groupe EDF a notamment décidé de fixer des périodes d'abstention (*black out*) pendant lesquelles les personnes initiées, au sens de l'article L. 465-1 du Code monétaire et financier, ne sont pas autorisées à acheter ou à vendre, ou à réaliser des opérations sur les titres EDF.

Les périodes de *black out* sont des périodes de courte durée, prévisibles, pendant lesquelles des informations significatives et non publiques concernant le Groupe EDF circulent au sein de celui-ci. Ces périodes s'étendent :

- entre le 1^{er} jour de chaque trimestre et le jour inclus de la publication du communiqué concernant, selon les cas, les comptes annuels, les comptes semestriels ou le chiffre d'affaires trimestriel d'EDF ; et/ou
- entre la date avérée de connaissance par le titulaire d'une information privilégiée et la date à laquelle cette même information est portée à la connaissance du public.

16.8 Contrôle interne

16.8.1 Rapport du Président du Conseil d'administration

En application des dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce, le Président du Conseil d'administration doit rendre compte dans un rapport joint au rapport de gestion du Conseil d'administration, des conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil, ainsi que des procédures de contrôle interne mises en place par la Société.

Ce rapport est reproduit en Annexe A.

16.8.2 Rapport des commissaires aux comptes établi en application du dernier alinéa de l'article L. 225-235 du Code de commerce sur le rapport du Président du Conseil d'administration d'EDF pour ce qui concerne les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière

Ce rapport est reproduit en Annexe B.

16.9 Conformité au régime de gouvernement d'entreprise en vigueur en France

Sous réserve de ce qui figure ci-dessous, EDF adhère aux principes du gouvernement d'entreprise des sociétés cotées énoncés dans le rapport Medef/AFEP d'octobre 2003 et en particulier aux principes clés du gouvernement d'entreprise liés à :

- la responsabilité et l'intégrité des dirigeants et des administrateurs ;
- l'indépendance du Conseil d'administration ;
- la transparence et la diffusion de l'information ; et
- le respect des droits des actionnaires.

Dans le cadre légal spécifique qui est le sien, EDF s'est ainsi attachée à mettre en œuvre les recommandations de ce rapport, notamment à travers l'adoption par le Conseil d'administration d'un règlement intérieur qui fixe les principes directeurs de son fonctionnement et les modalités selon

lesquelles il exerce sa mission (voir section 16.1 (« Attributions du Conseil »)) et la création de comités spécialisés. Compte tenu des règles légales particulières qui régissent la composition du Conseil d'administration (voir section 14.1.1 (« Composition du Conseil d'administration »)), EDF ne se conforme pas entièrement aux recommandations du rapport Medef/AFEP en ce qui concerne le nombre d'administrateurs indépendants au sein du Conseil d'administration. En effet, en vertu de ces règles particulières, le Conseil d'administration comporte, compte tenu d'un total de 18 membres, 12 administrateurs (dont 6 représentants de l'État et 6 représentants des salariés ou des actionnaires salariés) qui ne peuvent, par définition, répondre aux critères d'indépendance retenus dans le rapport Medef/AFEP.

17

Salariés/Ressources humaines⁶⁹



17.1 Effectifs	P.200
17.2 Le statut du personnel des industries électriques et gazières	P.202
17.3 Organisation et temps de travail	P.202
17.4 Compétences, formation et mobilité	P.202
17.5 Égalité des chances	P.204
17.6 Dialogue social et représentation du personnel	P.204
17.7 Santé et sécurité	P.206
17.8 Régime des retraites et régime complémentaire maladie	P.207
17.9 Politique de rémunération	P.208

EDF a mis en œuvre de profonds changements (ouverture des marchés et filialisation de la distribution, nouvelles institutions représentatives du personnel, réforme des régimes spéciaux de retraite en France) tout en maintenant sa cohésion interne, l'adhésion aux valeurs de l'entreprise, en affinant sa stratégie de renouvellement des compétences et en faisant progresser l'intégration du Groupe. Les chantiers Ressources Humaines menés en 2007 et ceux de 2008 contribueront à définir un nouvel équilibre du contrat social entre EDF et ses salariés.

Trois axes majeurs structurent les politiques de ressources humaines du Groupe :

- adapter en permanence les emplois et les compétences nécessaires à la réussite du Projet Industriel et à l'évolution des métiers tout en poursuivant une politique active d'optimisation des ressources ;
- mobiliser les salariés dans l'ensemble du Groupe notamment en leur offrant des conditions de travail et d'évolution professionnelle attractives ;
- promouvoir le dialogue social partout dans le Groupe notamment à travers la mise en œuvre de l'accord RSE (voir section 17.6.3 (« Dialogue social et représentation du personnel Groupe ») ci-dessous), ainsi que la diversité par la mise en œuvre d'actions suite à la signature en 2006 de l'engagement pour promouvoir la diversité et l'égalité des chances (voir section 17.5 (« Egalité des chances ») ci-dessous).

17.1 Effectifs

Effectifs du Groupe

Les effectifs consolidés du Groupe EDF s'élevaient à 158 640 personnes au 31 décembre 2007 dont 105 322 pour EDF (y compris RTE-EDF Transport) et 53 318 pour ses filiales et participations en France et à l'étranger qui sont retenues dans le périmètre de consolidation.

Le tableau ci-dessous indique l'évolution des effectifs physiques de chacune des filiales et participations du Groupe, pondérés par le pourcentage de consolidation financière au cours des trois derniers exercices :

Effectifs Groupe

	Au 31 décembre					
	2005		2006		2007	
	(Nombre)	%	(Nombre)	%	(Nombre)	%
EDF France ^(*)	109 494	68	106 565	68	105 322	66
Filiales	52 066	32	49 959	32	53 318	34
TOTAL	161 560	100	156 524	100	158 640	100

^(*) Les effectifs d'EDF France incluent le personnel d'EDF et de RTE-EDF Transport (y compris les salariés non soumis au statut des IEG au sein d'EDF et de RTE-EDF Transport).

⁶⁹ Les données relatives à EDF présentées dans cette section doivent s'entendre comme comprenant les données relatives à ERDF ; les effectifs d'ERDF comprennent, outre ses effectifs propres, les effectifs du service commun qui se décomposent en salariés 100 % électricité (29 071), en salariés 100 % gaz (8 451) et en une quote-part de salariés affectés à des activités mixtes électricité et gaz (9 121 avec une clé de répartition électricité/gaz de l'ordre de 75/25).

Effectifs d'EDF

Depuis environ 20 ans, les effectifs d'EDF ont diminué tous les ans, sauf en 2000 où ils ont légèrement augmenté à la suite des embauches liées à la mise en place de l'accord sur la réduction du temps de travail.

Le tableau ci-dessous indique la répartition des effectifs d'EDF France entre les différentes Directions/Filiales au 31 décembre 2007 :

Effectifs EDF France

	Salariés		
	2005	2006	2007
Domaine Régulé :			
ERDF	48 011 ^(*)	43 077 ^(**)	36 448 ^(***)
RTE-EDF Transport ^(***)	8 313	8 333	8 550
Domaine non Régulé :			
Production et Ingénierie	36 600	35 233	35 609
Commerce	6 114	6 092	12 337
Fonctions centrales	9 519	9 601	8 432
CDI et CDD non statutaires	937	954	694
Systèmes électriques insulaires	Non disponible	3 275	3 252
TOTAL	109 494	106 565	105 322

(*) Y compris l'effectif de SEI

(**) Effectif de SEI non inclus.

(***) L'effectif de RTE-EDF Transport inclut les personnels non soumis au statut des IEG.

Effectifs des filiales consolidées (hors RTE-EDF Transport et ERDF)

Le tableau ci-dessous indique la répartition des effectifs (part du Groupe), des filiales et participations retenues dans le périmètre de consolidation au 31 décembre 2007 :

	Salariés		
	2005	2006	2007
Filiales France :			
(dont Electricité de Strasbourg, TIRU, EDEV)	2 452	2 618	3 708
EDF Energy (Royaume-Uni)	11 238	12 320	13 158
EDF Trading (Royaume-Uni)	283	329	426
EnBW (Allemagne)	8 129	9 743	9 336
Edison (Italie)	1 528	1 507	1 449
Dalkia International	12 952	14 866	16 070
Autres filiales étrangères	15 484	8 576	9 170
<i>Europe de l'Est</i>	<i>6 354</i>	<i>5 905</i>	<i>6 818</i>
<i>Europe de l'Ouest et Méditerranée Afrique</i>	<i>1 833</i>	<i>1 909</i>	<i>1 946</i>
<i>Asie Pacifique</i>	<i>324</i>	<i>325</i>	<i>321</i>
<i>Amérique</i>	<i>4 381</i>	<i>437</i>	<i>85</i>
<i>Autres</i>	<i>2 592</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
TOTAL	52 066	49 959	53 318



17.2 Le statut du personnel des industries électriques et gazières

Au 31 décembre 2007, la quasi-totalité du personnel d'EDF relève du statut du personnel des industries électriques et gazières (IEG)⁷⁰. Le statut des IEG a été mis en place par le décret du 22 juin 1946 pris en application de la Loi du 8 avril 1946 portant nationalisation de l'électricité et du gaz. Il concerne le personnel en activité et le personnel retraité et pensionné des entreprises de la branche des IEG.

Conformément aux dispositions de l'article L. 134-1 du Code du travail, les dispositions statutaires peuvent être complétées et leurs modalités d'application peuvent être déterminées par des conventions ou accords d'entreprise, dans les limites fixées par le statut. De plus, la Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité a élargi la voie conventionnelle dans le secteur électrique et gazier en introduisant les accords collectifs de branche, auxquelles doivent se conformer toutes les entreprises du secteur (y compris les sociétés étrangères pour l'exercice de leur activité en France).

En 2007 :

- les articles 23, 25 et 31 du statut ont été modifiés par le décret n° 2007-489 du 30 mars 2007 portant sur la gestion du régime spécial d'assurance maladie des IEG ;
- les articles 33 et 34 du statut ont été abrogés par le décret n° 2007-549 du 11 avril 2007 portant la mise en place des nouvelles institutions représentatives du personnel, qui a également modifié l'article 31 du statut ; et
- l'Annexe 3 du statut a été modifiée par le décret 2008-69 du 22 janvier 2008 portant sur la réforme du régime spécial de retraite des Industries Électriques et Gazières.

17.3 Organisation et temps de travail

Depuis le 1^{er} octobre 1999, en France, la durée du travail est de 35 heures par semaine avec un fonctionnement des services sur 5 jours au minimum.

À fin décembre 2007, en France, 19,2 % du personnel ont opté pour une réduction collective ou individuelle du temps de travail avec une compensation partielle de la perte de salaire.

Par ailleurs, afin d'assurer la continuité de l'exploitation des installations d'EDF ou de rétablir dans les délais les plus brefs la fourniture d'électricité en cas de défaillance technique, une partie du personnel d'EDF travaille en service continu 365 jours par an et une autre partie assure une astreinte, en dehors des heures ouvrables.

17.4 Compétences, formation et mobilité

La gestion des compétences est un enjeu décisif pour la compétitivité du Groupe à la fois en termes de performance économique et de professionnalisme. Ceci est particulièrement vrai dans un contexte d'ouverture totale du marché à la concurrence en 2007 et d'importants départs en retraite. C'est pourquoi la formation et la mobilité sont les deux principaux outils de la gestion de l'emploi. Cela explique qu'EDF, qui opère dans un contexte de métiers

à haute technicité, a toujours consacré un budget important à la formation des salariés, afin d'accompagner en permanence les évolutions et les parcours professionnels.

Le tableau ci-dessous illustre l'importance de cet effort de formation au sein d'EDF et de RTE-EDF Transport :

	2005	2006	2007
% de la masse salariale consacrée à des actions de formation	6,9	6,17	6,3
Nombre d'heures de formation effectuées par salarié	35	39	40

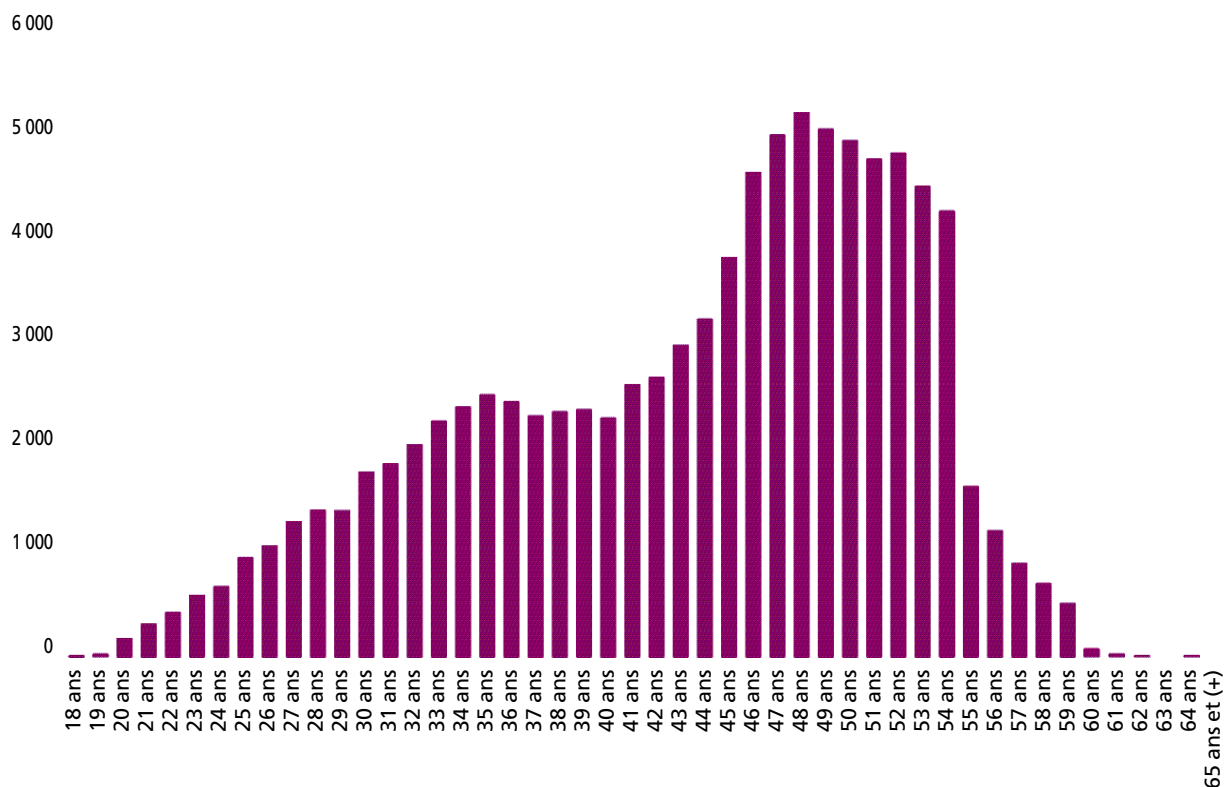
Des départs en retraite importants nécessitent le renouvellement du personnel hautement qualifié aussi bien dans la Production et l'Ingénierie que dans la Distribution. En effet, du fait d'une pyramide des âges déséquilibrée (plus de 60 % des salariés ont plus de 40 ans), les équipes d'exploitation et de maintenance dans ces deux métiers cœurs d'EDF vont

être confrontées au départ en retraite de près de la moitié des effectifs entre 2008 et 2015. Ces départs à la retraite dans les années à venir constituent une opportunité pour adapter le nombre et les profils des salariés aux enjeux d'EDF aussi bien sur le court terme que le moyen terme.

⁷⁰ Le personnel de certaines filiales françaises du Groupe relève également du statut des IEG (par exemple Electricité de Strasbourg).

Le graphique ci-dessous présente la pyramide des âges au 31 décembre 2007 :

Histogramme des âges EDF - Effectif statutaire au 31 décembre 2007



En matière de recrutement, EDF et RTE-EDF Transport ont embauché 2 364 personnes en 2007. Pour adapter leurs métiers et leurs compétences et prendre en compte les projets de développement du Groupe, EDF et ERDF prévoient d'embaucher en France environ 14 000 personnes sur une période de 5 ans. Dans le nucléaire, l'entreprise recrutera 500 ingénieurs chaque année sur les cinq ans à venir, trois fois plus que précédemment. Concernant les activités courantes, EDF entend compenser pour moitié les 22 500 départs prévus, mais de manière différenciée selon les métiers. Pour la période 2008-2010, en prenant en compte nos activités de développement, le taux de remplacement (recrutements par rapport aux départs à la retraite) devrait s'établir, en moyenne, à trois sur cinq.

Les embauches ne concourent qu'en partie au renouvellement des compétences des métiers d'appel. C'est pourquoi EDF a mis en place un large programme de redéploiement de ses métiers en décroissance (tertiaire, fonctions centrales) vers les métiers d'appel.

À cet effet, un important programme de formation soutiendra ces reconversions. Pour les quelques situations où les reconversions sont estimées trop complexes

ou trop coûteuses, EDF a mis en place un dispositif de congé de fin de carrière en 2006 qui a concerné environ 550 salariés. EDF a décidé fin janvier 2007 de renouveler ce dispositif pour l'année 2007, qui a concerné 450 salariés.

Pour soutenir sa politique d'emploi, EDF a réorganisé son dispositif de formation. La nouvelle entité EDF Formation se structure autour des grands métiers pour répondre à leurs enjeux et associer plus étroitement managers et salariés. Cinq structures spécialisées coordonnées au niveau national ont ainsi été créées : Production Ingénierie, Commerce, Distribution, Formation Management Gestion, et Structure d'Expertise Nationale.

Conformément aux objectifs annoncés, le taux de remplacement (recrutements / départs à la retraite) s'est établi à moins d'un sur trois en 2007. Pour la période 2008-2010, dans un contexte d'accélération des départs en retraite dû au contexte démographique, il faudra concilier la maîtrise de la masse salariale et le renouvellement des compétences ainsi que la prise en compte des projets de développement du Groupe.



17.5 Égalité des chances

Apprentissage

L'apprentissage est l'une des voies de formation par l'alternance choisie par EDF pour répondre au besoin de renouvellement de ses compétences internes et celles de ses principaux partenaires industriels. L'apprentissage vise à offrir à des jeunes et notamment parmi les moins favorisés la possibilité de s'engager dans la vie active avec des atouts reconnus : un diplôme et une expérience professionnelle.

EDF maintient son engagement en faveur de la formation en alternance au travers de l'accueil de 3 000 jeunes en alternance (apprentissage et contrats de professionnalisation) au terme de l'année 2008, soit environ 3 % des effectifs de l'entreprise.

EDF aura ainsi doublé, en 3 ans, le nombre de contrats en alternance formés au sein de l'entreprise.

L'apprentissage concerne tous les métiers du Groupe, notamment la production, la distribution et le commerce ainsi que tous les niveaux de diplômes du secteur général et du secteur technique, y compris ceux qui relèvent de l'enseignement supérieur.

Si une partie des jeunes en apprentissage a vocation à être embauchée par EDF afin de participer au renouvellement des compétences, une autre partie pourra trouver un emploi parmi ses prestataires qui sont confrontés à la même problématique du renouvellement des compétences ou dans des entreprises recherchant des compétences acquises au sein d'EDF.

Au total, à fin 2007, près de 2 600 jeunes bénéficient d'un contrat en alternance avec EDF (contrats d'apprentissage et contrats de professionnalisation).

Solidarité / Seniors

EDF a innové en matière de recrutement des seniors à travers un programme adapté d'embauche, sous forme de contrats aidés, de personnes âgées de 50 ans ou plus et prioritairement chômeurs de longue durée. En 2007, 119 contrats ont été conclus dans le cadre de ce programme.

Diversité

Le Président-Directeur Général d'EDF a signé le 1^{er} juin 2006 un engagement pour promouvoir la diversité et l'égalité des chances dans l'entreprise et prévenir les discriminations. Cet engagement décliné en plans d'actions dans les directions opérationnelles d'EDF est aujourd'hui mis en œuvre et suivi. La politique de diversité d'EDF a donné lieu à la création de programmes de sensibilisation des salariés aux représentations et aux stéréotypes liés à la diversité.

Par ailleurs, EDF a répondu favorablement aux initiatives gouvernementales pour lever toutes restrictions en matière d'embauche relatives à l'âge et à la nationalité qui figuraient dans le statut. L'adaptation des textes réglementaires est en cours d'instruction en lien avec les pouvoirs publics.

Le 30 mars 2006, EDF a signé un accord triennal pour l'intégration professionnelle des personnes en situation de handicap. L'entreprise s'est engagée à recruter dans ce cadre au minimum 4 % de personnes en situation de handicap. En complément, EDF mène une action volontaire visant à accueillir chaque année plusieurs dizaines de jeunes apprentis en situation de handicap.

EDF est également signataire de la Charte de la Diversité le 22 septembre 2006.

Sous-traitance

Dans la continuité de l'accord sur la Responsabilité Sociale d'Entreprise (RSE) du Groupe EDF, l'entreprise a signé en octobre 2006 un « accord sur la sous-traitance socialement responsable au sein d'EDF » avec trois de ses organisations syndicales (CFDT, CFTC et CFE-CGC). Cet accord met notamment en exergue la volonté de maintenir dans la durée des partenariats industriels et de services dans une logique qui dépasse les intérêts à court terme, afin que les prestataires puissent conforter leurs activités et renforcer leur capacité à se développer de manière durable au-delà de la seule passation de marchés ponctuels ou de court terme. Par cet accord, EDF s'engage avec les partenaires sous-traitants dans des actions concrètes et réalistes pour que leurs interventions s'effectuent dans les meilleures conditions d'emploi, de qualification, de travail et de santé-sécurité.

17.6 Dialogue social et représentation du personnel

17.6.1 Dialogue social France

Un accord type « agenda social » pour la période 2006-2008 a été signé le 10 juillet 2006. Cet accord réaffirme la volonté des signataires d'entretenir au sein de l'entreprise un dialogue social fondé sur le développement de la négociation collective.

L'Agenda Social met l'accent sur la nécessité de parvenir à des accords collectifs dans les domaines qui permettront de :

- **placer tous les salariés d'EDF au cœur de la performance de l'entreprise** en permettant à chacun d'assurer la consolidation ou le renouvellement de ses compétences à un haut niveau. Dans le prolongement

de l'observatoire national des métiers déjà créé, une négociation est prévue sur la mise en œuvre des processus de gestion prévisionnelle des emplois et des compétences pour concilier la vision prospective des métiers, l'adaptation des compétences et l'évolution des parcours professionnels ;

- **permettre à chacun d'exercer son activité professionnelle dans les meilleures conditions** en privilégiant notamment l'émergence de nouvelles pratiques dans les domaines de la santé et de la sécurité au travail ;
- **promouvoir la diversité et lutter contre les discriminations** en renforçant notamment l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes, l'intégration professionnelle des personnes en situation de handicap et l'engagement en faveur de la cohésion sociale. EDF s'est

déjà ainsi efforcée de faciliter l'accès à l'emploi en recrutant jusqu'à 10 % de jeunes issus des quartiers en difficulté et encourage l'apprentissage en accueillant 1 700 personnes dans ce cadre.

À ce titre, la plupart des négociations prévues dans l'Agenda Social a été engagée dans l'entreprise et un accord sur les mesures d'accompagnement individuel des salariés en cas de réorganisations a été signé le 13 février 2007.

Le dialogue social a été dense en fin d'année 2007 sur des domaines ressources humaines majeurs pour les salariés et l'entreprise (réforme des retraites, accord salarial, nouvelles IRP, ORS 2008, etc.). Ce dialogue se poursuit en début d'année 2008.

17.6.2 La représentation du personnel en France

En vertu du statut national des IEG, EDF était dotée d'instances de représentation du personnel spécifiques depuis 1946 (organismes statutaires).

Le mode de représentation du personnel d'EDF était différent de celui de droit commun, tel qu'il résulte des Lois Auroux de 1982. La Loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières a imposé à toutes les entreprises de la branche professionnelle des IEG d'adapter leurs institutions représentatives du personnel (IRP) aux dispositions du Code du travail.

L'objectif de cette adaptation était de substituer aux actuels organismes statutaires de représentation du personnel le système de droit commun concernant la mise en place d'un Comité Central d'Entreprise, de Comités d'Établissements et de Délégués du Personnel. La négociation d'entreprise a été lancée en janvier 2007 afin de mettre en place les nouvelles instances représentatives du personnel dans les délais impartis.

Les décrets du 11 avril 2007 pris en application de la Loi prévoient la mise en place d'un Comité Central d'Entreprise et des Comités d'Établissement, ainsi que de Délégués du Personnel, avant le 31 décembre 2007. Ces décrets prévoient également le maintien de Commissions Secondaires du Personnel pour le personnel cadre et non-cadre.

Un accord de branche en date du 27 avril 2007 a fixé la date des élections pour la mise en place de ces nouvelles IRP au 29 novembre 2007. Des accords relatifs à l'organisation des élections ainsi qu'à la mise en place et au fonctionnement des IRP ont également été signés au niveau de l'entreprise, le 28 septembre 2007. Les élections se sont tenues le 29 novembre 2007, et le 13 décembre 2007 pour le second tour.

Par ailleurs, les négociations se poursuivent au sein de l'entreprise sur l'exercice du droit syndical, les règles de composition et de fonctionnement des Commissions Secondaires du Personnel ainsi que la mise en place d'un Comité Central d'Entreprise à EDF.

La CCAS

La gestion des activités sociales et culturelles est dévolue, contrairement au droit commun, à des organismes spécifiques au niveau de la branche des IEG :

- la Caisse Centrale d'Activités Sociales (CCAS) qui gère les activités au plan national ;
- les 106 Caisses Mutuelles Complémentaires et d'Action Sociales (CAS) qui administrent les activités sociales et culturelles de proximité ou

décentralisées ; jusqu'au 1^{er} Avril 2007, les CAS géraient également le régime complémentaire maladie des IEG ;

- le Comité de Coordination des CAS : il représente les CAS au plan national. Il est chargé de répartir les ressources entre la CCAS (71 % du 1 % versé par les entreprises de la branche) et les 106 CAS (29 %).

Suite aux négociations menées au sein de la branche des IEG et à la création, au 1^{er} avril 2007, de la Caisse d'Assurance Maladie des IEG (CAMIEG) dédiée à la gestion du régime spécial d'assurance maladie des IEG, la CCAS et les CAS ont désormais en charge la seule gestion des activités sociales.

Le financement des activités sociales des IEG est assuré par un prélèvement de 1 % sur les recettes d'exploitation des entreprises assurant la distribution du gaz et de l'électricité, c'est-à-dire pour l'essentiel sur le chiffre d'affaires d'EDF, de Gaz de France et des entreprises locales de distribution. En 2007, le montant comptabilisé par EDF et RTE-EDF Transport au titre du 1 % est de 310 millions d'euros (309,5 millions en 2006). S'ajoutent à cela, et conformément aux dispositions de l'article R. 432-2 du Code du travail, des dépenses liées au transport, à la restauration et au logement qui s'élèvent à 129 millions d'euros en 2007 pour EDF.

La CCAS est dotée de la personnalité morale et elle est pleinement indépendante. Elle est administrée exclusivement par les représentants du personnel, et est placée sous la tutelle des pouvoirs publics. Ni EDF, ni aucune autre entreprise de la branche des IEG n'y est représentée.

17.6.3 Dialogue social et représentation du personnel du Groupe

Dans les autres sociétés du Groupe, notamment à l'étranger, la représentation du personnel est organisée selon les lois et règlements applicables localement.

INSTANCES DE DIALOGUE SOCIAL

Depuis fin 2001, le Groupe a mis en place un Comité d'Entreprise Européen (CEE), consulté sur les politiques majeures du Groupe. En mai 2005, une révision de l'accord a permis d'apporter de nouvelles dispositions au fonctionnement de cette instance. Le CEE du Groupe EDF est aujourd'hui composé de 33 membres titulaires et est informé sur les stratégies économique, financière et sociale du Groupe.

À travers ses groupes de travail, le CEE a été à l'initiative d'un certain nombre de réflexions pour engager l'élaboration de politiques de ressources humaines à l'échelle internationale notamment dans le domaine de la santé-sécurité au sein des différentes sociétés du Groupe en Europe ou relatives à l'ouverture de la négociation de l'accord sur la responsabilité sociale du Groupe EDF.

Le Comex a acté le principe de créer un Comité de Groupe France sur lequel une négociation avec les organisations syndicales sera engagée au premier semestre 2008 après la mise en place des nouvelles institutions représentatives du personnel.

ACCORD SUR LA RESPONSABILITÉ SOCIALE D'ENTREPRISE

L'accord RSE d'EDF a été négocié, puis signé le 24 janvier 2005 par l'ensemble des représentants des salariés et organisations syndicales des principales sociétés du Groupe, ainsi que par les quatre fédérations syndicales internationales du secteur d'activité.

Cet accord permet de doter le Groupe d'un socle d'engagements partagés et d'orientations communes qui s'appliquent à EDF et dans l'ensemble des



sociétés qu'elle contrôle dans le respect du principe de subsidiarité. Pour le Groupe, cet accord permet de contribuer à l'amélioration durable des performances, à la construction d'une identité de Groupe, au renouvellement et à l'élargissement des thèmes de dialogue social.

En application de cet accord, un bilan de mise en œuvre est réalisé et présenté chaque année à une instance de niveau groupe spécifiquement créée à cet effet : le Comité de Dialogue sur la Responsabilité Sociale du Groupe. Les bilans des deux 1^{ères} années de déploiement de l'accord RSE montrent que, malgré des contextes économiques, sociaux et culturels très différents, les sociétés du Groupe se situent déjà à un bon niveau de respect des

engagements pris. En avril 2007 les signataires, soulignant les progrès réalisés dans l'esprit de l'accord, ont signé un avenant le prorogeant d'un an. Un dialogue social a été engagé dans l'ensemble des sociétés pour identifier de façon concertée, les modalités de mise en œuvre locale et les initiatives à entreprendre de façon prioritaire. Huit thèmes transverses au Groupe ont fait l'objet d'un approfondissement au sein du Comité en lien avec le management en 2007 : la protection sociale, la lutte contre la discrimination, l'intéressement des salariés aux résultats de l'entreprise, l'action en direction des clients démunis, les relations avec les sous-traitants, l'aide à l'intégration des personnes en situation de handicap, la sécurité des installations et l'exemplarité du Groupe en matière d'environnement.

17.7 Santé et sécurité

Le Groupe opère dans un secteur à haute technologie et à risques. La santé et la sécurité de ses salariés et de ses prestataires externes sont en conséquence un enjeu majeur de l'entreprise.

Élaborée en octobre 2003, la politique santé-sécurité d'EDF en France est le fruit d'une large concertation avec l'ensemble des acteurs (encadrement, experts, médecins, représentants du personnel) d'EDF. Elle s'inscrit dans les valeurs de respect de la personne qu'elle place au cœur des organisations.

Le Comité National d'Orientation et de Suivi a procédé à une revue annuelle de la politique santé-sécurité pour s'assurer de son déploiement, analyser les résultats, vérifier l'efficacité des dispositions retenues et proposer des améliorations.

Les résultats de la politique santé-sécurité sont en légère amélioration et font de 2007 une année de consolidation du déploiement de la politique santé-sécurité.

Le déploiement des priorités de la politique santé-sécurité en France par les différentes directions s'est poursuivi en 2007 notamment à travers un investissement important dans la prévention des risques psychosociaux.

À la suite d'événements tragiques, l'entreprise a créé un « Observatoire national de la qualité de vie au travail », renforcé son dispositif éthique et simplifié ses procédures pour favoriser le management de proximité.

L'Observatoire, qui a tenu sa première réunion en juin 2007, constitue un espace de dialogue, associant médecins, managers, partenaires sociaux, etc. Il exerce une mission de veille. Un Groupe Projet « Qualité de la vie au travail » développe une méthode pour établir un état des lieux au sein de chaque entité assorti d'indicateurs.

Les valeurs de l'entreprise ont été réaffirmées et ont fait l'objet d'une importante communication interne. Chaque entité a désigné un correspondant éthique et un numéro vert « vie au travail » a été créé pour les salariés en difficulté.

Les thèmes suivants ont aussi fait l'objet de plans d'actions et de progrès en 2007 : les risques psychosociaux, les risques électriques, les travaux en hauteur, l'entretien et le contrôle des vêtements de travail, le secourisme et le tabagisme.

Dans la continuité de 2006, l'entreprise a poursuivi la prise en compte des problématiques de santé publique : finalisation du plan pandémie grippale, colloque sur la prévention du sida.

Accidents du travail

Depuis 10 ans, EDF a mené un effort très important de prévention et de formation qui lui a permis de réduire de manière très significative le taux d'accidents du travail avec arrêt.

Le taux de fréquence en 2007 s'établit à 3,8 contre un taux inférieur à 5 en 2006. Les progrès réalisés en 2007 devraient permettre à l'entreprise de s'installer durablement sous un taux de 4 et de conforter ainsi sa position dans le peloton de tête des entreprises françaises et des énergéticiens européens, qui progressent eux aussi au même rythme.

Le taux de gravité pour 2007 reste d'environ 0,2 (nombre de jours, décomptés dans l'année en cours, d'arrêts calendaires liés à des accidents (y compris ceux consécutifs aux accidents des années antérieures) par milliers d'heures travaillées).

Amiante

Dans le passé, le Groupe EDF a utilisé des produits, des matériaux et des installations contenant de l'amiante.

La substitution des matériaux contenant de l'amiante dans les établissements et installations d'EDF a commencé dès la fin des années 1980, et tous les matériaux contenant de l'amiante ont été traités conformément à la réglementation en vigueur. EDF a mis en place des mesures d'information et des modalités de protection des salariés et des tiers intervenant dans l'entreprise conformément à la réglementation en vigueur.

EDF a signé le 15 juillet 1998 un accord (réactualisé en juin 2002) pour la prévention et la réparation de l'exposition au risque amiante avec l'ensemble des fédérations syndicales. Suite à cet accord, EDF a mis en place un dispositif de préretraite pour les travailleurs effectivement reconnus comme étant atteints d'une maladie professionnelle liée à l'amiante, a instauré une aide et un complément de pension bénévoles financés par EDF et a fourni un accompagnement social des salariés malades et de leurs familles grâce à une information et un soutien dans les démarches d'indemnisation.

Pour une description de procédures en cours, voir section 20.5 (« Procédures judiciaires et d'arbitrages ») ci-dessous.

17.8 Régime des retraites et régime complémentaire maladie

17.8.1 Régime spécial de retraite

Le régime de retraite des industries électriques et gazières est un régime spécial de sécurité sociale. Défini dans le cadre du statut du personnel des IEG, le régime spécial s'applique à tout le personnel de la branche professionnelle des IEG. Il a fait l'objet d'une réforme par la Loi du 9 août 2004 portant à la fois sur le financement et sur la gestion du régime. Ainsi, depuis le 1^{er} janvier 2005, le régime spécial de retraite est géré par la Caisse Nationale des IEG (« CNIEG »). Cette caisse prend désormais en charge non seulement les risques vieillesse, mais également les risques accidents du travail, maladies professionnelles, invalidité et décès ainsi que les avantages familiaux versés aux inactifs.

Le titre IV de la Loi du 9 août 2004 et ses décrets d'application fixent les principes suivant en matière de financement du régime spécial de retraite des IEG à compter du 1^{er} janvier 2005 :

La pension unique versée par la CNIEG à chaque retraité des IEG est financée :

- pour partie par la CNAVTS, l'AGIRC et l'ARRCO dans le cadre des conventions financières qui ont défini les conditions de l'adossment du régime spécial des IEG aux régimes obligatoires de droit commun. La CNIEG verse aux régimes de droit commun les cotisations acquittées par les salariés et les employeurs de la branche des IEG. En contrepartie, la CNIEG reçoit de ces régimes, les prestations que ceux-ci auraient versées aux anciens salariés (inactifs) des entreprises des IEG s'ils avaient été affiliés aux régimes de droit commun dits régimes de base ;
- pour partie par le produit de la contribution tarifaire d'acheminement (« CTA ») perçue sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité calculée en dedans du tarif intégré ;
- pour le solde, qui correspond aux droits spécifiques, de retraite des IEG, par les employeurs.

La réforme du financement des retraites instituée par la Loi du 9 août 2004, a été totalement neutre pour les régimes de droit commun, pour les consommateurs d'énergie et pour le budget de l'État.

Suite à la publication le 10 octobre 2007, par le Ministère du Travail, des Relations sociales et de la Solidarité, de la lettre d'orientation relative à la réforme des régimes spéciaux de retraite, la réforme des droits à pension des principaux régimes spéciaux de retraite dont celui des IEG a été lancée. Celle-ci doit notamment consister à allonger la durée de cotisations pour obtenir une pension complète, à mettre en place un système de décote/surcote, et à indexer l'évolution des pensions sur l'inflation. Cette réforme, qui

entrera en vigueur le 1^{er} juillet 2008, doit faire l'objet de plusieurs textes réglementaires, dont le premier a été publié le 23 janvier 2008 au *Journal Officiel*. La négociation engagée au niveau de la branche professionnelle des IEG, en novembre 2007, a porté simultanément sur les mesures relatives à l'évolution des rémunérations, sur les mesures d'accompagnement de l'allongement des parcours professionnels et sur l'amélioration du dispositif de protection sociale. Elle se poursuit en début d'année 2008. La négociation collective se poursuivra sur différents thèmes au cours de l'année 2008 (prévoyance, retraite supplémentaire par exemple, prise en compte des spécificités métiers, etc.) (pour plus de détails, voir la note 41.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2007). À la date du présent Document de Référence, dans la mesure où tous les éléments du dispositif ne sont pas encore connus, l'incidence de la réforme et des mesures d'accompagnement sur le résultat 2008 du Groupe comme sur ses engagements ne peut être déterminée de façon précise.

17.8.2 Régime complémentaire maladie des IEG

Le statut des IEG a institué, pour les personnels actif et inactif de la branche, un régime spécial maladie, régime légal et obligatoire de sécurité sociale. Le régime est géré par des représentants du personnel élus et des retraités des IEG. Sa gestion, qui était assurée par les 106 Caisses Mutuelles Complémentaires et d'Action Sociale (CAS) et leur Comité de Coordination, est progressivement transférée à la Caisse d'Assurance Maladie des IEG (CAMIEG).

Le régime est placé sous la tutelle de l'État qui s'assure du respect des textes statutaires, fixe les règles, le niveau des cotisations et des prestations.

Créée au 1^{er} avril 2007, la CAMIEG met progressivement en place ses services centraux et ses antennes régionales, ainsi que les partenariats avec le régime général.

À la suite de discussions entre les partenaires de la branche professionnelle menées en plusieurs phases, la réglementation du régime a été modifiée une première fois en 2005 par les décrets du 15 février 2005 relatifs au financement, puis une seconde fois en 2007 par le décret du 30 mars 2007 relatif à l'organisation, la gestion et la gouvernance du régime. Depuis 2005, les employeurs ne participent plus au financement des prestations versées aux retraités.

En 2007, une négociation a été ouverte au niveau de la Branche Professionnelle, visant à mettre en place un régime supplémentaire de remboursement des frais de santé.



17.9 Politique de rémunération

Pour attirer, motiver et fidéliser les compétences qui permettront de répondre à ses enjeux, EDF développe une politique de rémunération globale positionnant l'entreprise sur les bonnes pratiques observées dans les secteurs comparables.

Cette politique de rémunération globale porte sur :

- la reconnaissance des responsabilités des résultats obtenus : politique salariale ;
- la reconnaissance de la performance collective à travers l'intéressement ;
- l'offre d'épargne salariale et la politique d'abondement ;
- l'actionnariat salarié ;
- les avantages sociaux.

17.9.1 Politique salariale

Dans le respect de l'équilibre économique et des budgets fixés, la politique salariale est guidée par le souci de reconnaître de façon équitable la contribution de chacun à la réussite d'EDF.

Pour 2006 et 2007 un accord salarial a été conclu au sein de la branche des IEG ; il permet d'offrir une progression moyenne du pouvoir d'achat des salariés d'au moins 2 % par an pour les deux années, et introduit une plus grande modulation des augmentations individuelles. Au niveau de l'entreprise, cela permet de renforcer le lien entre la contribution de chaque salarié et sa rétribution par l'entreprise.

Pour les cadres, la rémunération fixe annuelle est complétée par une part variable fondée sur l'évaluation et la reconnaissance de la performance individuelle ; ce principe a été étendu à certains salariés OETAM (Ouvrier, Employé, Technicien et Agent de Maîtrise).

En 2007 pour EDF, le salaire brut annuel moyen était de 34 842 € (base 13 mois) et respectivement de 24 087 €, 31 021 € et 52 236 € pour les collèges exécution, maîtrise et cadre contre respectivement en 2006 : 23 850 €, 30 481 € et 51 473 €. Ces données comprennent la prime de compensation cotisation retraite qui était de 3,35 % de la rémunération principale à fin 2006 et 2,85 % à fin 2007.

Dans le contexte de la réforme du régime spécial de retraite des IEG, le 29 janvier 2008, un accord sur les mesures salariales a été signé dans le cadre des négociations de branche initiées sur les salaires et les retraites. Cet accord prévoit l'augmentation du salaire national de base de 0,2 % au 1^{er} janvier 2007 et de 4,31 %, au 1^{er} janvier 2008 dont 2,85 % au titre de l'intégration dans le salaire de la prime de compensation de cotisation retraite qui disparaît, le versement d'une prime de 660 euros pour tous les salariés statutaires présents au 31 décembre 2007, la revalorisation progressive de la grille des salaires entre le 1^{er} janvier 2008 et le 1^{er} janvier 2016, la revalorisation des salaires d'embauche des jeunes salariés du collège exécution (voir la note 41.1 aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2007).

L'accord prévoit également des mesures visant à accompagner l'allongement des parcours professionnels par la création de deux échelons d'ancienneté supplémentaires avec une mise en place progressive d'ici 2012 et un déplafonnement de la grille des cadres par la création de quatre nouveaux niveaux de rémunération.

17.9.2 Intéressement

EDF met en place, via des accords triennaux, un intéressement pour ses salariés depuis 15 ans. Le dernier accord a été signé en juin 2005 et porte sur les années 2005 à 2007. Cet accord contient des dispositions particulières pour le calcul de l'intéressement dans le cas où EDF viendrait à bénéficier, par décision des pouvoirs publics, du régime légal de participation. Il prévoit notamment une modération de l'intéressement versé dans cette hypothèse.

Cet accord a permis de verser en 2007 aux salariés d'EDF et RTE-EDF Transport un montant de 160 millions d'euros au titre de l'exercice 2006. Ce montant comprend, en application de l'article L. 444-12 du Code du travail, un supplément d'intéressement collectif au titre de l'exercice 2006 versé aux salariés d'EDF et RTE-EDF Transport. Les modalités de répartition sont celles prévues dans l'accord d'intéressement d'EDF, étant précisé qu'en cas de placement sur un plan d'épargne, le supplément d'intéressement est abondé dans les mêmes conditions que l'intéressement.

Pour chaque bénéficiaire, l'intéressement est composé de trois parts basées sur des critères et des objectifs négociés au niveau de son unité, de sa direction/métier et du Groupe EDF. Les salariés communs à EDF et Gaz de France bénéficient de l'intéressement au prorata de leur activité consacrée à chacune des deux entreprises.

Les salariés ont le choix entre toucher l'intéressement, l'affecter au plan d'épargne du Groupe ou le verser dans un compte-épargne temps.

17.9.3 Plan d'épargne Groupe

Le Groupe a mis en place un plan d'épargne Groupe applicable à compter du 1^{er} février 2005. Ce PEG est ouvert aux salariés d'EDF et des sociétés françaises du Groupe dont EDF détient directement ou indirectement au moins 40 % du capital ayant adhéré au PEG. L'ancien plan d'épargne entreprise EDF ne peut plus recevoir de nouveaux versements.

Cinq fonds communs de placement dont le FCPE en actions EDF sont ouverts à la souscription pour les salariés d'EDF et de RTE-EDF Transport et totalisent un encours fin 2007 de 4,6 milliards d'euros.

Pour les exercices 2005, 2006 et 2007, les salariés d'EDF bénéficient des mêmes règles d'abondement que celles applicables dans le cadre des anciens plans. Les sommes issues de l'intéressement que les salariés affectent au PEG sont abondées à hauteur de 100 % et les versements volontaires sont abondés à hauteur de 60 % à concurrence de 610 euros et à hauteur de 35 % pour les 610 euros suivants, dans la limite du plafond global annuel par salarié fixé à 2 575 euros.

Sur l'exercice 2007, EDF et RTE-EDF Transport ont versé un abondement total brut de 139 millions d'euros.

17.9.4 Participation des salariés aux résultats de l'entreprise

À la date d'enregistrement du Document de Référence, EDF n'a mis en place aucun régime de participation, dans la mesure où il ne figure pas sur la liste des entreprises publiques auxquelles s'applique la participation des salariés aux résultats de l'entreprise.

17.9.5 Compte-épargne temps (CET)

Dans le cadre de l'agenda social, une négociation sur les CET s'est ouverte en 2007 afin de mettre les dispositions actuelles d'EDF en conformité avec la Loi Fillon n° 2005-296 du 31 mars 2005 et d'examiner les possibilités offertes par cette Loi concernant l'utilisation du CET (monétisation).

À fin 2007, la valorisation des heures épargnées sur le compte-épargne temps par les salariés EDF et de RTE-EDF Transport détenteurs d'un CET s'élève à 345 millions d'euros.

17.9.6 Actionnariat salarié

Lors de l'ouverture du capital de la Société et plus particulièrement dans le cadre de l'Offre Réservee aux Salariés conformément à la Loi n° 2004-803 du 9 août 2004 et à la Loi n° 86-912 du 6 août 1986, 130 000 salariés et retraités du Groupe sont devenus actionnaires de la Société. La demande de souscription initiale a représenté 19,6 % du total de l'ouverture du capital, au-delà du plafond (15 %) fixé par la loi. 83 % des souscripteurs ont été intégralement servis.

À l'issue de cette Offre Réservee aux Salariés, en France, 75 % des salariés d'EDF sont devenus actionnaires. Dans les filiales concernées par l'opération en Europe, particulièrement au Royaume-Uni, Pologne et Hongrie, le taux de souscripteurs atteint les 50 %, témoignant d'un fort attachement au Groupe EDF.

Les salariés et anciens salariés du Groupe EDF détiennent à la date du présent document de référence plus de 34,6 millions de titres EDF, soit 1,90 % du capital social du Groupe et 12,6 % du capital flottant. L'essentiel des titres acquis par les salariés (89 %) sont détenus dans le cadre du plan d'Épargne Groupe, avec une durée de blocage de 5 ans.

Dans le cadre de la cession de 2,5 % du capital d'EDF du 3 décembre 2007, une Offre Réservee aux Salariés et aux anciens salariés sera proposée et portera sur un volume de 15 % du total de l'opération, soit environ 0,4 % du capital. La mise en œuvre devrait intervenir en 2008.

17.9.7 Options de souscription et/ou d'achat d'actions

Néant.

17.9.8 Actions gratuites

L'Assemblée générale mixte du 24 mai 2007 a adopté une résolution accordant au Conseil d'administration une délégation de compétence pour une durée de 12 mois aux fins de procéder à l'attribution gratuite d'actions ordinaires de la Société dans la limite de 0,2 % du capital social, au profit des membres du personnel ou des mandataires sociaux, ou certaines catégories d'entre eux, de la Société ou de sociétés ou groupements qui lui sont liés au sens de l'article L. 225-197-2 du Code de commerce.

Le Conseil d'administration du 30 août 2007 a arrêté la liste des bénéficiaires ainsi que le nombre d'actions attribué à chacun.

Le plan d'attribution gratuite d'actions, dénommé ACT 2007, porte sur l'attribution de 2 883 183 actions. C'est un plan pour l'ensemble des salariés du Groupe (à l'exception principalement des salariés d'EnBW et d'Edison), soit environ 150 000 bénéficiaires répartis dans 22 pays. Les modalités de répartition entre les bénéficiaires ont fait l'objet d'un accord collectif signé le 8 juin 2007 par 3 organisations syndicales. Cela représente en moyenne 19,2 actions par salarié bénéficiaire avec un minimum de 10 et un maximum de 50.

L'attribution définitive des actions le 31 août 2009 est soumise :

- à une condition de présence continue durant la période d'acquisition ; et
- à une condition de performance collective, à savoir, une progression pluriannuelle moyenne de l'EBITDA du Groupe (croissance hors effet de périmètre et à principes comptables constants sans prise en compte de la volatilité induite par l'application des normes IAS 32/39) d'au moins 3 % par an sur la période 2006-2008.

18

Principaux actionnaires



18.1 Répartition du capital et des droits de vote P.210

18.2 Marché des titres de la Société P.210

18.3 Accord dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle P.211

18.1 Répartition du capital et des droits de vote

Au 31 décembre 2007, la répartition du capital social d'EDF était la suivante :

	Nombre d'actions et de droits de vote	%
État	1 546 080 439	84,8
Institutionnels et particuliers	240 850 217	13,3
Actionariat Salariés	35 110 931 ⁽¹⁾	1,9
Actions auto-détenues	129 503	0,0
TOTAL	1 822 171 090	100

(1) Ce nombre comprend les actions détenues par les salariés et anciens salariés d'EDF au travers des FCPE « Actions EDF » du Plan d'Épargne Groupe EDF et du Plan d'Épargne Groupe EDF International (29 691 771), et les actions souscrites, hors PEG, avec un délai d'incessibilité de 2 ans dans le cadre de l'Offre Réservée aux Salariés lors de l'ouverture du capital d'EDF. Ce nombre ne comprend pas les actions souscrites, sans délai d'incessibilité, dans le cadre de l'Offre Réservée aux Salariés lors de l'ouverture du capital d'EDF.

18.2 Marché des titres de la Société

Depuis le 21 novembre 2005, les actions EDF sont admises aux négociations sur l'Eurolist d'Euronext Paris SA.

Le graphique ci-après présente l'évolution du cours de l'action de la Société depuis cette date et jusqu'au 31 mars 2008 :

Cours de l'action EDF depuis l'introduction en Bourse



Le tableau ci-après présente l'évolution du cours de l'action de la société de janvier 2007 au 31 mars 2008 inclus :

Période de cotation	Transactions		Cours de clôture (en euros)	
	en millions ⁽¹⁾ de titres	en millions d'euros	Plus haut	Plus bas
Janvier 2007	28,8	1 526	55,15	51,50
Février 2007	24,4	1 376	58,10	54,35
Mars 2007	28,4	1 641	62,76	54,03
Avril 2007	18,5	1 165	64,29	61,86
Mai 2007	24,8	1 641	68,93	64,64
Juin 2007	46,3	3 399	80,63	66,67
Juillet 2007	34,8	2 677	81,44	72,82
Août 2007	33,5	2 413	74,77	68,21
Septembre 2007	28,3	2 053	74,25	70,54
Octobre 2007	32,7	2 589	84,52	73,18
Novembre 2007	39,2	3 263	86,45	80,07
Décembre 2007	36,9	3 021	82,30	81,25
Janvier 2008	58,3	4 324	82,94	64,58
Février 2008	54,4	3 651	74,00	61,75
Mars 2008	54,6	3 173	60,87	54,37

(1) Les transactions en millions d'euros correspondent à la somme mensuelle des produits du nombre quotidien de titres échangés par le cours de clôture du même jour.

(Source : Thomson Financial)

Année 2007

Au cours de l'année 2007, l'action EDF a progressé de + 48 %, le CAC 40 de + 1 % et l'euro Stoxx Utility de + 24 %.

Au 31 décembre 2007, le cours de clôture de l'action EDF était de 81,48 euros (55,20 euros au 31 décembre 2006). Son cours de clôture le plus bas au cours de l'année 2007 a été de 51,50 euros le 5 janvier, et son cours de clôture le plus haut de 86,45 euros le 22 novembre.

La capitalisation boursière d'EDF au 31 décembre 2007 atteignait 148,5 milliards d'euros.

Année 2008

Depuis le début de l'année 2008, et jusqu'au 31 mars 2008, l'action EDF a baissé de -32 %, le CAC 40 de -16 % et l'Euro Stoxx Utility de -16 %.

Au 31 mars 2008, le cours de clôture de l'action EDF était de 55,11 euros (81,48 euros au 31 décembre 2007). Son cours de clôture le plus bas au cours de l'année 2008 jusqu'au 31 mars a été de 54,37 euros le 26 mars, et son cours de clôture le plus haut de 82,94 euros le 7 janvier.

La capitalisation boursière d'EDF au 31 mars 2008 atteignait 100,4 milliards d'euros.

18.3 Accord dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle

À la connaissance d'EDF, il n'existe aucun accord dont la mise en œuvre pourrait, à une date ultérieure, entraîner un changement de contrôle.

19

Opérations avec des apparentés



19.1 Relations avec l'État	P.212
19.2 Relations avec Gaz de France	P.213
19.3 Relations avec le groupe Areva	P.213
19.4 Relations avec les sociétés du périmètre de consolidation	P.213

Outre les informations figurant ci-après, le détail des opérations conclues par la Société avec des « parties liées » au titre de l'exercice 2007 est

indiqué à la note 39 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2007.

19.1 Relations avec l'État

Au 31 décembre 2007, l'État détenait 84,85 % du capital social et des droits de vote d'EDF. Tel que mentionné à la section 4.2.4 (« Risques liés à la structure et à la transformation du Groupe ») ci-dessus, les modifications du capital ne peuvent avoir pour effet de réduire la participation de l'État en dessous du seuil de 70 %.

L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions sociales requérant l'approbation des actionnaires. En particulier, l'État, en tant qu'actionnaire principal, peut, en pratique, déterminer l'issue du vote des actionnaires dans l'élection des administrateurs et plus généralement dans toute question soumise au vote de l'Assemblée Générale.

L'Agence des Participations de l'État (« APE »), créée par le décret n° 2004-963 du 9 septembre 2004, exerce la mission de l'État en sa qualité d'actionnaire dans la Société et, à ce titre, propose et met en œuvre les décisions et orientations de l'État, en liaison avec l'ensemble des ministères concernés.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, EDF peut être soumise à certaines procédures de contrôle par l'État, notamment au travers d'une mission de contrôle économique et financier, en application du décret n° 55-733 du 26 mai 1955 relatif au contrôle économique et financier de l'État et du décret n° 53-707 du 9 août 1953 relatif au contrôle de l'État sur les entreprises publiques nationales et certains organismes ayant un objet d'ordre économique ou social.

Un accord sur le suivi des investissements de croissance externe du Groupe EDF conclu entre l'État et le Groupe EDF le 27 juillet 2001 impose des procédures d'agrément préalable et d'information (préalable ou non) de l'État pour certains projets de prise, d'extension ou de cession de participations par le Groupe. Par ailleurs, l'accord a mis en place une procédure de suivi des résultats de ces opérations de croissance externe.

EDF est également soumise aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement. Ainsi, outre le contrôle exercé par les deux commissaires aux comptes, les comptes et la gestion de la Société et, le cas échéant, ceux de ses filiales majoritaires directes, relèvent du contrôle

de la Cour des comptes conformément aux articles L. 111-4, L. 133-1 et L. 133-2 du Code des juridictions financières. Ainsi, après vérification des comptes, la Cour des comptes peut également demander communication de tous documents nécessaires à l'accomplissement de sa mission de contrôle, et entendre toute personne de son choix. Enfin, le décret-Loi du 30 octobre 1935 organisant le contrôle de l'État sur les sociétés, syndicats et associations ou entreprises de toute nature ayant fait appel au concours financier de l'État, permet au ministre chargé de l'économie de soumettre EDF aux vérifications de l'inspection générale des finances.

En outre, la cession d'actions EDF par l'État, ou la dilution de la participation de l'État dans le capital d'EDF, est soumise à une procédure particulière en vertu de la réglementation applicable et notamment des Lois n° 86-793 du 2 juillet 1986, n° 86-912 du 6 août 1986 et n° 93-923 du 19 juillet 1993. Enfin, EDF participe, à l'instar des autres producteurs d'électricité, à la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le ministre chargé de l'Énergie. Cette programmation fixe notamment les objectifs en matière de répartition des capacités de production par source d'énergie primaire. Pour plus de détails sur la programmation pluriannuelle des investissements de production, se reporter à la section 6.5.1.2 (« Législation française ») ci-dessus.

L'État et EDF ont conclu le 24 octobre 2005 un contrat portant sur les missions de service public assignées à EDF (voir section 6.5.1.2 (« Législation française ») ci-dessus).

Par ailleurs, l'État intervient dans le cadre de la réglementation des marchés de l'électricité et du gaz (voir section 6.5.1.2 (« Législation française ») ci-dessus), et notamment pour les autorisations de construction et d'exploitation des installations de production et les certificats ouvrant droit à l'obligation d'achat, pour fixer les tarifs de vente réglementés, et pour fixer les tarifs de transport et de distribution ainsi que le montant de la contribution aux charges de service public de l'électricité (« CSPE »).

Enfin, EDF fournit de l'électricité à différentes entités du secteur public : les administrations, les collectivités locales et les entreprises du secteur public. Ces entités sont aujourd'hui des clients éligibles pour lesquels EDF est en concurrence avec d'autres fournisseurs d'électricité. Certaines d'entre elles ont fait jouer leur éligibilité et ont changé de fournisseur.

19.2 Relations avec Gaz de France

EDF et Gaz de France ont été constitués sous la forme d'EPIC en application de la Loi du 8 avril 1946. L'article 5 de cette Loi prévoyait que des conventions particulières pouvaient être conclues entre les deux établissements publics pour l'organisation de services communs ou le transfert à l'un de ces établissements de services relevant de la compétence de l'autre établissement. En application de cette Loi, des entités communes avaient été créées au sein d'EDF et de Gaz de France : la Direction de la Distribution devenue EDF GDF Services, la Direction du Personnel et des Relations Sociales (« DPRS »), devenue le Centre National d'Expertise et des Relations Professionnelles (« CNERP ») et la Direction Informatique et Télécommunications (« DIT »).

La Loi du 9 août 2004 est venue modifier l'article 5 de la Loi de 1946 qui prévoit désormais que EDF et Gaz de France, détenues toutes deux majoritairement par l'État, peuvent créer par convention des services communs. La création de tels services est obligatoire dans le secteur de la distribution pour :

- la construction des ouvrages ;
- la maîtrise d'œuvre des travaux ;
- l'exploitation et la maintenance des réseaux ;
- les opérations de comptage ;
- de manière générale, les autres missions afférentes à ces activités.

En outre, les services communs ainsi créés ont la possibilité de réaliser des prestations pour le compte de certains autres distributeurs.

L'article 27 de la Loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie est venue imposer la création d'un service commun aux deux filiales en charge respectivement de la distribution d'électricité et de gaz, non doté de la personnalité morale.

À la suite de la filialisation des activités de distribution, les deux filiales d'EDF (ERDF) et de Gaz de France (GRDF) partagent un service commun conformément au cadre légal. Pour plus de détails concernant l'organisation de ce service commun, voir section 6.2.2.2.3 (« Organisation ») ci-dessus.

Outre ce service commun, EDF et Gaz de France ne disposent, à ce jour, que d'un autre service comprenant du personnel mixte : la Direction Informatique et Télécommunications (« DIT »), entité mixte en charge de certains systèmes d'information.

Dans le cadre de la coopération entre EDF et Gaz de France au sein de la DIT, une convention de partenariat a été signée le 1^{er} juillet 2004 afin de préciser la nature des missions ainsi que les modalités de gouvernance de cette entité commune.

19.3 Relations avec le groupe Areva

Voir section 4.3 (« Facteur de dépendance »).

19.4 Relations avec les Sociétés du Périmètre de Consolidation

EDF a conclu différents accords commerciaux avec ces sociétés. EDF et EnBW ont notamment conclu un accord de coopération en 2001, qui prévoit les modalités de la coopération entre les deux sociétés. Ce contrat a été conclu pour une durée indéterminée et ne pouvait être résilié avant 2006.

EDF a également conclu des conventions de trésorerie avec les filiales contrôlées opérationnellement (c'est-à-dire hors Edison, EnBW et Dalkia), voir Chapitre 7 (« Organigramme — Relations contractuelles intra-groupe »). Par ailleurs, EDF consent des garanties à certaines de ses filiales, qui figurent dans les engagements hors bilans consolidés du Groupe.

EDF, d'une part, et RTE-EDF Transport et ERDF, d'autre part, ont signé des contrats régissant leurs relations techniques et financières.

Les contrats conclus avec les sociétés en intégration proportionnelle et les sociétés consolidées par mise en équivalence concernent en particulier la vente et l'achat énergie.

20

Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de l'émetteur



20.1 <u>Informations financières historiques</u>	P.214
20.2 <u>Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2007</u>	P.316
20.3 <u>Honoraires des Commissaires aux comptes</u>	P.317
20.4 <u>Politique de distribution de dividendes</u>	P.319
20.5 <u>Procédures judiciaires et d'arbitrages</u>	P.320
20.6 <u>Changement significatif de la situation financière ou commerciale</u>	P.326

20.1 Informations financières historiques

En application de l'article 28 du Règlement (CE) n° 809/2004 de la Commission européenne du 29 avril 2004, les informations suivantes sont incluses par référence dans le présent Document de Référence :

- les comptes consolidés relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2005, établis selon les normes comptables internationales, ainsi que le rapport des contrôleurs légaux y afférent, figurant respectivement à la section 20.1 (pages 213 à 308) et 20.2 (page 309) du Document de Référence 2005 ;

- les comptes consolidés relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2006, établis selon les normes comptables internationales, ainsi que le rapport des contrôleurs légaux y afférent, figurant respectivement à la section 20.1 (pages 197 à 289) et 20.2 (page 290) du Document de Référence 2006 ;

Les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2007 (établis conformément aux normes IAS-IFRS) figurent ci-dessous.

COMPTES CONSOLIDÉS

AU 31 DÉCEMBRE 2007

Sommaire



Comptes de résultat consolidés	220	Note 5. Événements et transactions significatifs survenus au cours des exercices 2007 et 2006	249
Bilans consolidés	221	5.1 ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DE L'EXERCICE 2007	249
Tableaux de flux de trésorerie consolidés	222	5.2 ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DE L'EXERCICE 2006	250
Variations des capitaux propres consolidés	223	Note 6. Évolutions du périmètre de consolidation	251
Annexe aux comptes consolidés	224	6.1 ÉVOLUTIONS DE PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION AU COURS DE L'EXERCICE 2007	251
Note 1. Référentiel comptable du Groupe	224	6.2 ÉVOLUTIONS DE PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION AU COURS DE L'EXERCICE 2006	252
1.1 DÉCLARATION DE CONFORMITÉ ET RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE	224	Note 7. Informations sectorielles	253
1.2 ÉVOLUTION DES PRINCIPES COMPTABLES AU 1 ^{ER} JANVIER 2007	225	7.1 INFORMATIONS PAR ZONE GÉOGRAPHIQUE	253
Note 2. Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation	226	7.2 PRODUITS PROVENANT DES VENTES À DES CLIENTS EXTERNES PAR ZONE GÉOGRAPHIQUE SUR LA BASE DE LA LOCALISATION DES CLIENTS	255
2.1 BASES D'ÉVALUATION	227	7.3 INFORMATIONS PAR SECTEURS D'ACTIVITÉS	255
2.2 JUGEMENTS ET ESTIMATIONS DE LA DIRECTION DU GROUPE	227	Note 8. Chiffre d'affaires	256
2.3 MÉTHODES DE CONSOLIDATION	228	Note 9. Achats de combustibles et d'énergie	256
2.4 RÈGLES DE PRÉSENTATION DES ÉTATS FINANCIERS	229	Note 10. Autres consommations externes	257
2.5 MÉTHODES DE CONVERSION	229	Note 11. Obligations contractuelles et engagements	257
2.6 PARTIES LIÉES	230	11.1 ENGAGEMENTS D'ACHATS	257
2.7 CHIFFRE D'AFFAIRES	230	11.2 ENGAGEMENTS DE LIVRAISON D'ÉLECTRICITÉ	258
2.8 IMPÔTS SUR LES RÉSULTATS	230	11.3 GARANTIES ET ENGAGEMENTS RELATIFS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION	259
2.9 GOODWILL ET REGROUPEMENTS D'ENTREPRISES	231	11.4 OBLIGATIONS ET ENGAGEMENTS EN MATIÈRE DE LOCATION SIMPLE	260
2.10 AUTRES ACTIFS INCORPORELS	232	Note 12. Charges de personnel	260
2.11 IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS, IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES	232	12.1 CHARGES DE PERSONNEL	260
2.12 CONTRATS DE CONCESSION	233	12.2 EFFECTIFS MOYENS	261
2.13 CONTRATS DE LOCATION	234	Note 13. Autres produits et charges opérationnels	261
2.14 PERTES DE VALEUR DES AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES	235	Note 14. Pertes de valeur / reprises	262
2.15 ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS	235	Note 15. Autres produits et charges d'exploitation	263
2.16 STOCKS ET EN-COURS	238	Note 16. Résultat financier	263
2.17 CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	238	16.1 COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	263
2.18 TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	238	16.2 CHARGES D'ACTUALISATION	264
2.19 CAPITAUX PROPRES	239	16.3 AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	264
2.20 ACTIONS PROPRES	239	Note 17. Impôts sur les résultats	265
2.21 PROVISIONS	239	17.1 VENTILATION DE LA CHARGE D'IMPÔT	265
2.22 AVANTAGES DU PERSONNEL	240	17.2 RAPPROCHEMENT DE LA CHARGE D'IMPÔT THÉORIQUE ET DE LA CHARGE D'IMPÔT EFFECTIVE	265
2.23 PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS	241	17.3 VENTILATION DES ACTIFS ET DES PASSIFS D'IMPÔT DIFFÉRÉ PAR NATURE	267
2.24 SUBVENTIONS D'INVESTISSEMENT	241	17.4 DÉFICITS REPORTABLES ET CRÉDITS D'IMPÔT	267
2.25 DÉPENSES ENVIRONNEMENTALES	241	17.5 IMPÔT CONSTATÉ EN CAPITAUX PROPRES	267
2.26 RÉSULTAT NET PAR ACTION ET RÉSULTAT NET DILUÉ PAR ACTION	242	Note 18. Goodwill	268
2.27 ACTIFS ET PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE ET ACTIVITÉS ABANDONNÉES	242	Note 19. Autres actifs incorporels	269
Note 3. Les concessions de distribution publique d'électricité en France et les contrats de concessions des autres activités	242	19.1 AU 31 DÉCEMBRE 2007	269
3.1 INTERPRÉTATION IFRIC 12	242	19.2 AU 31 DÉCEMBRE 2006	269
3.2 POINTS PARTICULIERS CONCERNANT LA DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	243		
Note 4. Comparabilité des exercices	246		
4.1 RECLASSEMENTS DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	246		
4.2 IMPACT DU CHANGEMENT DE PRÉSENTATION DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES	247		
4.3 RECLASSEMENTS DANS LES COMPTES DE PROVISIONS NUCLÉAIRES	249		

Note 20. Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	270	31.3 PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	286
20.1 VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	270	31.4 PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET POUR DERNIERS CŒURS	288
20.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS)	270	31.5 SÉCURISATION DU FINANCEMENT DES OBLIGATIONS DE LONG TERME AU TITRE DES INSTALLATIONS NUCLÉAIRES D'EDF	291
Note 21. Immobilisations en concessions des autres activités	271	31.6 AVANTAGES DU PERSONNEL	292
21.1 VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS	271	31.7 AUTRES PROVISIONS ET PASSIFS ÉVENTUELS	295
21.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS HORS IMMOBILISATIONS EN COURS ET FINANCÉES PAR LOCATION-FINANCEMENT	271	Note 32. Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France sur biens existants et sur biens à renouveler	297
Note 22. Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	272	Note 33. Passifs financiers courants et non courants	297
22.1 VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE	272	33.1 RÉPARTITION COURANT / NON COURANT DES PASSIFS FINANCIERS	297
22.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE HORS IMMOBILISATIONS EN COURS ET FINANCÉES PAR LOCATION-FINANCEMENT	273	33.2 EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	298
22.3 OBLIGATIONS ET ENGAGEMENTS EN MATIÈRE DE CONTRATS DE LOCATION-FINANCEMENT	274	33.3 ENDETTEMENT FINANCIER NET	300
Note 23. Titres mis en équivalence	274	33.4 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET	300
Note 24. Actifs financiers courants et non courants	275	33.5 GARANTIES SUR EMPRUNTS	301
24.1 RÉPARTITION ENTRE LES ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	275	Note 34. Gestion des risques financiers	302
24.2 VARIATION DES ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS HORS DÉRIVÉS	276	Note 35. Instruments dérivés et comptabilité de couverture	303
24.3 DÉTAIL DES ACTIFS FINANCIERS	276	35.1 COUVERTURE DE JUSTE VALEUR	303
24.4 JUSTE VALEUR DES ACTIFS FINANCIERS COMPTABILISÉS AU COÛT AMORTI	278	35.2 COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE	303
24.5 ENGAGEMENTS LIÉS AUX INVESTISSEMENTS	278	35.3 COUVERTURE D'INVESTISSEMENTS NETS À L'ÉTRANGER	303
Note 25. Stocks	280	35.4 IMPACT DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE EN CAPITAUX PROPRES	304
Note 26. Clients et comptes rattachés	280	35.5 COUVERTURES DE JUSTE VALEUR LIÉES AUX MATIÈRES PREMIÈRES	306
Note 27. Autres débiteurs	281	Note 36. Instruments dérivés non comptabilisés en couverture	306
Note 28. Trésorerie et équivalents de trésorerie	281	36.1 DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	306
Note 29. Actifs et passifs détenus en vue de leur vente	282	36.2 DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	307
Note 30. Capitaux propres	282	36.3 DÉRIVÉS D' ACTIONS	307
30.1 CAPITAL SOCIAL	282	36.4 CONTRATS DÉRIVÉS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE	308
30.2 ACTIONS PROPRES	283	Note 37. Autres créditeurs	309
30.3 DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES	283	Note 38. Contribution des co-entreprises	309
30.4 RÉSULTAT NET ET RÉSULTAT NET DILUÉ PAR ACTION	283	Note 39. Parties liées	310
30.5 GESTION DU CAPITAL	284	39.1 TRANSACTIONS AVEC LES SOCIÉTÉS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION	310
Note 31. Provisions	284	39.2 RELATIONS AVEC L'ÉTAT ET LES SOCIÉTÉS PARTICIPATIONS DE L'ÉTAT	310
31.1 RÉPARTITION COURANT / NON COURANT DES PROVISIONS	284	39.3 RÉMUNÉRATION DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION	311
31.2 IMPACT DES TEXTES D'APPLICATION DE LA LOI DU 28 JUIN 2006 SUR LES PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE ET SUR LES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS CONSTITUÉES PAR EDF EN FRANCE	285	Note 40. Environnement	312
		40.1 QUOTAS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE	312
		40.2 CERTIFICATS D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE ET MESURES VISANT À DÉVELOPPER L'UTILISATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES	312
		Note 41. Événements postérieurs à la clôture	313
		41.1 RÉFORME DU RÉGIME SPÉCIAL DE RETRAITE DES INDUSTRIES ÉLECTRIQUES ET GAZIÈRES	313
		41.2 ÉMISSION OBLIGATAIRE PAR EDF	313
		Note 42. Périmètre de consolidation	314



Comptes de résultat consolidés

(en millions d'euros)	Notes	2007	2006 ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	8	59 637	58 932
Achats de combustibles et d'énergie	9	(23 215)	(23 949)
Autres consommations externes	10	(9 797)	(8 721)
Charges de personnel	12	(9 938)	(9 709)
Impôts et taxes		(3 236)	(3 175)
Autres produits et charges opérationnels	13	1 759	1 015
Excédent brut d'exploitation		15 210	14 393
Dotations aux amortissements		(5 628)	(5 363)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession		(504)	(463)
(Pertes de valeur) / reprises	14	(150)	121
Autres produits et charges d'exploitation	15	1 063	668
Résultat d'exploitation		9 991	9 356
Coût de l'endettement financier brut	16.1	(1 492)	(1 606)
Charges d'actualisation	16.2	(2 632)	(2 530)
Autres produits et charges financiers	16.3	1 590	1 435
Résultat financier		(2 534)	(2 701)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		7 457	6 655
Impôts sur les résultats	17	(1 841)	(1 146)
Quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence	23	168	263
Résultat net des activités en cours d'abandon		9	5
Résultat net consolidé		5 793	5 777
dont résultat net part des minoritaires		175	172
DONT RÉSULTAT NET PART DU GROUPE		5 618	5 605
Résultat net part du Groupe par action :			
Résultat par action en euro	30.4	3,08	3,08
Résultat dilué par action en euro	30.4	3,08	3,07

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2006 ont été retraitées du changement lié à la présentation sur une ligne spécifique des dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession (voir notes 3.2.3 et 4).

Bilans consolidés

ACTIF (en millions d'euros)	Notes	31.12.2007	31.12.2006 ⁽¹⁾
Goodwill	18	7 266	7 123
Autres actifs incorporels	19	2 421	2 100
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	20	39 982	39 192
Immobilisations en concessions des autres activités	21	27 151	27 768
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	22	37 808	36 921
Titres mis en équivalence	23	2 530	2 459
Actifs financiers non courants	24	15 805	13 094
Impôts différés	17	1 609	2 167
Actif non courant		134 572	130 824
Stocks	25	8 678	7 431
Clients et comptes rattachés	26	16 100	15 716
Actifs financiers courants	24	14 876	17 010
Actifs d'impôts courants	17	376	431
Autres débiteurs	27	5 243	4 226
Trésorerie et équivalents de trésorerie	28	6 035	3 308
Actif courant		51 308	48 122
Actifs détenus en vue de la vente	29	269	140
TOTAL DE L'ACTIF		186 149	179 086

PASSIF (en millions d'euros)	Notes	31.12.2007	31.12.2006 ⁽¹⁾
Capital	30	911	911
Réserves et résultats consolidés		26 299	22 398
Capitaux propres - part du Groupe		27 210	23 309
Intérêts minoritaires		1 586	1 490
Total des capitaux propres		28 796	24 799
Provisions pour aval du cycle nucléaire	31.3	16 699	14 636
Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs	31.4	13 097	13 606
Provisions pour avantages du personnel	31.6	12 240	12 377
Autres provisions	31.7	2 002	2 505
Provisions non courantes	31.1	44 038	43 124
Droits des concédants sur les biens en concessions de distribution publique d'électricité en France existants	32	18 227	17 800
Droits des concédants sur les biens en concessions de distribution publique d'électricité en France à renouveler	32	18 730	18 427
Passifs financiers non courants	33.1	17 607	19 983
Autres créditeurs	37	5 624	5 385
Impôts différés	17	4 435	4 646
Passif non courant		108 661	109 365
Provisions	31.1	4 696	4 018
Fournisseurs et comptes rattachés		9 867	9 457
Passifs financiers courants	33.1	16 918	15 110
Dettes d'impôts courants		391	621
Autres créditeurs	37	16 706	15 600
Passif courant		48 578	44 806
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	29	114	116
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		186 149	179 086

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2006 ont été retraitées des changements de présentation des immobilisations corporelles à l'actif, des passifs spécifiques des concessions au passif (voir notes 2.11, 2.12, 3 et 4).



Tableaux de flux de trésorerie consolidés

(en millions d'euros)	Notes	2007	2006
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		7 457	6 655
Pertes de valeurs / (reprises)	14	150	(121)
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		6 130	7 459
Produits et charges financiers		642	789
Dividendes des sociétés consolidées par mise en équivalence		130	92
Plus ou moins-values de cession		(860)	(789)
Variation du besoin en fonds de roulement		(269)	654
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		13 380	14 739
Frais financiers nets décaissés		(921)	(931)
Impôts sur le résultat payés		(2 237)	(1 462)
Versement de la soulte démantèlement Marcoule		-	(551)
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles		10 222	11 795
Opérations d'investissement :			
Acquisitions / cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie (acquise / cédée)	6	253	691
Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles	20,21,22	(7 490)	(5 935)
Cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	20,21,22	229	272
Variations d'actifs financiers	24	1 580	(8 797)
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement		(5 428)	(13 769)
Opérations de financement :			
Émissions d'emprunts	33	7 059	3 686
Remboursements d'emprunts	33	(6 357)	(4 254)
Dividendes versés par EDF	30.3	(3 170)	(1 439)
Dividendes versés aux minoritaires		(90)	(93)
Augmentation de capital souscrite par les minoritaires		178	24
Augmentation des passifs spécifiques des concessions		238	219
Subventions d'investissement		32	63
Actions propres		(6)	-
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement		(2 116)	(1 794)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		2 678	(3 768)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture		3 308	7 220
Incidence des variations de change		(42)	(3)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		96	76
Incidence des autres reclassements		(5)	(217)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE		6 035	3 308

Variations des capitaux propres consolidés

	Capital	Réserves consolidées et résultat	Actions propres	Différences de conversion	Écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers	Capitaux propres part du Groupe	Intérêts minoritaires	Total capitaux propres
<i>(en millions d'euros)</i>								
Capitaux propres au 31 décembre 2005	911	17 399	-	(13)	1 016	19 313	961	20 274
Variations de juste valeur des actifs disponibles à la vente ⁽¹⁾	-	-	-	-	516	516	1	517
Variations de juste valeur des instruments financiers de couverture ⁽²⁾	-	-	-	-	(1 131)	(1 131)	-	(1 131)
Différences de conversion	-	-	-	63	(9)	54	(3)	51
Résultat directement reconnu en capitaux propres	-	-	-	63	(624)	(561)	(2)	(563)
Résultat	-	5 605	-	-	-	5 605	172	5 777
Total des charges et produits de la période	-	5 605	-	63	(624)	5 044	170	5 214
Dividendes distribués	-	(1 439)	-	-	-	(1 439)	(93)	(1 532)
Rachats d'actions propres	-	-	(74)	-	-	(74)	-	(74)
Cessions d'actions propres	-	-	74	-	-	74	-	74
Autres variations ⁽³⁾	-	211	-	260	(80)	391	452	843
Capitaux propres au 31 décembre 2006	911	21 776	-	310	312	23 309	1 490	24 799
Variations de juste valeur des actifs disponibles à la vente ⁽¹⁾:								
dont variation de juste valeur enregistrée en capitaux propres	-	-	-	-	493	493	1	494
dont variation de juste valeur transférée en résultat	-	-	-	-	(200)	(200)	-	(200)
Variations de juste valeur des instruments financiers de couverture ⁽²⁾:								
dont variation de juste valeur enregistrée en capitaux propres	-	-	-	-	720	720	1	721
dont variation de juste valeur transférée en résultat	-	-	-	-	827	827	-	827
Différences de conversion	-	-	-	(450)	-	(450)	21	(429)
Résultat directement reconnu en capitaux propres	-	-	-	(450)	1 840	1 390	23	1 413
Résultat	-	5 618	-	-	-	5 618	175	5 793
Total des charges et produits de la période	-	5 618	-	(450)	1 840	7 008	198	7 206
Dividendes distribués ⁽⁴⁾	-	(3 170)	-	-	-	(3 170)	(90)	(3 260)
Rachats d'actions propres	-	-	(38)	-	-	(38)	-	(38)
Cessions d'actions propres	-	-	32	-	-	32	-	32
Autres variations	-	42	-	22	5	69	(12)	57
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2007	911	24 266	(6)	(118)	2 157	27 210	1 586	28 796

(1) Ces variations correspondent aux effets des évaluations en valeur de marché ainsi qu'aux transferts en résultat de la variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente. En 2006 et 2007, elles concernent essentiellement EDF.

(2) Ces variations correspondent aux effets des évaluations en valeur de marché des instruments financiers de couverture ainsi qu'aux montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats dénoués. Au 31 décembre 2007, la variation positive de 1 547 millions d'euros reflète notamment le recyclage en résultat des contrats d'EDF Energy en cours à fin 2006 et arrivés à échéance en 2007. Au 31 décembre 2006, la variation de (1 131) millions d'euros s'expliquait essentiellement par la baisse des prix observée en fin d'année sur les marchés de l'énergie qui a induit des variations négatives de juste valeur sur les contrats de gaz et d'électricité documentés en couverture principalement au Royaume-Uni.

(3) Les autres variations de capitaux propres de l'exercice 2006 incluaient notamment la sortie des écarts de conversion du Groupe Light pour 258 millions d'euros et la réévaluation des actifs identifiables d'EDF Énergies Nouvelles pour 86 millions d'euros consécutive à la prise de contrôle exclusif de cette société (voir note 6). La variation des intérêts minoritaires faisait essentiellement suite à la prise de contrôle d'EDF Énergies Nouvelles pour 462 millions d'euros.

(4) Dont acomptes sur dividendes: 1 057 millions d'euros.



Annexe aux comptes consolidés

Électricité de France (EDF ou la « Société ») est une société anonyme de droit français, domiciliée en France.

Les comptes consolidés de la Société comprennent ceux de la Société et de ses filiales ainsi que la quote-part dans les co-entreprises ou les entreprises associées (l'ensemble économique étant désigné comme le « Groupe »).

Le Groupe est un énergéticien intégré présent sur l'ensemble des métiers de l'énergie : la production, le transport, la distribution, la commercialisation et le négoce d'énergies.

Les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2007 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration qui les a arrêtés en date du 19 février 2008. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'assemblée générale qui se tiendra le 20 mai 2008.

Note	Référentiel comptable du Groupe	
1		
	1.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe	P.224
	1.2 Évolution des principes comptables au 1^{er} janvier 2007	P.225

1.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les états financiers consolidés du Groupe EDF au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2007 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2007. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (International Accounting Standards), IFRS (International Financial Reporting Standards), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les comptes consolidés de l'exercice 2007 sont présentés avec en comparatif l'exercice 2006 établi selon le même référentiel.

Conformément à IAS 8, les données comparatives relatives au 31 décembre 2006 ont été retraitées pour tenir compte de changements de présentation (voir note 4).

1.2 Évolution des principes comptables au 1^{er} janvier 2007

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2007 sont identiques à celles utilisées par le Groupe au 31 décembre 2006 à l'exception des normes, amendements et interprétations d'application obligatoire à compter du 1^{er} janvier 2007 qui sont décrits ci-après :

- amendement à IAS 1 « Présentation des états financiers – informations à fournir concernant le capital », qui ajoute des dispositions en vue de permettre d'évaluer les objectifs, politiques et procédures de gestion du capital de la Société ;
- IFRIC 7 « Modalités pratiques de retraitement des états financiers selon IAS 29: information financière dans les économies hyperinflationnistes » ;
- IFRIC 8 « Champ d'application d'IFRS 2, paiement fondé sur des actions », cette norme clarifie le champ d'application d'IFRS 2 dans le cas de transactions pour lesquelles une entité ne peut identifier expressément tout ou partie des biens ou services reçus ;
- IFRIC 9 « Réévaluation des dérivés incorporés » ;
- IFRIC 10 « Information financière intermédiaire et pertes de valeur » : cette interprétation précise que les pertes de valeur affectant un goodwill et certains actifs financiers (placements en instruments de capitaux propres disponibles à la vente et en actifs financiers comptabilisés au coût) comptabilisés dans des états financiers intermédiaires ne peuvent pas être reprises ultérieurement ;
- IFRS 7 « Instruments financiers: informations à fournir » : cette norme renforce l'information financière à fournir sur les actifs et passifs financiers de façon à permettre aux utilisateurs d'évaluer l'importance des instruments financiers au regard de sa situation et de sa performance financière, ainsi que la nature et l'ampleur des risques en découlant.

À l'exception des nouvelles informations requises par la norme IFRS 7, ces normes, amendements et interprétations sont sans incidence significative sur les comptes consolidés du Groupe.

S'agissant des normes adoptées par l'Union européenne en 2007 et dont l'application n'est pas obligatoire en 2007, le Groupe a décidé :

- d'appliquer dès l'exercice 2007 par anticipation l'interprétation IFRIC 11, intitulée « IFRS 2 – Actions propres et transactions intra-groupe », qui a été adoptée par l'Union européenne à la date d'arrêté des comptes ; cette interprétation précise que les transactions dont le paiement est fondé sur des actions et par lesquelles une entité reçoit des services en contrepartie de ses instruments de capitaux propres sont comptabilisées comme des transactions réglées en capitaux propres. Cette disposition s'applique également aux transferts d'instruments de capitaux propres de la mère de l'entité, ou d'une entité du groupe, à des tiers qui ont fourni à l'entité des biens et des services ;
- de ne pas appliquer par anticipation la norme IFRS 8 « Segments opérationnels » ; cette norme qui remplace IAS 14, impose de présenter la performance financière et les segments opérationnels de l'entité tels qu'ils sont régulièrement examinés par la direction.

En outre, le Groupe a décidé de ne pas appliquer par anticipation les textes suivants qui devraient faire l'objet d'une approbation par l'Union européenne en 2008 :

- IAS 1 « Présentation des états financiers », version révisée ;
- amendement à IAS 23 « Coûts d'emprunts » qui supprime l'option permettant de comptabiliser immédiatement en charges les coûts d'emprunts directement attribuables à l'acquisition, la construction ou à la production d'un actif qualifié et impose donc leur capitalisation dans les coûts de l'actif ;
- IFRIC 13 « Programmes de fidélisation des clients » ;
- IFRIC 14 « IAS 19 – limitation de l'actif au titre des prestations définies, obligations de financement minimum et leur interaction ».

L'impact potentiel de l'ensemble de ces normes, amendements et interprétations reste en cours d'évaluation.

L'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services » fait l'objet d'un développement spécifique en note 3.



Note 2

Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation



2.1 <u>Bases d'évaluation</u>	P.227
2.2 <u>Jugements et estimations de la Direction du Groupe</u>	P.227
2.3 <u>Méthodes de consolidation</u>	P.228
2.4 <u>Règles de présentation des états financiers</u>	P.229
2.5 <u>Méthodes de conversion</u>	P.229
2.6 <u>Parties liées</u>	P.230
2.7 <u>Chiffre d'affaires</u>	P.230
2.8 <u>Impôts sur les résultats</u>	P.230
2.9 <u>Goodwill et regroupements d'entreprises</u>	P.231
2.10 <u>Autres actifs incorporels</u>	P.232
2.11 <u>Immobilisations en concessions, immobilisations de production et autres immobilisations corporelles</u>	P.232
2.12 <u>Contrats de concession</u>	P.233
2.13 <u>Contrats de location</u>	P.234
2.14 <u>Pertes de valeur des autres actifs incorporels et des immobilisations corporelles</u>	P.235
2.15 <u>Actifs et passifs financiers</u>	P.235
2.16 <u>Stocks et en-cours</u>	P.238
2.17 <u>Clients et comptes rattachés</u>	P.238
2.18 <u>Trésorerie et équivalents de trésorerie</u>	P.238
2.19 <u>Capitaux propres</u>	P.239
2.20 <u>Actions propres</u>	P.239
2.21 <u>Provisions</u>	P.239
2.22 <u>Avantages du personnel</u>	P.240
2.23 <u>Passifs spécifiques des concessions</u>	P.241
2.24 <u>Subventions d'investissement</u>	P.241
2.25 <u>Dépenses environnementales</u>	P.241
2.26 <u>Résultat net par action et résultat net dilué par action</u>	P.242
2.27 <u>Actifs et passifs détenus en vue de leur vente et activités abandonnées</u>	P.242

Les méthodes comptables exposées ci-dessous ont été appliquées d'une façon permanente à l'ensemble des périodes présentées dans les états financiers consolidés.

2.1 Bases d'évaluation

Les états financiers consolidés sont préparés sur la base du coût historique à l'exception de certains instruments financiers et d'actifs financiers disponibles à la vente qui sont comptabilisés suivant la convention de la juste valeur.

Les méthodes utilisées pour évaluer la juste valeur de ces instruments sont présentées en note 2.15.

2.2 Jugements et estimations de la Direction du Groupe

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et charges de l'exercice ainsi que pour l'évaluation des aléas positifs et négatifs à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existantes en date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers du Groupe pourraient différer des estimations actuelles.

Les principales méthodes comptables sensibles au titre desquelles le Groupe a recours à des estimations et jugements sont décrites ci-après. Toute modification d'hypothèses sur ces domaines pourrait avoir un impact significatif compte-tenu de leur importance dans les états financiers du Groupe EDF.

2.2.1 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs est sensible aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme ainsi qu'aux échéanciers de décaissements. Une réestimation est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par le Groupe. Si ces réestimations conduisaient à constater des écarts significatifs, elles pourraient justifier la révision des montants provisionnés.

Le montant de ces provisions s'élève à 30484 millions d'euros au 31 décembre 2007 (28713 millions d'euros au 31 décembre 2006).

Une modification des taux d'actualisation serait considérée comme un changement d'estimation au même titre qu'un changement d'échéancier de décaissement ou qu'un changement de devis dont les effets seraient enregistrés :

- sur les actifs correspondants lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif ;
- en résultat dans les autres cas ;

et pourrait avoir un impact significatif sur les états financiers du Groupe.

2.2.2 Retraites et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi

L'évaluation des engagements de retraites et autres avantages postérieurs à l'emploi et à long terme repose sur des évaluations actuarielles sensibles aux hypothèses de taux d'actualisation et de taux d'augmentation des salaires ainsi qu'à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues.

Les provisions enregistrées à ce titre au 31 décembre 2007 s'élèvent à 13763 millions d'euros (13928 millions d'euros au 31 décembre 2006).

2.2.3 Dépréciation des goodwill et pertes de valeur des actifs à long terme

Les tests de dépréciation de goodwill et des actifs à long terme sont sensibles aux hypothèses macro-économiques et sectorielles retenues ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme. Compte-tenu de ces sensibilités, le Groupe révisé ses estimations et hypothèses sous-jacentes sur la base d'informations régulièrement mises à jour.

La valeur nette des goodwill des filiales et co-entreprises, au 31 décembre 2007, est de 7266 millions d'euros (7123 millions d'euros au 31 décembre 2006).

2.2.4 Instruments financiers

Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché (contrats d'énergies essentiellement), le Groupe utilise des modèles de valorisation qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses soumises à des aléas, dont la modification pourrait avoir un impact significatif sur les comptes.

2.2.5 Énergie et acheminement en compteurs

Comme précisé en note 2.7, les quantités d'énergie livrée non relevée non facturée sont déterminées en date d'arrêté à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. Ces statistiques et estimations sont sensibles aux hypothèses retenues pour déterminer la quote-part de chiffre d'affaires non facturée en date d'arrêté de comptes.



2.2.6 Évaluation des obligations sur les biens à renouveler au titre des concessions de distribution publique en France

Comme mentionné en note 3, le Groupe a maintenu les traitements comptables appliqués jusqu'alors. Compte-tenu des spécificités des contrats de concession de distribution publique d'électricité en France, le Groupe a privilégié, pour présenter au bilan les obligations au titre des biens à renouveler, une évaluation consistant à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué aux concédants dans le cadre de comptes rendus annuels d'activité. Une approche alternative consisterait à évaluer les obligations sur la base d'une valeur actuelle des montants à décaisser pour faire face au renouvellement de ces biens à l'issue de leur durée de vie industrielle. Les effets de l'adoption de cette dernière approche sur les comptes sont présentés à titre d'information dans la note 3. Quelle que soit la méthode d'évaluation retenue, l'évaluation du passif des concessions sur les biens à renouveler est notamment sujette à des aléas en termes de coûts et de dates de décaissements.

2.2.7 Tarif réglementé transitoire d'ajustement de marché (TARTAM)

Pour évaluer la contribution à sa charge dans le cadre de l'application du Tarif réglementé transitoire d'ajustement de marché défini dans la Loi du 7 décembre 2006, le Groupe retient différentes hypothèses à partir des meilleures informations et prévisions disponibles pour apprécier notamment le volume des clients souhaitant bénéficier du tarif d'ajustement, l'évolution des prix de l'électricité sur le marché et la quote-part de financement de ce dispositif par la contribution au service public de l'électricité (CSPE) à chaque date d'arrêt.

2.2.8 Autres jugements de la Direction

L'utilisation d'estimations et d'hypothèses revêt également une importance particulière pour l'évaluation des montants de la contribution au service public de l'électricité à recevoir au titre de l'exercice et pour la reconnaissance des impôts différés actifs.

2.3 Méthodes de consolidation

Les filiales sont les sociétés dans lesquelles le Groupe exerce un contrôle exclusif et sont consolidées par la méthode de l'intégration globale. Le contrôle exclusif est le pouvoir, direct ou indirect, de diriger les politiques financières et opérationnelles d'une entreprise afin de tirer avantage de ses activités. Il y a présomption de contrôle exclusif lorsque la détention, directe et indirecte, est supérieure à 50 % des droits de vote. Pour apprécier le contrôle, les droits de vote potentiels exerçables à la date de clôture, y compris par une autre partie, sont pris en considération.

Les co-entreprises sont les sociétés sur lesquelles le Groupe exerce un contrôle conjoint et sont consolidées par la méthode de l'intégration proportionnelle, en fonction du pourcentage d'intérêt du Groupe. Le contrôle conjoint est le partage du contrôle d'une entreprise exploitée en commun par un nombre limité d'associés ou d'actionnaires, de sorte que les politiques financières et opérationnelles résultent de leur accord conjoint.

Les entreprises associées désignent les entités dans lesquelles le Groupe exerce une influence notable sur les politiques financières et opération-

nelles sans en avoir le contrôle. L'influence notable est présumée lorsque la participation du Groupe est supérieure ou égale à 20 %. Les entreprises associées sont consolidées par la méthode de la mise en équivalence. Les titres mis en équivalence sont inscrits au bilan à leur coût historique corrigé de la quote-part de situation nette générée après l'acquisition, diminué des pertes de valeur. La quote-part de résultat de la période est présentée dans la ligne « Quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence » du compte de résultat.

Les résultats des sociétés acquises au cours de l'exercice sont comptabilisés dans le compte de résultat consolidé du Groupe à compter de la date de prise de contrôle et ce, jusqu'à la date de transfert de ce contrôle en cas de cession.

Toutes les transactions significatives entre les sociétés consolidées, ainsi que les profits internes non réalisés, sont éliminés.

La liste des filiales, co-entreprises et entreprises associées est présentée en note 42.

2.4 Règles de présentation des états financiers

Les actifs et passifs de nature ou de fonction dissemblables sont présentés séparément.

Les actifs et passifs constitutifs du besoin en fonds de roulement entrant dans le cycle normal de l'activité sont classés en courants. Les autres actifs et passifs sont classés en courants d'une part, non courants d'autre part, selon que leur échéance est à plus ou moins d'un an par rapport à la date de clôture.

Les engagements de rachat d'intérêts minoritaires sur une entité intégrée globalement donnés par une entité du Groupe EDF sont présentés en « Autres créiteurs courants et non courants », en contrepartie du goodwill et des intérêts minoritaires.

Le compte de résultat est présenté par nature. La rubrique « Autres produits et charges d'exploitation » placée sous l'excédent brut d'exploitation comprend des éléments à caractère inhabituel par leur nature ou leur montant.

2.5 Méthodes de conversion

2.5.1 Monnaie de présentation des comptes

Les états financiers du Groupe sont présentés en euros qui est la monnaie fonctionnelle et la monnaie de présentation d'EDF. Toutes les données financières sont arrondies au million d'euros le plus proche.

2.5.2 Monnaie fonctionnelle

La monnaie fonctionnelle d'une entité est la monnaie de l'environnement économique dans lequel cette entité opère principalement. Dans la majorité des cas, la monnaie fonctionnelle correspond à la monnaie locale. Cependant, dans certaines entités, une monnaie fonctionnelle différente de la monnaie locale peut être retenue dès lors qu'elle reflète la devise des principales transactions.

2.5.3 Conversion des états financiers des sociétés étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro

Les états financiers des entités étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro sont convertis en euros de la façon suivante :

- les bilans des sociétés étrangères sont convertis en euro au taux de change à la date de clôture ;
- les comptes de résultat et les flux de trésorerie de ces mêmes sociétés sont convertis au taux de change moyen de la période ;
- les écarts résultant de la conversion des états financiers des sociétés étrangères sont portés en capitaux propres sur la ligne « Différences de conversion ».

Les différences de change ayant trait à un élément monétaire qui fait en substance partie intégrante de l'investissement net du Groupe dans une entreprise étrangère consolidée sont inscrites dans les capitaux propres consolidés jusqu'à la cession ou la liquidation de cet investissement net, date à laquelle elles sont inscrites en charges ou en produits dans le résultat comme les autres différences de conversion relatives à cette entreprise.

Dans le cadre de la préparation du bilan d'ouverture en IFRS à la date de transition (1^{er} janvier 2004) et conformément à la norme IFRS 1, les différences de conversion relatives à un investissement net dans une entité étrangère et comptabilisées au poste « Différences de conversion » dans les capitaux propres ont été mises à zéro en contrepartie des réserves de consolidation.

2.5.4 Conversion des opérations en devises

En application de la norme IAS 21, les opérations libellées en devises étrangères sont initialement converties et comptabilisées dans la monnaie fonctionnelle de l'entité concernée au cours en vigueur à la date de transaction.

Lors des arrêts comptables, les actifs et passifs monétaires exprimés en devises sont convertis au taux de clôture à cette même date. Les différences de change correspondantes sont comptabilisées dans le compte de résultat.



2.6 Parties liées

Les parties liées comprennent l'État français, les sociétés détenues majoritairement par l'État et certaines de leurs filiales et les sociétés sur lesquelles EDF exerce un contrôle conjoint ou une influence notable, ainsi que les membres des instances de direction et d'administration du Groupe.

2.7 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement par des produits issus de la vente d'énergie et des prestations de services. Ces dernières incluent principalement des prestations de transport et de distribution de l'énergie ainsi que les enchères de capacité et d'interconnexion.

Le Groupe constate les ventes quand :

- l'existence d'un contrat est acquise ;
- la livraison a eu lieu (ou la prestation de service est achevée) ;
- le prix est fixé ou déterminable ;
- et le caractère recouvrable des créances est probable.

La livraison a lieu quand les risques et avantages associés à la propriété sont transférés à l'acheteur.

Les quantités d'énergie livrée non relevée non facturée sont déterminées à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente.

Les prestations de services ou fournitures de biens sont traitées en utilisant la méthode à l'avancement pour les opérations partiellement achevées à la clôture de l'exercice.

Les opérations de négoce sur le marché de l'énergie sont comptabilisées nettes des achats.

Les participations financières perçues des clients par le Groupe lors de leur raccordement au réseau (« tickets de raccordement ») sont enregistrées en produits constatés d'avance et sont rapportées au chiffre d'affaires sur une période fonction de la durée de vie des actifs qu'elles ont contribués à financer ou sur la durée estimée des contrats clients.

2.8 Impôts sur les résultats

Les impôts sur les résultats comprennent la charge (le produit) d'impôt exigible et la charge (le produit) d'impôt différé, calculés conformément aux législations fiscales en vigueur dans les pays où les résultats sont taxables.

Les impôts exigibles et différés sont comptabilisés en résultat, ou en capitaux propres si ces impôts concernent des éléments imputés directement en capitaux propres.

La charge (le produit) d'impôt exigible est le montant estimé de l'impôt dû au titre du résultat imposable de la période, déterminé en utilisant les taux d'impôt adoptés à la date de clôture.

L'impôt différé résulte des différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs et leurs bases fiscales. Cependant, aucun impôt différé n'est constaté pour les différences temporelles générées par :

- un goodwill non déductible fiscalement ;
- la comptabilisation initiale d'un actif ou d'un passif dans une transaction qui n'est pas un regroupement d'entreprises et qui n'affecte ni le bénéfice comptable, ni le bénéfice imposable (perte fiscale) à la date de transaction ;
- des participations dans des filiales, co-entreprises et entreprises associées dès lors que le Groupe contrôle la date à laquelle les différences temporelles s'inverseront et qu'il est probable que ces différences ne s'inverseront pas dans un avenir prévisible.

Les actifs et passifs d'impôt différé sont évalués aux taux d'impôt attendus sur l'exercice au cours duquel l'actif sera réalisé ou le passif réglé et qui ont été adoptés à la date de clôture. En cas de changement de taux d'impôt, les impositions différées font l'objet d'un ajustement au nouveau taux en vigueur et l'ajustement est imputé au compte de résultat sauf s'il se rapporte à un sous-jacent dont les variations sont des éléments imputés en capitaux propres, notamment au titre de la comptabilisation des instruments de couverture et des actifs disponibles à la vente.

Les impôts différés sont revus à chaque clôture pour tenir compte notamment des changements de législation fiscale et des perspectives de recouvrement des différences temporelles déductibles. Un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que dans la mesure où il est probable que le Groupe disposera de bénéfices futurs imposables sur lesquels cet actif pourra être imputé dans un horizon prévisible ou, au-delà, d'impôts différés passifs de même maturité.

2.9 Goodwill et regroupements d'entreprises

Les regroupements d'entreprises sont constatés selon la méthode de l'acquisition telle que définie dans la norme IFRS 3. Le coût d'acquisition correspond à la juste valeur des actifs remis, des passifs encourus ou assumés et des instruments de capitaux propres émis par l'acquéreur à la date de l'acquisition auxquels s'ajoutent les coûts annexes directement attribuables à l'acquisition.

2.9.1 Détermination des goodwill

Les goodwill représentent la différence entre le coût du regroupement d'entreprise et la part d'intérêt du Groupe dans la juste valeur des actifs, passifs et passifs éventuels identifiables de l'entité acquise à la date de prise de contrôle. Lorsqu'il en résulte une différence négative, elle est immédiatement comptabilisée en résultat.

Les justes valeurs des actifs et des passifs et la détermination du goodwill sont définitives au cours des douze mois suivant la date d'acquisition.

En cas d'acquisition d'intérêts minoritaires dans une filiale déjà consolidée par intégration globale, le Groupe enregistre en goodwill la différence entre le prix d'acquisition des intérêts minoritaires et la quote-part de situation nette acquise, sans procéder à la réévaluation des actifs et des passifs acquis.

En cas d'acquisition d'intérêts complémentaires dans une entreprise associée sans qu'il en résulte une prise de contrôle, le Groupe maintient les actifs et les passifs antérieurement acquis à leur valeur dans les comptes consolidés.

2.9.2 Évaluation et présentation des goodwill

Les goodwill relatifs aux sociétés acquises antérieurement au 1^{er} janvier 2004 ont été présentés au bilan, nets des amortissements constatés, conformément à l'option ouverte par la norme IFRS 1.

Les goodwill provenant de l'acquisition de filiales ou de co-entreprises sont présentés séparément au bilan. Les pertes de valeur relatives à ces goodwill sont présentées sur la ligne « Pertes de valeur » du compte de résultat.

Les goodwill provenant de l'acquisition d'entreprises associées sont inclus dans la valeur comptable de la participation. Les pertes de valeur relatives à ces goodwill sont enregistrées dans la ligne « Quote-part de résultat net dans les sociétés mises en équivalence ».

Après leur comptabilisation initiale, les goodwill sont inscrits à leurs coûts diminués des pertes de valeur constatées.

Les goodwill ne sont pas amortis mais font l'objet d'un test de perte de valeur dès l'apparition d'indices de pertes de valeur et au minimum une fois par an.

Pour ce test, les goodwill sont alloués aux Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) qui correspondent à des ensembles homogènes générant des flux identifiables bénéficiant des synergies provenant de l'acquisition. Le Groupe a retenu comme Unité Génératrice de Trésorerie (UGT), soit les sous-groupes, soit les entités juridiques, ventilés le cas échéant selon leur secteur d'activité (production-commercialisation, distribution, transport, autres).

La valeur recouvrable de ces unités est la valeur la plus élevée entre la juste valeur nette des coûts de sortie et la valeur d'utilité. La valeur d'utilité est déterminée par référence aux flux futurs de trésorerie nets actualisés issus des prévisions financières à moyen terme, selon les règles exposées à la note 2.14. Lorsque cette valeur recouvrable est inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence en « Pertes de valeur », la perte s'imputant en priorité sur les goodwill puis sur les actifs immobilisés de l'UGT concernée.

Lors de la cession de tout ou partie d'une entité du Groupe, la quote-part du goodwill attribuable à la cession est incluse dans le calcul du résultat de cession.



2.10 Autres actifs incorporels

Les autres actifs incorporels sont principalement constitués de logiciels, de brevets et droits similaires, de droits d'exploitation et de frais de développement, et sont amortis linéairement selon leur durée d'utilité, en général comprise entre 1 et 5 ans.

Ils incluent également les quotas d'émissions de gaz à effet de serre acquis à titre onéreux, mais qui ne sont pas amortis.

2.10.1 Dépenses de recherche et de développement

Les dépenses de recherche sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Les dépenses concourant au développement d'un projet sont comptabilisées en actifs incorporels lorsque le Groupe peut démontrer :

- la faisabilité technique nécessaire à l'achèvement de l'immobilisation incorporelle en vue de sa mise en service ou de sa vente ;
- son intention d'achever l'immobilisation incorporelle et de l'utiliser ou de la vendre ;
- sa capacité à utiliser ou à vendre l'immobilisation incorporelle ;
- la façon dont l'immobilisation incorporelle générera des avantages économiques futurs probables ;
- la disponibilité de ressources (techniques, financières et autres) appropriées pour achever le développement et utiliser ou vendre l'immobilisation incorporelle ;
- sa capacité à évaluer de façon fiable les dépenses attribuables à l'immobilisation incorporelle au cours de son développement.

2.10.2 Quotas d'émission de gaz à effet de serre

Le traitement comptable retenu par le Groupe est le suivant :

- les quotas d'émissions acquis à titre onéreux sont comptabilisés en actifs incorporels à leur coût d'acquisition ; lorsque les droits d'émission sont remis gratuitement dans le cadre du plan national d'allocation des quotas (PNAQ) par l'État concerné, ils n'apparaissent pas au bilan ;
- lorsque les émissions réalisées ou prévisionnelles d'une entité du Groupe sont supérieures aux quotas alloués par l'État et encore détenus au titre de la période du PNAQ, une provision est constituée pour couvrir l'excédent d'émissions. Cette provision est évaluée au coût d'acquisition à due concurrence des quotas acquis au comptant ou à terme et pour le solde par référence au prix de marché. Cette provision est soldée lors de la restitution des quotas à l'État.

Les achats / ventes à terme de quotas relevant d'une activité de négoce sont comptabilisés selon la norme IAS 39 et valorisés à leur juste valeur à la date du bilan. La variation de juste valeur est enregistrée en résultat.

2.11 Immobilisations en concessions, immobilisations de production et autres immobilisations corporelles

Les immobilisations du Groupe sont présentées, à compter du 1^{er} janvier 2007, sur trois rubriques à l'actif du bilan, en fonction de l'activité et du cadre contractuel dans lesquels elles sont utilisées (voir notes 3 et 4) :

- immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France ;
- immobilisations en concessions des autres activités ;
- immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre.

2.11.1 Évaluation initiale

Les immobilisations sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production.

Le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporels à la construction de l'actif.

Les dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdictions administratives d'exploitation sont immobilisées.

Le coût des immobilisations comprend également les coûts de déconstruction des installations de production et pour les installations nucléaires le coût du dernier cœur. Ces actifs sont comptabilisés en contrepartie des provisions constituées au titre de ces obligations. À la date de mise en service, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 2.21). Ainsi sont inclus dans la valeur des immobilisations :

- le coût actualisé de la déconstruction des installations ;
- et pour les installations nucléaires, le coût actualisé du dernier cœur de combustible, comprenant la dépréciation du stock résiduel de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif de la production, le coût du retraitement de ce combustible, ainsi que le coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations nucléaires constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties au prorata de la durée de vie des installations.

Les coûts des révisions décennales imposées réglementairement pour les centrales nucléaires et les centrales thermiques à flamme constituent un composant de la valeur de ces installations, qui est amorti sur une durée correspondant à l'intervalle séparant deux révisions.

Les coûts d'emprunt des capitaux utilisés pour financer les installations ainsi que les dépenses de pré-exploitation sont comptabilisés en charges.

2.11.2 Mode et durées d'amortissement

Les immobilisations sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, définie comme la période sur laquelle le Groupe prévoit de retirer de leur utilisation un avantage économique futur.

Pour les principaux ouvrages, les durées d'utilité estimées sont les suivantes :

- Barrages hydroélectriques : 75 ans
- Matériel électromécanique des usines hydroélectriques : 50 ans
- Centrales thermiques à flamme : 30 à 45 ans
- Installations de production nucléaire : 40 ans (*)
- Installations de transport et de distribution (lignes, postes de transformation) : 20 à 45 ans

(*) Sous réserve de dispositions réglementaires plus restrictives dans certains pays.

À l'issue de travaux qui ont concerné l'essentiel des biens relevant de la Distribution Publique d'électricité en France, certaines durées d'utilité ont été modifiées (cf. note 3.2.4).

2.12 Contrats de concession

2.12.1 Méthodes comptables

Le Groupe EDF comptabilise les contrats public / privé selon les normes et interprétations IAS 16, IAS 17, IAS 18, IAS 37, IFRS 6, et IFRIC 4 en fonction des spécificités des contrats (concernant l'interprétation IFRIC 12, voir note 3).

2.12.2 Concessions en France

En France, le Groupe est concessionnaire de trois types de concessions de service public :

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) ;
- les concessions de forces hydrauliques, ayant pour concédant l'État ;
- la concession du réseau public de transport qui a pour concessionnaire la filiale RTE EDF Transport (intégrée globalement au 1^{er} janvier 2005) et pour concédant l'État.

– Les concessions de distribution publique d'électricité

Les biens relevant de cette activité sont inscrits en « Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France », pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concédant.

Des développements complémentaires sur ce régime ainsi que sur les passifs des concessions sont présentés en note 3.

La filialisation par EDF de ses activités de distribution en France continentale (voir note 5.1.1.2) n'a pas d'impact sur les contrats.

– Les concessions de forces hydrauliques

Les immobilisations affectées au service de la concession concernent les ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines, ...), et pour les concessions renouvelées récemment, incluent également les ouvrages de production d'électricité (alternateurs, ...).

L'article 7 de la Loi n° 2006-1772 du 30 décembre 2006 sur l'eau et les milieux aquatiques a supprimé le droit de préférence au concessionnaire sortant que la Loi du 16 octobre 1919 avait institué.

Par ailleurs, l'article 33 de la Loi de finances rectificative pour 2006, n° 2006-1771 du 30 décembre 2006, prévoit au profit du concessionnaire sortant le principe d'une indemnisation de la part non amortie de ses investissements réalisés durant la deuxième moitié de l'exécution du contrat, à l'exception de ceux qui auraient été nécessaires à la remise en bon état des ouvrages à la fin de la concession, sans que cette durée puisse être inférieure à dix ans. Au 31 décembre 2007, le décret fixant les modalités d'application de cette disposition n'était pas paru.

Les biens relevant de cette activité sont inscrits en « Immobilisations en concessions des autres activités » pour leur coût d'acquisition.

– La concession du réseau public de transport

La concession de transport date de 1956. Sa durée est de 75 ans. La Loi du 10 février 2000 a confié à un service indépendant au sein d'EDF la charge de gérer le réseau public de transport de l'électricité. Ce service a été filialisé, à compter du 1^{er} janvier 2005, sous le nom de RTE EDF Transport, société intégrée globalement.

Un nouveau cahier des charges-type de concession du réseau public de transport a été approuvé par le décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006. Au 31 décembre 2007, le contrat de concession entre l'État et RTE EDF Transport, auquel sera annexé le cahier des charges, reste à finaliser.

Les biens affectés à la concession du réseau public de transport sont par la Loi propriété de RTE EDF Transport. Ils sont inscrits en « Immobilisations en concessions des autres activités ».



2.12.3 Concessions à l'étranger

Les dispositions relatives aux concessions à l'étranger sont différentes selon les contrats et les législations nationales. Les principaux pays concernés sont les suivants :

– le Royaume-Uni

EDF Energy est propriétaire de réseaux de distribution publique d'électricité. La filiale détient un monopole sur la zone géographique définie dans la licence et le réseau peut être cédé à sa juste valeur. Les licences peuvent être révoquées, en cas de manquement aux obligations de la licence de distribution, avec un préavis de 25 ans.

Les biens relevant de cette activité sont inscrits en « Immobilisations en concessions des autres activités ».

– l'Allemagne

Les réseaux de distribution dont EnBW est le concessionnaire lui appartiennent pour la durée de la concession. En cas de non-renouvellement de concession, EnBW peut céder le réseau à sa juste valeur ou à la valeur de remplacement amortie.

Les biens relevant de cette activité sont comptabilisés en « Immobilisations en concessions des autres activités ».

– l'Italie

Edison est concessionnaire de sites de production d'hydrocarbures, de sites de stockage de gaz, de réseaux de distribution locale de gaz et de sites de production hydraulique. Il est propriétaire des actifs, à l'exception d'une partie des immobilisations corporelles des sites de production hydraulique qui sont gratuitement cessibles à l'échéance de la concession, par exemple les conduites.

Les biens relevant de cette activité sont inscrits en « Immobilisations en concessions des autres activités », à l'exception des droits de prospection et des dépenses qui sont associés à la découverte de ressources minérales spécifiques, liés aux sites de production d'hydrocarbures, lesquels sont classés en actifs incorporels.

Ils sont amortis sur leur durée d'utilité ; à noter en particulier que :

- les actifs de production hydraulique qui sont remis gratuitement à la fin de la concession sont amortis sur la durée de la concession ;
- les actifs relatifs aux concessions d'hydrocarbures sont amortis selon la méthode de l'unité de production ;
- les dépenses qui sont associées à la découverte de ressources minérales spécifiques, sont amorties sur l'exercice.

2.13 Contrats de location

Dans le cadre de ses activités, le Groupe utilise des actifs mis à sa disposition en vertu de contrats de location. Ces contrats de location font l'objet d'une analyse au regard des situations décrites et indicateurs fournis par la norme IAS 17 afin de déterminer s'il s'agit de contrats de location simple ou de contrats de location-financement.

2.13.1 Contrats de location-financement

Les contrats ayant pour effet de transférer au Groupe la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété des biens loués sont qualifiés de contrats de location-financement. Les critères examinés par le Groupe afin d'apprécier si un contrat de location transfère la quasi-totalité des risques et avantages sont notamment :

- le rapport entre la durée des contrats des actifs loués et leur durée de vie ;
- le total des paiements futurs actualisés rapporté à la juste valeur de l'actif financé ;
- l'existence d'un transfert de propriété à l'issue du contrat de location ;
- l'existence d'une option d'achat favorable ;
- la nature spécifique de l'actif loué.

Les actifs utilisés dans le cadre de contrats de location-financement sont rattachés aux rubriques d'immobilisations concernées, avec pour contrepartie une dette financière ; ils sont amortis sur leur durée d'utilisation ou, lorsqu'elle est plus courte, sur la durée du contrat de location correspondant.

Lorsque le Groupe réalise une opération de cession-bail qui débouche sur un contrat de location-financement, cette opération est comptabilisée conformément aux principes énoncés ci-dessus. Dans le cas où le prix de cession est supérieur à la valeur comptable de l'actif, l'excédent est différé et amorti sur la durée du contrat de location.

2.13.2 Contrats de location simple

Les contrats de location ne correspondant pas à la définition d'un contrat de location-financement sont qualifiés de contrat de location simple et comptabilisés comme tels.

Les paiements effectués au titre de ces contrats sont comptabilisés en charges dans le compte de résultat.

2.13.3 Accords qui contiennent des contrats de location

Conformément à l'interprétation IFRIC 4, le Groupe identifie les accords qui, bien que n'ayant pas la forme juridique d'un contrat de location, transfèrent le droit d'utilisation d'un actif ou d'un groupe d'actifs spécifiques au preneur du contrat, dès lors que le preneur bénéficie d'une part substantielle de la production de l'actif et que le paiement n'est pas dépendant de la production ou du prix du marché.

Les accords ainsi identifiés sont assimilés à des contrats de location et sont analysés en regard des dispositions de la norme IAS 17 en tant que tels pour être qualifiés soit de contrat de location simple soit de contrat de location-financement.

2.14 Pertes de valeur des autres actifs incorporels et des immobilisations corporelles

Le Groupe apprécie, à chaque clôture des comptes et à chaque arrêté intermédiaire, s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est effectué :

- le Groupe mesure les éventuelles dépréciations des actifs long terme par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein d'unités génératrices de trésorerie, et leur valeur recouvrable généralement leur valeur d'utilité calculée par la méthode des flux de trésorerie futurs actualisés ;
- les taux d'actualisation retenus pour ces besoins s'appuient sur le coût moyen pondéré du capital de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés ; ils sont déterminés par zone économique, géographique et par activité le cas échéant. Le taux d'actualisation avant impôt est calculé par un processus itératif à partir des taux après impôts ;

- les flux de trésorerie futurs sont établis sur la base des plans à moyen terme sur trois ans. Les variables susceptibles d'influencer significativement les calculs sont :

- les évolutions de la réglementation tarifaire et des prix de marché,
- les évolutions des taux d'intérêt et des primes de risque de marché,
- les niveaux de marché et la part de marché sur les offres ainsi que le niveau d'investissement,
- la durée de vie des installations ainsi que le plan de renouvellement des concessions,
- les taux de croissance retenus au-delà des plans à moyen terme et les valeurs terminales considérées.

Ce test de dépréciation repose sur des plans d'affaires et des hypothèses validés par le Groupe.

2.15 Actifs et passifs financiers

Les actifs financiers comprennent les immobilisations financières (titres de participations non consolidés, actifs dédiés et autres titres de placement), les prêts et créances financières ainsi que la juste valeur positive des dérivés.

Les actifs dédiés sont des actifs financiers destinés à participer au financement des opérations de fin de cycle nucléaire provisionnées au passif du bilan (voir notes 24.3.2.1 et 31.5). Ces actifs sont isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers du Groupe eu égard à leur objectif. Ils sont composés de titres obligataires, d'actions, d'OPVCM et de fonds dits réservés, constitués par le Groupe pour son usage exclusif.

Les passifs financiers comprennent les emprunts et dettes financières, les concours bancaires et la juste valeur négative des instruments dérivés.

Les actifs et passifs financiers sont présentés au bilan en actifs ou passifs courants ou non courants selon que leur échéance est inférieure ou supérieure à un an, à l'exception des dérivés de transaction qui sont classés en courant.

Les dettes et créances d'exploitation ainsi que la trésorerie et équivalents de trésorerie entrent dans le champ d'application de la norme IAS 39 ; ils sont présentés distinctement au bilan.

2.15.1 Classement des actifs et passifs financiers et modalités d'évaluation

Les classes d'instruments financiers retenus au sens de la norme IFRS 7 sont :

- les actifs et passifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat ;
- les actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance ;
- les prêts et créances financières ;

- les actifs financiers disponibles à la vente ;
- les clients et comptes rattachés ;
- la trésorerie et les équivalents de trésorerie ;
- les dettes financières et dettes d'exploitation.

2.15.1.1 ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR AVEC VARIATIONS DE JUSTE VALEUR EN RÉSULTAT

Les actifs financiers à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat sont désignés comme tels à l'initiation de l'opération car :

- ils ont été acquis dès l'origine avec l'intention de revente à brève échéance ;
- ou il s'agit de dérivés non qualifiés de couverture (dérivés de transaction) ;
- ou le Groupe a choisi de les classer dans cette catégorie selon l'option offerte par la norme IAS 39.

Ces actifs sont comptabilisés à la date de transaction, à leur coût d'acquisition y compris frais accessoires d'achat. À chaque date d'arrêté comptable, ils sont évalués à leur juste valeur, déterminée soit sur la base de prix cotés, disponibles auprès de contributeurs externes, pour les instruments financiers cotés, soit selon la méthode des flux futurs actualisés pour les autres instruments financiers.

Les variations de juste valeur sont enregistrées au compte de résultat dans la rubrique « Autres produits et charges financiers ».

Les dividendes et intérêts perçus sur ces actifs évalués à la juste valeur sont comptabilisés en résultat en « Autres produits financiers ».

Les variations de juste valeur des contrats de matières premières de négoce sont enregistrées dans la rubrique « Chiffre d'affaires » du compte de résultat.



En ce qui concerne l'option sur la juste valeur, le Groupe classe un actif ou un passif dans la catégorie « juste valeur sur option » dans les 3 cas suivants :

- (1) élimination ou réduction significative d'une incohérence dans la méthode d'évaluation d'actifs ou de passifs ;
- (2) gestion de la performance d'un groupe d'actifs / passifs à la juste valeur, conformément aux stratégies documentées et au reporting effectué auprès du management ;
- (3) l'actif ou le passif comprend un instrument dérivé incorporé.

Si un contrat contient un ou plusieurs dérivés incorporés, il est possible de classer l'instrument hybride dans la catégorie juste valeur sur option, à l'exception des deux situations suivantes :

- le dérivé incorporé ne modifie pas substantiellement les flux de trésorerie du contrat,
- l'analyse des caractéristiques du contrat hôte et du dérivé incorporé n'induit pas une séparation du dérivé incorporé.

2.15.1.2 ACTIFS FINANCIERS DÉTENUS JUSQU'À L'ÉCHÉANCE

Sont classés dans cette catégorie les actifs financiers à maturité fixe que le Groupe a acquis avec l'intention et la capacité de les détenir jusqu'à leur échéance. Ils sont comptabilisés au coût amorti, à la date de transaction. Les intérêts comptabilisés au taux d'intérêt effectif sont enregistrés dans la rubrique « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat.

2.15.1.3 PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES

Les prêts et créances financières sont évalués et comptabilisés, à la date de transaction, au coût amorti diminué d'une éventuelle provision pour dépréciation.

Les intérêts reconnus au taux d'intérêt effectif sont comptabilisés dans le poste « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat.

2.15.1.4 ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE

Les actifs financiers disponibles à la vente comprennent les titres de participation, les fonds réservés ainsi que les titres de placement. Ils sont comptabilisés au coût d'acquisition à leur date de transaction, puis en date d'arrêté comptable à leur juste valeur.

Leur évaluation à la juste valeur est déterminée sur la base de prix cotés, disponibles auprès de contributeurs externes, pour les instruments financiers cotés sur un marché actif. La juste valeur est déterminée selon la méthode des flux futurs actualisés pour les autres instruments financiers. Quand une juste valeur ne peut être estimée de manière fiable au moyen d'autres méthodes d'évaluation admises comme l'actualisation des flux futurs, ces titres sont évalués à leur coût d'acquisition, diminué de toute dépréciation cumulée.

Les plus-values ou moins-values latentes sur ces actifs financiers disponibles à la vente sont constatées en capitaux propres, sauf en cas de perte avérée auquel cas une dépréciation est constatée (voir note 2.15.2).

Pour les actifs financiers disponibles à la vente représentant les titres de dettes, les intérêts calculés au taux d'intérêt effectif sont crédités au compte de résultat dans le poste « Autres produits et charges financiers sur actifs financiers disponibles à la vente ».

2.15.1.5 DETTES FINANCIÈRES ET DETTES D'EXPLOITATION

Les dettes financières sont comptabilisées selon la méthode du coût amorti avec séparation éventuelle des dérivés incorporés. Les intérêts cal-

culés au taux d'intérêt effectif, sont comptabilisés au poste « Coût de l'endettement financier brut » sur la durée de la dette financière. La juste valeur de la dette est calculée par actualisation des flux futurs au taux de marché.

2.15.1.6 INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

2.15.1.6.1 CHAMP D'APPLICATION

Le champ d'application des instruments financiers dérivés a été défini par le Groupe conformément aux dispositions et principes introduits par la norme IAS 39.

En particulier, les contrats d'achat et de vente à terme avec livraison physique d'énergie ou de matières premières sont considérés comme exclus du champ d'application de la norme IAS 39, dès lors que ces contrats ont été conclus dans le cadre de l'activité dite « normale » du Groupe. Cette qualification est démontrée dès que les conditions suivantes sont réunies :

- une livraison physique intervient systématiquement ;
- les volumes achetés (vendus) au titre de ces contrats correspondent aux besoins d'exploitation du Groupe ;
- les contrats ne sont pas assimilables à des ventes d'option au sens de la norme. Dans le cas particulier des contrats de vente d'électricité, le contrat est assimilable en substance à une vente à terme ferme ou s'apparente à une vente de capacité.

Dans ce cadre, le Groupe considère que les transactions négociées dans l'objectif d'un équilibrage en volumes entre engagements d'achat et de vente d'électricité entrent dans le cadre de son métier d'électricien intégré et sont exclues du champ d'application de la norme IAS 39.

Conformément aux principes de la norme IAS 39, le Groupe analyse l'ensemble de ses contrats – portant sur des éléments financiers ou non financiers – afin d'identifier l'existence d'éventuels instruments dérivés dits « incorporés ». Toute composante d'un contrat qui affecte les flux du contrat concerné de manière analogue à celle d'un instrument financier dérivé autonome répond à la définition d'un dérivé incorporé au contrat. Si les conditions prévues par la norme sont réunies, un dérivé incorporé est séparé en comptabilité, en date de mise en place du contrat.

2.15.1.6.2 ÉVALUATION ET COMPTABILISATION

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur. Cette juste valeur est déterminée sur la base de prix cotés et de données de marché, disponibles auprès de contributeurs externes. Le Groupe peut également faire référence à des transactions récentes comparables ou utiliser une valorisation fondée sur des modèles internes reconnus par les intervenants sur le marché et intégrant des données directement dérivées de données observables telles que des cotations de gré à gré.

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 couverture de flux de trésorerie ou d'un investissement net. Dans ce dernier cas, les variations de valeur des instruments de couverture sont comptabilisées directement en capitaux propres, hors part inefficace des couvertures.

Dans le cas particulier des instruments financiers négociés dans le cadre des activités d'EDF Trading, les résultats réalisés et latents sont présentés en net dans la rubrique « Chiffre d'affaires ».

2.15.1.6.3 INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS QUALIFIÉS DE COUVERTURE

Le Groupe EDF utilise des instruments dérivés pour couvrir ses risques de change et de taux ainsi que ceux liés à certains contrats de matières premières.

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 :

- (1) l'opération de couverture doit couvrir les variations de juste valeur ou des flux de trésorerie imputables au risque couvert et l'efficacité de la couverture (représentant le niveau de compensation des variations de valeur de l'instrument de couverture avec celles de l'élément couvert ou de la transaction future) se situe dans une fourchette comprise entre 80 % et 125 % ;
- (2) en ce qui concerne les opérations de couverture de flux de trésorerie, la transaction future, objet de la couverture, doit être hautement probable ;
- (3) l'efficacité de la couverture est déterminée de manière fiable ;
- (4) l'opération de couverture est étayée par une documentation adéquate dès sa mise en place.

Le Groupe applique les typologies de couverture suivantes :

(a) 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.

(b) couverture de flux de trésorerie

Il s'agit d'une couverture de transactions futures hautement probables où les variations de flux de trésorerie générés par l'élément couvert sont compensées par les variations de valeur de l'instrument de couverture. 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 (correspondant à l'excédent de variations de juste valeur de l'instrument de couverture par rapport aux variations de juste valeur de l'élément couvert).

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.

(c) couverture d'un investissement net

Il s'agit de couvrir l'exposition au risque de change associé à un investissement net dans une entité étrangère. Les variations cumulées de juste valeur des instruments de couverture sont enregistrées en capitaux propres pour leur partie considérée comme efficace jusqu'à la sortie de l'investissement net, date à laquelle ce montant est comptabilisé en résultat de cession. La partie inefficace de la couverture (déterminée selon les mêmes modalités que pour une couverture de flux futurs) est enregistrée directement en résultat.

La relation de couverture prend fin dès lors que :

- un instrument dérivé cesse d'être un instrument de couverture efficace ;
- un instrument dérivé échoit, est vendu, annulé ou exercé ;

- l'élément couvert est arrivé à échéance, a été vendu ou remboursé ;
- une transaction future n'est plus considérée comme hautement probable.

Seuls les instruments dérivés externes au Groupe étant réputés éligibles à la comptabilité de couverture, les résultats relatifs aux instruments dérivés internes sont éliminés dans les comptes consolidés. Toutefois, dans le cadre d'une relation de couverture initiée au moyen de dérivés internes au Groupe, la comptabilité de couverture s'applique s'il est démontré que les instruments dérivés internes donnent lieu à un retournement à l'extérieur du Groupe.

Le Groupe enregistre la variation de valeur liée à l'effet taux des dérivés de couverture d'investissement net à l'étranger en capitaux propres au même titre que la variation de valeur liée au change.

2.15.2 Dépréciation des actifs financiers

À 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.

2.15.2.1 ACTIFS FINANCIERS COMPTABILISÉS AU COÛT AMORTI

Le montant de la perte est égal à la différence entre la valeur comptable de l'actif et la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus déterminée au taux d'intérêt effectif d'origine de l'instrument financier. Le montant de la perte est inclus dans le poste « Autres charges financières » du compte de résultat. Si, au cours d'un exercice ultérieur, la perte diminue, elle est reprise en résultat.

2.15.2.2 ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE

S'il existe une baisse significative et durable de la juste valeur des actifs disponibles à la vente, la moins-value latente est reclassée des capitaux propres au résultat de l'exercice. Si, au cours d'une période ultérieure, la juste valeur d'un actif disponible à la vente augmente, l'accroissement de valeur est inscrit en capitaux propres pour les instruments de capitaux propres tandis qu'elle motive une reprise en résultat de la dépréciation antérieurement constatée pour les instruments de dettes.

2.15.3 Décomptabilisation des actifs et passifs financiers

Le Groupe décomptabilise tout ou partie :

- d'un actif financier lorsque les droits contractuels constituant cet actif arrivent à expiration, lorsque le Groupe transfère substantiellement la quasi-totalité des risques inhérents à la propriété de l'actif ;
- d'un passif financier lorsque le passif est éteint du fait de l'annulation de l'obligation ou de l'arrivée à échéance. Lorsqu'une restructuration de dette a lieu avec un prêteur, et que les termes sont substantiellement différents, le Groupe enregistre un nouveau passif.

2.15.4 Opérations de titrisation

Lorsqu'il est démontré que le Groupe n'a pas le contrôle des fonds communs de créances issus des opérations de titrisation, ils sont exclus du périmètre de consolidation. Dans le cas contraire, la contrepartie de la trésorerie reçue est portée en « Autres dettes ».



2.16 Stocks et en-cours

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation, à l'exception des stocks de négoce qui sont évalués à leur valeur de marché.

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières, les coûts de main-d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production.

2.16.1 Matières et combustibles nucléaires

Les stocks de matières et de combustibles nucléaires sont constitués de matières fissiles aux différents stades d'élaboration et du combustible en réacteur et en magasin. Le cycle de fabrication des combustibles nucléaires est supérieur à un an.

Les matières et combustibles nucléaires ainsi que les en-cours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main-d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoruration, enrichissement...).

Au 31 décembre 2007, du fait de la prise en compte de la nouvelle notion de « combustible engagé » définie par l'arrêté du 21 mars 2007, en France, le coût des stocks pour les combustibles engagés en réacteur et non encore irradiés comprend les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, qui trouvent leur contrepartie dans les provisions concernées.

Les charges financières engendrées par le financement des stocks de combustibles nucléaires sont enregistrées en charges de période.

Les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication des combustibles, dont la durée est supérieure à un an, et les combustibles nucléaires, qu'ils soient en magasin ou en réacteur, sont enregistrés dans les comptes de stocks.

Les stocks de combustibles nucléaires sont évalués selon la méthode dite du coût moyen pondéré appliquée à chacune des composantes (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication).

Le Groupe ne valorise pas l'uranium issu du retraitement, compte tenu des incertitudes relatives à son utilisation future.

Les consommations de combustibles nucléaires sont déterminées par composante sur la base des quantités prévisionnelles épuisées par kWh produit. Ces quantités sont valorisées au coût moyen pondéré du stock. L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques.

2.16.2 Matières et autres stocks d'exploitation

Les stocks sont évalués selon la méthode du coût moyen pondéré en retenant les coûts d'achat directs et indirects.

Les provisions constituées pour les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance dépendent du taux de rotation de ces pièces et de la durée de vie des unités de production.

2.17 Clients et comptes rattachés

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances clients et comptes rattachés sont comptabilisés à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir. Une provision pour dépréciation est constatée lorsque leur valeur d'inventaire basée sur la probabilité de leur recouvrement déterminée en fonction de la typologie des créances, est inférieure à leur valeur comptable. Selon la nature

des créances, le risque assorti aux créances douteuses est apprécié individuellement ou à partir de méthodes statistiques tirées de l'expérience.

Cette rubrique enregistre également le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée, non relevée et non facturée. Une provision est constituée pour faire face au risque potentiel de non-recouvrement.

2.18 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont constitués des liquidités immédiatement disponibles et des placements à très court terme dont l'échéance à la date d'acquisition est généralement inférieure ou égale à trois mois et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur.

Les titres détenus à court terme et classés en « Équivalents de trésorerie » sont comptabilisés à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat dans la rubrique « Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie ».

2.19 Capitaux propres

2.19.1 Écart de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers

Les écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers proviennent de la réévaluation à la juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente et de certains instruments de couverture.

2.19.2 Frais d'émission de capital

Seuls les coûts externes expressément liés à l'augmentation de capital constituent des frais d'émission de titres. Ils sont imputés sur la prime d'émission pour leur montant net d'impôt.

Les autres coûts constituent des charges de l'exercice.

2.20 Actions propres

Les actions propres sont des titres d'auto-contrôle émis par l'entreprise consolidante et détenus soit par elle-même soit par les autres membres du groupe consolidé. Elles sont enregistrées pour leur coût d'acquisition en diminution des capitaux propres jusqu'à leur date de cession. Les résultats de cession de ces titres sont imputés directement dans les capitaux propres et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

2.21 Provisions

Les provisions sont comptabilisées par le Groupe si les trois conditions suivantes sont remplies :

- le Groupe a une obligation actuelle (juridique ou implicite) vis-à-vis d'un tiers qui résulte d'un événement passé, antérieur à la date de clôture ;
- il est probable qu'une sortie de ressources représentative d'avantages économiques sera nécessaire pour éteindre l'obligation ;
- le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par le Groupe pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de gestion issues du système d'information, d'hypothèses retenues par le Groupe, éventuellement complétées par l'expérience de transactions similaires, et, dans certains cas, sur la base de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Lorsqu'il est attendu un remboursement total ou partiel de la dépense, qui a fait l'objet d'une provision, le remboursement est comptabilisé en créance, si et seulement si, le Groupe a la quasi-certitude de le recevoir.

Dans des cas exceptionnels, il se peut qu'une provision ne puisse être comptabilisée par manque d'estimation fiable. Cette obligation est alors indiquée en annexe en tant que passif éventuel, à moins que la probabilité de sortie de ressources ne soit faible.

Les provisions sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses d'aval du cycle nucléaire : des provisions pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs sont constituées pour l'ensemble des combustibles en cours d'utilisation (pour la partie épuisée) ou consommés. Pour la France, la législation impose de constituer des provisions sur la totalité des combustibles engagés dans les réacteurs, qu'ils soient irradiés ou non. Elle impose également de classer sous cette rubrique les charges de gestion à long terme des déchets radioactifs issus de la déconstruction des centrales nucléaires ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales et les charges relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provision pour derniers cœurs) ;
- les pertes futures relatives à des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie :
 - les pertes sur contrats d'achat d'énergie sont évaluées en comparant le coût d'achat défini par les conditions contractuelles au prix de marché prévisionnel de l'électricité,
 - les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles avec le coût de production de l'énergie à livrer.



Les provisions constituées pour dépenses d'aval du cycle nucléaire, pour charges liées à la déconstruction des centrales et aux derniers cœurs, pour pertes futures relatives à des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie, sont estimées en appliquant aux montants des décaissements prévus un indice d'inflation prévisionnel à long terme, et sont actualisées à partir des taux représentant la meilleure estimation d'un taux de rendement à long terme sur les marchés obligataires.

Le taux d'inflation et le taux d'actualisation sont déterminés à partir des paramètres économiques du pays dans lequel est située l'entité économique. Pour la France, le Groupe retient un taux d'actualisation sur la base de séries longues d'un échantillon d'emprunts obligataires et tient compte du fait qu'une partie des dépenses pour lesquelles sont constituées ces provisions seront décaissées sur des horizons de temps qui excèdent largement la durée des instruments couramment traités sur les marchés financiers.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières dans la ligne « Charges d'actualisation ».

L'effet des changements d'estimation des provisions à long terme dont la contrepartie a été initialement enregistrée à l'actif, qu'ils soient liés à un changement de calendrier, de taux d'actualisation, d'estimation des dépenses ou d'évolutions technologiques est imputé sur l'actif de contrepartie et au-delà sur l'actif de référence sous-jacent (centrale). Chacun de ces paramètres pris isolément ou de façon combinée est susceptible d'impacter sensiblement ces estimations dans le temps.

2.22 Avantages du personnel

Les salariés du Groupe bénéficient, suivant les réglementations locales et certaines dispositions spécifiques comme la réglementation statutaire pour les entreprises relevant du régime des Industries Électriques et Gazières (IEG), d'avantages pendant leur durée d'activité et d'inactivité.

2.22.1 Engagements concernant les retraites et les avantages postérieurs à l'emploi

Lors de leur départ en retraite, les salariés du groupe bénéficient de pensions déterminées selon les réglementations locales auxquelles s'ajoutent le cas échéant des prestations directement à la charge des sociétés, et des prestations complémentaires dépendantes des réglementations.

Les engagements d'EDF et des filiales françaises relevant du régime des IEG sont décrits dans la note 31.6.2.2 pour chacun de ces engagements.

2.22.2 Engagements concernant les autres avantages à long terme

Ces avantages concernant les salariés en activité sont accordés selon chaque réglementation locale, en particulier la réglementation statutaire des Industries Électriques et Gazières pour EDF et les filiales françaises sous le régime des IEG. Ils sont décrits dans la note 31.6.3 de la présente annexe.

2.22.3 Mode de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture en matière de retraites, avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme, en tenant compte des conditions économiques propres à chacun des pays et des perspectives d'évolution de salaires.

Ainsi pour les retraites et les autres avantages postérieurs à l'emploi, cette méthode d'évaluation tient compte en particulier des données suivantes :

- des salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites ;
- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables (service actif, nombre d'enfants) ;
- des effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité disponibles dans chacun des pays ;
- les reversions de pensions dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité relevé sur la population des agents des IEG ;
- d'un taux d'actualisation, fonction de la zone géographique et de la durée des engagements.

Le montant de la provision tient compte de la valeur des actifs destinés à couvrir les engagements de retraite, qui vient en minoration de l'évaluation des engagements ainsi déterminée.

Pour les retraites et les avantages postérieurs à l'emploi, les gains et pertes actuariels excédant 10 % du plus haut des engagements et des actifs du régime (corridor) sont constatés en résultat sur la durée moyenne résiduelle de travail des salariés au sein de l'entreprise.

Dans le cadre de la préparation du bilan d'ouverture en IFRS à la date de transition (1^{er} janvier 2004) et conformément à la norme IFRS 1, les écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel, non comptabilisés en vertu de l'application de la méthode du « corridor » ont été comptabilisés en provision « Avantages du personnel », au 1^{er} janvier 2004, en contrepartie des réserves de consolidation.

Pour les autres avantages à long terme, suivant les réglementations applicables, la provision est constituée selon une méthode d'évaluation simplifiée. Ainsi, si une évaluation actuarielle selon la méthode des unités de crédit projetées est nécessaire, les écarts actuariels sans application de la règle du corridor ainsi que l'ensemble du coût des services passés sont comptabilisés immédiatement dans la provision.

La charge comptabilisée au titre des engagements envers le personnel intègre :

- la charge correspondant à l'acquisition des droits supplémentaires, ainsi qu'à l'actualisation financière des droits existants ;
- le produit correspondant au rendement prévu des actifs de couverture ;
- la charge ou le produit correspondant à l'amortissement des écarts actuariels positifs ou négatifs ;
- la charge ou le produit lié aux modifications des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes.

2.22.4 Paiements sur la base d'actions

Suivant la législation en vigueur en France, les salariés d'un groupe français peuvent bénéficier de mesures d'attribution d'actions. Ainsi, l'article 11 de la Loi de privatisation de 1986 et l'article 26 de la Loi du 9 août 2004 prévoient qu'une cession par l'État, d'une part du capital d'une entreprise publique, doit être accompagnée d'une offre réservée aux salariés et anciens salariés. De même, l'entreprise peut mettre en œuvre des plans d'attribution d'actions gratuites.

Au regard de la norme IFRS 2, ces avantages accordés aux salariés – et anciens salariés – constituent des charges de personnel pour l'entreprise, assimilables à des compléments de rémunération, et comptabilisés comme tels, en contrepartie des capitaux propres.

La valorisation de l'avantage dans le cas d'une offre réservée aux salariés et anciens salariés, se fait sur la base de la différence entre le prix de souscription et le cours de l'action au jour de l'attribution, avec une évaluation par calcul actuariel des impacts, le cas échéant, des délais de paiement, de la période d'incessibilité, et de la non-perception de dividendes pendant la période d'obtention d'actions gratuites.

Dans le cas d'attribution d'actions gratuites, l'avantage est valorisé sur la base du cours de l'action au jour de l'attribution, en fonction du nombre d'actions accordées et de la non-perception de dividendes pendant la période d'obtention d'actions gratuites. La charge est étalée sur la période d'acquisition des droits.

2.23 Passifs spécifiques des concessions

Ces passifs sont relatifs aux concessions de distribution publique d'électricité en France ; ils sont représentatifs des obligations contractuelles des cahiers des charges des concessions et font l'objet d'une description détaillée dans la note 3.

À compter du 1^{er} janvier 2007, la ligne « Passifs spécifiques des concessions » du bilan fait l'objet d'une ventilation (voir notes 3 et 32) :

- les droits des concédants sur les biens en concessions de distribution publique existants (correspondant à la part d'actif réputée financée par les concédants), qui trouvent leur contrepartie dans les immobilisations en concessions de distribution publique ;
- et les droits des concédants sur les biens en concessions de distribution publique à renouveler.

2.24 Subventions d'investissement

Les subventions d'investissement reçues par les sociétés du Groupe sont comptabilisées au passif dans la rubrique « Autres créiteurs » et virées au compte de résultat en fonction du rythme de consommation des avantages économiques des biens correspondants.

2.25 Dépenses environnementales

Les dépenses environnementales sont les dépenses supplémentaires identifiables effectuées en vue de prévenir, réduire ou réparer les dommages que le Groupe a occasionnés ou pourrait occasionner à l'environnement, du fait de ses activités. Ces dépenses sont comptabilisées sous trois rubriques :

- dépenses capitalisées dès lors qu'elles sont effectuées en vue de prévenir ou de réduire des dommages futurs ou de préserver des ressources ;
- passifs environnementaux et dotations aux provisions pour risques environnementaux dès lors que l'obligation existe à la clôture de l'exercice

et qu'il est probable ou certain à la date d'établissement des comptes qu'elle provoquera une sortie de ressources au bénéfice de tiers, sans contrepartie au moins équivalente attendue de ceux-ci après la clôture des comptes ;

- charges de l'exercice pour les dépenses de fonctionnement des structures en charge de l'environnement, la surveillance de l'environnement, les redevances et taxes environnementales, le traitement des effluents liquides et gazeux et des déchets non radioactifs, les études et recherches non liées à un investissement.



2.26 Résultat net par action et résultat net dilué par action

Le résultat net par action est calculé en divisant le résultat net part du Groupe de la période par le nombre moyen pondéré d'actions composant le capital en circulation pendant la période. Ce nombre moyen pondéré d'actions en circulation est le nombre d'actions ordinaires en circulation au début de la période, ajusté du nombre d'actions ordinaires rachetées ou émises durant la période.

Ce nombre ainsi que le résultat par action est modifié le cas échéant pour tenir compte de l'effet de la conversion ou de l'exercice des actions potentielles dilutives (options, bons de souscriptions d'actions et obligations convertibles émises, ...).

2.27 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente et activités abandonnées

Les actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont présentés séparément des autres actifs et passifs du bilan. Le résultat des activités abandonnées est présenté en un seul montant après impôt au compte de résultat.

Note 3 Les concessions de distribution publique d'électricité en France et les contrats de concessions des autres activités



3.1 Interprétation IFRIC 12

P.242

3.2 Points particuliers concernant la distribution publique d'électricité en France

P.243

3.1 Interprétation IFRIC 12

L'IFRIC a publié, en novembre 2006, l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services » qui, sous réserve de l'achèvement du processus d'homologation de la Commission Européenne, sera d'application obligatoire dans l'Union européenne pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2008. EDF n'applique pas par anticipation cette interprétation.

Toutefois, la revue exhaustive des contrats de concession pour chacune des entités françaises et étrangères du Groupe, engagée à la fin de 2006, s'est poursuivie afin d'apprécier le traitement de ces contrats au regard de l'interprétation IFRIC 12.

Ce traitement est fonction du contrôle reconnu au concédant, selon IFRIC 12, sur les infrastructures et les services pendant la durée de la concession :

- si le concédant en a le contrôle, le contrat entre dans le périmètre de l'interprétation et les infrastructures de la concession sont comptabilisées dans les comptes du concessionnaire soit comme actif incorporel, soit comme actif financier ;
- dans le cas contraire, le contrat n'entre pas dans le périmètre de l'interprétation et l'infrastructure est comptabilisée suivant les normes IFRS en vigueur.

L'analyse du contrôle exercé par le concédant a pris en compte, pour chaque contrat, le type d'infrastructure concerné (production d'électricité, transport ou distribution) mais aussi les caractéristiques juridiques (droits et obligations respectifs du concédant et du concessionnaire contenus dans les contrats) et les environnements (notamment tarifaires et réglementaires), en France et à l'étranger.

À partir de cette analyse et au-delà des changements de présentation mis en œuvre en 2007 (voir note 2.11), le Groupe estime que l'interprétation IFRIC 12, quand celle-ci s'appliquera, ne pourrait avoir qu'un impact limité sur le bilan et le compte de résultat du Groupe.

Il en est ainsi pour :

3.1.1 Les concessions de distribution publique (DP) d'électricité en France

Pour ces contrats, l'analyse effectuée a pris en compte les spécificités juridiques et contractuelles propres au domaine décrites dans la note 3.2.1. Cette analyse a également pris en compte le fait qu'EDF, titulaire de plus de 95 % des contrats de concession DP, exerce un rôle central dans le modèle français de la distribution en raison des missions de niveau supra-concessions confiées aux distributeurs et réaffirmées par les dispositions légales (Loi du 10 février 2000 modifiée par la Loi du 9 août 2004).

Dans ce cadre, le Groupe considère qu'en substance, les concédants ne disposent pas des éléments déterminants qui caractérisent le contrôle des infrastructures au sens d'IFRIC 12.

3.1.2 L'ensemble des contrats de concessions autres que ceux de distribution publique d'électricité en France

Pour ces contrats, le Groupe constate que les concédants n'exercent pas le contrôle des infrastructures au sens de l'interprétation IFRIC 12 :

- en France, pour chacune des grandes catégories de contrats de concession : production hydraulique et réseau de transport ;
- au Royaume-Uni, pour les réseaux d'électricité de EDF Energy ;
- dans les autres pays (Hongrie, Slovaquie) pour l'ensemble des autres contrats de concession significatifs.

En Allemagne, le Groupe est dans l'attente de la finalisation de la position d'EnBW concernant ses réseaux de distribution, ainsi qu'en Italie pour ce qui concerne les réseaux de distribution de gaz chez Edison.

3.2 Points particuliers concernant la distribution publique d'électricité en France

3.2.1 Cadre général

Depuis la Loi du 8 avril 1946, EDF est le concessionnaire unique chargé par la Loi de l'exploitation de l'essentiel des réseaux de distribution publique en France.

Le traitement comptable des concessions repose sur les contrats de concession et particulièrement sur leurs clauses spécifiques. Il prend en compte l'éventualité que le statut de concessionnaire obligé d'EDF puisse un jour être remis en cause.

Les concessions de Distribution Publique d'électricité comprennent environ 1 200 contrats d'une durée généralement comprise entre 20 et 30 ans.

Ces contrats relèvent, pour 95 % d'entre eux, d'un cahier des charges type des concessions de 1992 négocié avec la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies) et approuvé par les pouvoirs publics, dont les clauses particulières sont les suivantes :

- l'objet et l'étendue de la concession : l'autorité concédante garantit au concessionnaire le droit exclusif d'exploiter le service public de distribution d'énergie électrique sur un territoire déterminé. Le concessionnaire est responsable du fonctionnement du service et l'exploite à ses risques et périls ;
- les principes de tarification, à savoir l'égalité de traitement des usagers, l'efficacité économique et la péréquation géographique ;

- le paiement par le concessionnaire de redevances au concédant ;
- l'obligation pour le concessionnaire de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions de renouvellement prenant en considération le coût de remplacement des ouvrages devant faire l'objet d'un renouvellement (art 10). Les montants correspondant à ces dernières obligations font l'objet annuellement d'un compte rendu aux concédants (art 32) ;
- les modalités pratiques et financières en cas de renouvellement, prévoyant notamment le reversement au concédant de l'excédent éventuel de provision pour renouvellement non utilisé (article 31-A) ;
- les modalités pratiques et financières en cas de non-renouvellement ou de résiliation anticipée lorsque le maintien du service ne présente plus d'intérêt (article 31-B), à savoir :
 - la remise au concédant des ouvrages et du matériel de la concession en état normal de service,
 - le versement par l'autorité concédante d'une indemnité égale à la valeur non amortie réévaluée des ouvrages dans la proportion de la participation d'EDF à leur financement (ces dispositions ont vocation à permettre la récupération par EDF de la valeur non amortie des ouvrages financés en tant que concessionnaire),
 - le versement par le concessionnaire au concédant du solde des provisions constituées pour le renouvellement des ouvrages, complété des amortissements industriels constitués dans la proportion de la participation du concédant au financement des ouvrages.



3.2.2 Traitement comptable des concessions de distribution publique d'électricité d'EDF

3.2.2.1 CONSTATATION DES ACTIFS COMME IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

Les actifs utilisés par EDF dans le cadre de contrats de concessions de distribution publique d'électricité en France sont, à compter du 1^{er} janvier 2007, regroupés sur une ligne dédiée de l'actif du bilan, quel que soit leur propriétaire (concedant ou concessionnaire).

3.2.2.2 CONSTATATION DES PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS

Ces passifs représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges sont décomposés, à compter du 1^{er} janvier 2007, au passif du bilan en :

- droits sur les biens existants : ils correspondent au droit au retour gratuit de l'ensemble des ouvrages au bénéfice du concedant. Ce droit est constitué par la contre-valeur en nature des ouvrages – valeur nette comptable des biens mis en concession – déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
- droits sur les biens à renouveler : ils correspondent aux obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler. Ces passifs non financiers recouvrent sous les rubriques suivantes :
 - l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concedant,
 - la provision pour renouvellement, assise sur la différence entre la valeur de renouvellement à la date d'arrêté des comptes et la valeur d'origine, pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession ; les dotations annuelles à la provision correspondent à l'écart entre valeur de remplacement réappréciée chaque année en date de clôture et valeur d'origine, diminué des provisions déjà constituées, le net étant amorti sur la durée de vie résiduelle des biens. Ceci conduit à enregistrer des charges qui, pour un bien donné, progressent dans le temps.

Lors du renouvellement des biens, la provision et l'amortissement du financement du concedant constitués au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants, étant considérés comme un financement du concedant sur le nouveau bien. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concedant sur les biens à renouveler se transforment donc au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concedant, en droit du concedant sur les biens existants.

3.2.3 Changement de présentation dans le compte de résultat des dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession

Concernant la distribution publique d'électricité en France, les différentes réflexions menées notamment à l'occasion de l'examen de l'interprétation IFRIC 12 ont mis en exergue les similitudes de nature existant entre les obligations de constituer pour le compte du concedant, d'une part, une provision pour renouvellement et d'autre part, un amortissement de son financement :

- la provision pour renouvellement et l'amortissement du financement du concedant contribuent, de façon conjointe, à la constitution d'un financement pour le compte du concedant ;
- la provision pour renouvellement complète l'amortissement industriel à hauteur de l'amortissement en valeur de remplacement ;
- la provision pour renouvellement et l'amortissement du financement du concedant sur un bien donné ont vocation à se transformer ensemble, à l'occasion du remplacement de ce bien, en droits en nature du concedant sur le nouveau bien.

Or, bien que de même nature, les flux nets concernant la provision pour renouvellement et l'amortissement du financement du concedant étaient, jusqu'à présent, classés à des niveaux différents dans la présentation du compte de résultat.

Le Groupe, dans le souci de fournir une information financière plus pertinente, a décidé, à compter du 1^{er} janvier 2007, d'homogénéiser le traitement des deux obligations au compte de résultat : les dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession sont désormais inscrites sur une ligne spécifique du résultat d'exploitation et n'impactent donc plus l'excédent brut d'exploitation. Ce changement de présentation des comptes n'a aucun effet sur la nature ou les modalités de calcul des obligations concernées, ni sur le résultat d'exploitation. Les comptes au 31 décembre 2006 ont été retraités selon cette nouvelle présentation (voir note 4).

3.2.4 Changement d'estimation de durées de vie et de valeurs de remplacement

Pour les biens du réseau de distribution publique d'électricité en France, des travaux ont été effectués concernant les durées d'utilité et l'estimation des valeurs servant de base au calcul des provisions pour renouvellement. Concernant les durées de vie, les travaux conduisent à maintenir les durées d'utilité existantes. Par exception, deux familles d'ouvrages sont touchées par des changements :

- pour les bâtiments des postes de transformation (propriété du concédant ou propriété d'EDF), la durée de vie est augmentée de 30 à 45 ans ;
- pour les matériels de comptage électroniques (mis en service à partir de 1995), la durée de vie est réduite de :
 - 30 à 20 ans pour les matériels basse tension (BT) \leq 36 KvA,
 - 30 à 25 ans pour les matériels basse tension (BT) $>$ 36 KvA et moyenne tension (HTA).

Concernant les valeurs de remplacement, l'étude n'a pas constaté de divergence susceptible de justifier une modification des estimations utilisées. Par exception, l'étude a mis en évidence une diminution importante du coût d'achat du matériel de comptage liée à la généralisation de la technologie électronique. La nouvelle estimation de la valeur de remplacement est inférieure à la valeur d'origine de cette catégorie de matériel. En conséquence, la provision pour renouvellement correspondante, devenue sans objet, est reprise en totalité sur la période.

Les impacts de ces modifications comptables s'analysent comme des changements d'estimation pris en compte de manière prospective.

L'impact au 1^{er} janvier 2007 figure dans la rubrique « Autres produits et charges d'exploitation » pour un montant avant impôt de 555 millions d'euros. Il en résulte un effet sur le compte de résultat de la période de 338 millions d'euros après impôt.

L'étude sur les durées d'utilité et les valeurs de remplacement sera pérennisée à travers la maintenance des outils utilisés et la mise à jour périodique des données par grande nature d'ouvrages.

3.2.5 Évaluation des passifs spécifiques des concessions

La valeur des passifs spécifiques des concessions est déterminée comme suit :

- les droits du concédant sur les biens existants représentatifs de la part réputée détenue par le concédant dans les biens sont évalués sur la base des biens figurant à l'actif ;
- les obligations au titre des biens à renouveler sont calculées à partir de la valeur estimée du bien à renouveler déterminée à chaque fin d'exercice en prenant en compte l'usure du bien à cette date avec pour assiette de calcul :
 - pour la provision pour renouvellement, la différence entre la valeur de remplacement du bien calculé en date de clôture et la valeur d'origine (cf. supra),
 - pour l'amortissement du financement du concédant, le coût historique pour la partie des biens financés par le concédant.

L'évaluation de ces passifs est sujette à des aléas, entre autres en termes de coûts et de dates de décaissements.

Le Groupe considère qu'il convient d'évaluer les obligations au titre des biens à renouveler sur la base des clauses spécifiques des contrats de concession. Cette approche consiste à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué annuellement aux concédants dans le cadre des compte-rendus d'activité.

En l'absence de telles dispositions contractuelles spécifiques, une approche alternative serait de déterminer le montant des engagements contractuels à partir de la valeur actuelle du montant à décaisser pour faire face au renouvellement des biens concédés à l'issue de leur durée de vie industrielle.

Le Groupe présente ci-après, à titre d'information, les effets de cette dernière approche, à savoir une actualisation des obligations de pourvoir au financement des biens à renouveler.

Les principales hypothèses retenues pour établir cette simulation sont les suivantes :

- l'assiette de calcul de la provision pour renouvellement repose sur une valeur de remplacement estimée en fin de vie du bien en fonction d'un taux d'inflation prévisionnel de 2 % par an, minorée de la valeur d'origine du bien. Ce montant est constitué au fur et à mesure de l'usure du bien et actualisé à partir d'un taux de 4,5 % compte tenu d'une durée moyenne de 8 ans ;
- l'amortissement du financement du concédant est également actualisé au taux de 4,5 %.

Le tableau qui suit donne les impacts d'une telle actualisation pour l'exercice 2007 :

Impact sur le compte de résultat :

<i>(en millions d'euros)</i>	2007
Résultat d'exploitation	650
Résultat financier	(520)
Résultat avant impôt	130

Impact Bilan – capitaux propres :

<i>(en millions d'euros et avant impôt)</i>	31.12.2007
À l'ouverture	1 690
À la clôture	1 820

L'évaluation des passifs des concessions selon cette méthode est comme la précédente soumise à des aléas de coûts et de décaissements ; elle est de plus sensible aux variations de taux d'inflation et d'actualisation.



Note Comparabilité des exercices

4



<u>4.1</u> Recassements dans le compte de résultat	P.246
<u>4.2</u> Impact du changement de présentation des immobilisations corporelles	P.247
<u>4.3</u> Recassements dans les comptes de provisions nucléaires	P.249

Afin de rendre comparables les exercices 2006 et 2007, les comptes consolidés publiés au titre de l'exercice 2006 ont été retraités des changements de présentation décrits ci-dessous.

4.1 Recassements dans le compte de résultat

Le compte de résultat consolidé, publié au titre de l'exercice 2006 a été retraité du changement de présentation relatif aux dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession décrit en note 3.2.3.

Les effets de ce recassement sur le compte de résultat de l'exercice 2006 sont les suivants :

(en millions d'euros)	2006 publié	Recassements	2006 après recassements
Chiffre d'affaires	58 932	-	58 932
Achats de combustibles et d'énergie	(23 949)	-	(23 949)
Autres consommations externes	(8 721)	-	(8 721)
Charges de personnel	(9 709)	-	(9 709)
Impôts et taxes	(3 175)	-	(3 175)
Autres produits et charges opérationnels	552	463	1 015
Excédent brut d'exploitation	13 930	463	14 393
Dotations aux amortissements	(5 363)	-	(5 363)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concessions	-	(463)	(463)
(Pertes de valeur) / reprises	121	-	121
Autres produits et charges d'exploitation	668	-	668
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	9 356	-	9 356

4.2 Impact du changement de présentation des immobilisations corporelles

Afin de compléter l'information financière et tenir compte des particularités du domaine des concessions, les immobilisations corporelles du Groupe sont présentées, à compter du 1^{er} janvier 2007, sur trois rubriques à l'actif du bilan, en fonction de l'activité et du cadre contractuel dans lesquels elles sont utilisées (voir note 2.11).

Les effets de ce changement de présentation sur les comptes consolidés de l'exercice 2006 sont les suivants :

4.2.1 Reclassements liés au changement de présentation des immobilisations du domaine propre au 1^{er} janvier 2006

Au 1 ^{er} janvier 2006	Terrains et constructions	Installations de production nucléaire	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
Valeurs brutes des immobilisations du domaine propre	15 402	44 710	16 128	34 690	9 852	120 782
Effets des reclassements :						
- liés aux immobilisations du domaine concédé ⁽¹⁾	(1 023)	-	(9)	(4 035)	(1 804)	(6 871)
- en immobilisations en concessions des autres activités ⁽²⁾	(2 685)	-	(2 746)	(28 936)	(1 980)	(36 347)
Valeurs brutes des immobilisations de production et autres immobilisations du domaine propre	11 694	44 710	13 373	1 719	6 068	77 564
Amortissements et pertes de valeur des immobilisations du domaine propre						
Effets des reclassements :						
- liés aux immobilisations du domaine concédé ⁽¹⁾	394	-	5	1 841	1 404	3 644
- en immobilisations en concessions des autres activités ⁽²⁾	1 154	-	1 262	9 533	1 370	13 319
Amortissements et pertes de valeur des immobilisations de production et autres immobilisations du domaine propre	(5 523)	(27 775)	(6 621)	(778)	(3 407)	(44 104)
VALEURS NETTES DES IMMOBILISATIONS DU DOMAINE PROPRE	8 331	16 935	8 240	22 538	3 671	59 715
VALEURS NETTES DES IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS DU DOMAINE PROPRE	6 171	16 935	6 752	941	2 661	33 460

(1) Voir note 4.2.2.

(2) Voir note 4.2.3.



4.2.2 Reclassements liés au changement de présentation des immobilisations du domaine concédé au 1^{er} janvier 2006

Au 1 ^{er} janvier 2006	Terrains et constructions	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
<i>(en millions d'euros)</i>					
Valeurs brutes des immobilisations du domaine concédé	2 324	6 206	54 312	1 189	64 031
Effets des reclassements:					
- en immobilisations en concessions des autres activités ⁽¹⁾	(1 369)	(6 192)	(1 044)	(121)	(8 726)
- liés aux immobilisations du domaine propre ⁽²⁾	1 023	9	4 035	1 804	6 871
Valeurs brutes des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	1 978	23	57 303	2 872	62 176
Amortissements et pertes de valeur des immobilisations du domaine concédé					
	(1 266)	(2 924)	(21 093)	(638)	(25 921)
Effets des reclassements:					
- en immobilisations en concessions des autres activités ⁽¹⁾	611	2 918	1 533	30	5 092
- liés aux immobilisations du domaine propre ⁽²⁾	(394)	(5)	(1 841)	(1 404)	(3 644)
Amortissements et pertes de valeur des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	(1 049)	(11)	(21 401)	(2 012)	(24 473)
VALEURS NETTES DES IMMOBILISATIONS DU DOMAINE CONCÉDÉ	1 058	3 282	33 219	551	38 110
VALEURS NETTES DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	929	12	35 902	860	37 703

(1) Voir note 4.2.3.

(2) Voir note 4.2.1.

4.2.3 Reclassements liés au changement de présentation des immobilisations en concessions des autres activités au 1^{er} janvier 2006

Au 1 ^{er} janvier 2006	Terrains et constructions	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
<i>(en millions d'euros)</i>					
Valeurs brutes des immobilisations en concessions des autres activités	-	-	-	-	-
Effets des reclassements:					
- issus des immobilisations du domaine concédé ⁽¹⁾	1 369	6 192	1 044	121	8 726
- issus des immobilisations du domaine propre ⁽²⁾	2 685	2 746	28 936	1 980	36 347
Valeurs brutes des immobilisations en concessions des autres activités	4 054	8 938	29 980	2 101	45 073
Amortissements et pertes de valeur des immobilisations en concessions des autres activités					
	-	-	-	-	-
Effets des reclassements:					
- issus des immobilisations du domaine concédé ⁽¹⁾	(611)	(2 918)	(1 533)	(30)	(5 092)
- issus des immobilisations du domaine propre ⁽²⁾	(1 154)	(1 262)	(9 533)	(1 370)	(13 319)
Amortissements et pertes de valeur des immobilisations en concessions des autres activités	(1 765)	(4 180)	(11 066)	(1 400)	(18 411)
VALEURS NETTES DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS	2 289	4 758	18 914	701	26 662

(1) Voir note 4.2.2.

(2) Voir note 4.2.1.

4.3

Reclassements dans les comptes de provisions nucléaires

Les textes d'application de la Loi du 28 juin 2006, relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, (cf. note 5.1.1.1) précisent notamment que les charges doivent être évaluées selon cinq catégories.

En conséquence, les provisions nucléaires se présentent comme suit :

- provision pour déconstruction des centrales ;
- provision pour gestion du combustible usé, anciennement provision pour retraitement du combustible nucléaire, qui comprend également les charges de reprise et de conditionnement des déchets anciens ;
- provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs, anciennement provision pour évacuation et stockage des déchets radioactifs, qui comprend également les charges de surveillance après fermeture des stockages.

Dans les comptes de bilan, les provisions sont présentées sous deux rubriques :

- la provision pour aval du cycle nucléaire, anciennement provision pour fin de cycle du combustible nucléaire ;
- la provision pour déconstruction et derniers cœurs.

En application de ces mêmes textes, les provisions afférentes aux charges de gestion à long terme des déchets radioactifs issus des opérations de déconstruction des centrales nucléaires d'EDF sont reclassées, au 31 décembre 2007, de la rubrique « Provisions pour déconstruction » à la rubrique « Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs ». Ces modifications de présentation sont détaillées en note 31.2.

Note 5

Événements et transactions significatifs survenus au cours des exercices 2007 et 2006



5.1 Événements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice 2007

P.249

5.2 Événements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice 2006

P.250

5.1

Événements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice 2007

Les principaux événements et transactions survenus au cours de l'exercice 2007 et ayant un impact significatif sur les comptes sont décrits ci-dessous :

5.1.1 France

5.1.1.1 TEXTES D'APPLICATION DE LA LOI DE PROGRAMME DU 28 JUIN 2006, RELATIVE À LA GESTION DURABLE DES MATIÈRES ET DÉCHETS RADIOACTIFS

Les textes d'application parus en 2007 comprennent le décret du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007, relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Ces textes ont conduit à la fois à des modifications de présentation et des changements d'estimations de provisions. Elles sont détaillées dans les notes 4.3 et 31.2.

5.1.1.2 FILIALISATION DE L'ACTIVITÉ DE DISTRIBUTION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

En application de la Loi relative au secteur de l'énergie du 7 décembre 2006, la filialisation de l'activité de distribution d'énergie électrique sur le territoire métropolitain continental a été réalisée par EDF et a pris effet juridiquement au 31 décembre 2007.



L'ensemble des actifs correspondants a été apporté par EDF à la nouvelle société Électricité Réseau Distribution France (ERDF), selon la procédure de l'apport partiel, avec effet rétroactif comptable au 1^{er} janvier 2007.

Cette opération n'a pas d'impact sur les comptes consolidés du Groupe, ERDF étant consolidée à 100 % par intégration globale.

5.1.2 Allemagne

À la suite de l'approbation définitive par les autorités allemandes, le 6 juillet 2007, de la réforme fiscale, le taux d'impôt sur les sociétés applicable à EnBW baisse de 38 % à 29 % à compter de 2008.

Cette réforme s'est traduite dans les comptes de l'exercice 2007 par une baisse de l'impôt différé passif ayant entraîné un produit d'impôt de 304 millions d'euros.

Par ailleurs, l'Agence Fédérale des Réseaux (régulateur pour l'Allemagne) a notifié à EnBW une baisse de 11 % sur les péages des réseaux de transport ayant conduit le Groupe à constater une perte de valeur de 143 millions d'euros (voir note 14).

5.1.3 Mexique, Argentine

EDF a poursuivi sa politique de désengagement en Amérique du Sud en procédant à la cession de sa participation résiduelle de 25 % dans Edenor en mai 2007 et de ses activités mexicaines en décembre 2007.

Les plus-values dégagées à ce titre s'élèvent à 456 millions d'euros avant impôts (voir note 6.1).

5.2 Événements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice 2006

5.2.1 France

5.2.1.1 LOI DE PROGRAMME DU 28 JUIN 2006, RELATIVE À LA GESTION DURABLE DES MATIÈRES ET DÉCHETS RADIOACTIFS

Cette Loi détermine une politique nationale pour la gestion durable des matières et des déchets radioactifs, prescrit l'organisation et le financement de cette politique, et modifie le mode de financement de certaines obligations. Elle a vocation à s'appliquer à tous les exploitants d'installations nucléaires de base, dont EDF. Elle introduit l'obligation de couvrir ces provisions par des actifs affectés à ce titre.

5.2.1.2 LOI SUR L'ÉNERGIE DU 7 DÉCEMBRE 2006

La Loi sur l'énergie du 7 décembre 2006 prévoit notamment que l'activité de distribution d'énergie électrique sur le territoire métropolitain continental soit séparée juridiquement d'EDF en 2007 et instaure un tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché.

Ce tarif est applicable de plein droit sur deux ans, à compter de la date de la première demande, au consommateur final d'électricité dès lors qu'il en fait la demande avant le 1^{er} juillet 2007 à son fournisseur. La mise en place de ce tarif a conduit EDF à enregistrer dans ses comptes une provision de 470 millions d'euros dans les comptes de l'exercice 2006 au titre des années visées par ce dispositif (voir notes 2.2.7, 13 et 31.7.3).

5.2.1.3 LOIS RELATIVES À L'EAU ET À LA FORCE HYDRAULIQUE

L'article 7 de la Loi sur l'eau du 30 décembre 2006 modifie la Loi relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique du 16 octobre 1919 par la suppression du droit de préférence. À fin 2007, les textes d'application restent à paraître.

La Loi de finances rectificative pour 2006 a instauré, lors du renouvellement de la concession, des redevances proportionnelles aux recettes résultant des ventes d'électricité issues de l'exploitation des ouvrages concédés limitées à 25 % des recettes d'électricité.

5.2.2 Allemagne

L'Agence Fédérale des Réseaux (régulateur pour l'Allemagne) a notifié à EnBW une baisse de 8 % des péages relatifs au réseau de transport d'électricité en juillet 2006, suivie d'une baisse de 14 % des péages inhérents aux réseaux de distribution en août 2006. EnBW a fait appel de ces décisions. EDF a été amené à constater une perte de valeur du goodwill d'EnBW de 318 millions d'euros dès le 30 juin 2006 (voir note 14).

5.2.3 Brésil

Fin mars 2006, le Groupe a conclu un accord de cession de 79,4 % du capital de sa filiale brésilienne Light pour un montant de 320 millions de dollars américains. La cession s'est effectuée le 10 août 2006. À l'issue de l'opération, EDF conserve 10 % du capital de Light.

Dans ce contexte, EDF a procédé à une reprise de perte de valeur des actifs à long terme de 624 millions d'euros dès le 30 juin 2006.

Note 6

Évolutions du périmètre de consolidation



6.1 Évolutions du périmètre de consolidation
au cours de l'exercice 2007

P.251

6.2 Évolutions du périmètre de consolidation
au cours de l'exercice 2006

P.252

6.1 Évolutions du périmètre de consolidation au cours de l'exercice 2007

Les principales évolutions de périmètre de l'exercice 2007 sont les suivantes :

– Secteur « Allemagne » :

- cession par EnBW de sa filiale U plus, spécialisée dans le traitement des déchets, pour un montant de 35 millions d'euros. Le résultat de cession net d'impôt est de 15 millions d'euros ;
- consolidation chez EnBW :
 - par mise en équivalence de sept sociétés dont la société Drewag détenue à 35 %,
 - par intégration globale des sociétés ESW et GSW suite à des prises de participation complémentaires.

– Secteur « Italie » :

- exercice des warrants d'Edison, ramenant le pourcentage d'intérêt du Groupe EDF à 48,96 % ;
- cession par Edison, en février 2007, après approbation par les autorités compétentes en matière de concurrence, de sa participation de 66,32 % dans la société Serene pour un prix de cession de 98 millions d'euros ;
- consolidation par intégration globale, chez Edison de la société Thisvi Power Generation Plant, suite à l'acquisition de 65 % d'intérêt dans le capital début 2007.

– Autres secteurs :

- changement de méthode de consolidation de la société SSE, consolidée par intégration proportionnelle à compter du 1^{er} janvier 2007 ;
- acquisition par EDEV de 13,77 % supplémentaires d'électricité de Strasbourg en septembre 2007, pour un montant de 150 millions d'euros. Le goodwill apprécié sur la base de la valeur des actifs et passifs figurant dans les comptes du Groupe s'établit à 126 millions d'euros ;
- consolidation par intégration globale de Supra et Fahrenheit, et par intégration proportionnelle de Sloe, EDF Investissement Groupe et Domofinance, et réalisation d'opérations de croissance externe au sein des groupes Dalkia et EDF Énergies Nouvelles dans le segment « Reste Europe » ;
- création, en juillet 2007, du Groupe Unistar Nuclear Energy détenu à 50 / 50 avec le Groupe électricien américain Constellation Energy en vue de développer des centrales de type EPR aux États-Unis ; l'apport d'EDF s'est élevé à 350 millions de dollars américains. Unistar Nuclear Energy est consolidée par intégration proportionnelle ;
- cession, le 4 mai 2007, par EDF International de sa participation résiduelle dans Edenor pour un montant de 171 millions de dollars américains (soit 125 millions d'euros). La plus-value dégagée à ce titre s'élève à 111 millions d'euros ;
- cession, le 27 décembre 2007, par EDF International de ses activités au Mexique, pour un montant de 951 millions d'euros, après remboursement de la dette figurant au bilan des sociétés. Le résultat de cession net d'impôt est de 376 millions d'euros ; l'impact sur l'endettement financier net du Groupe s'élève à 970 millions d'euros.



6.2 Évolutions du périmètre de consolidation au cours de l'exercice 2006

Les principales évolutions de périmètre de l'exercice 2006 sont les suivantes :

– Secteur « Allemagne » :

- acquisition par EnBW de 25,05 % supplémentaires de Stadtwerke Düsseldorf AG en mars 2006, pour un montant de 360,8 millions d'euros, portant son pourcentage de détention à 54,95 %. Cette société est consolidée par intégration globale à compter du 31 mars 2006 et en tenant compte de l'acquisition conditionnelle d'un complément de 25,05 % de participation lié à l'existence d'une option de vente (put option) au bénéfice de l'actionnaire minoritaire, portant à 50,1 % le pourcentage d'actif net acquis.

Le goodwill définitif s'établit à 85 millions d'euros et a été déterminé de la manière suivante :

<i>(en millions d'euros)</i>	
Prix d'acquisition	166
Put option	129
Coût d'acquisition	295
Actifs nets	418
Quote-part d'EDF pour les 50,1 % d'actifs nets	210
GOODWILL DÉFINITIF	85

- acquisition complémentaire par EnBW de 6 % de la société autrichienne EVN pour un montant de 130 millions d'euros.

– Secteur « Italie » :

- cession d'EDF Energia Italia à Edison en octobre 2006 qui consolide EDF Energia Italia par intégration globale ;
- cession par Edison de sa filiale Rete à Rtl, finalisée en novembre 2006 pour un montant de 294 millions d'euros.

– Autres secteurs :

- cession d'ASA Holding AG (Autriche), finalisée fin mars 2006 pour un montant de 224 millions d'euros ce qui s'est traduit par la déconsolidation de cette société à cette même date. Le résultat de cession net d'impôt est de 160 millions d'euros ;
- cession des deux centrales en Égypte, finalisée fin mars 2006 pour un montant de 198 millions d'euros ce qui s'est traduit par leur déconsolidation à cette même date. Le résultat de cession net d'impôt est de 170 millions d'euros ;
- cession d'EDF Capital investissement ;
- acquisition, le 23 mars 2006, de 17,32 % supplémentaires dans Motor Columbus auprès de la banque suisse UBS, pour un montant de 404 millions de francs suisses. Atel a également acquis 7,2 % du capital de Motor Columbus auprès de cette même banque pour un montant de 43 millions de francs suisses en quote-part EDF. À l'issue de ces acquisitions et d'une offre publique d'échange des actions Atel contre des actions Motor Columbus, Motor Columbus et Atel sont restés consolidés par mise en équivalence, respectivement à hauteur de 41,03 % et 25,78 %, au 31 décembre 2006.

Le goodwill définitif, dégagé dans le cadre de la finalisation de l'affectation des prix d'acquisition de ces titres a été réduit de 11 millions d'euros par rapport à l'évaluation provisoire réalisée au 31 décembre 2006 :

<i>(en millions d'euros)</i>	
Prix d'acquisition des titres	283
ATEL et Motor Columbus	
Situation nette	1 344
Effets de l'évaluation en juste valeur	1 244
Situation nette réévaluée	2 588
Quote-part acquise par EDF	283
GOODWILL DÉFINITIF	-

Les réévaluations en juste valeur portent principalement sur des actifs de production pour 806 millions d'euros, des contrats de livraison d'énergie pour 253 millions d'euros et d'autres actifs pour 185 millions d'euros ;

- acquisition complémentaire, le 15 décembre 2006, par EDF International de 39,09 % supplémentaires dans la filiale Demasz, distributeur et commercialisateur hongrois, pour un montant de 112 millions d'euros.

Le goodwill définitif s'établit à 8 millions d'euros, sans modification par rapport au goodwill provisoire déterminé en décembre 2006 ;

- changement de mode de consolidation d'EDF Énergies Nouvelles (EDF EN) : EDF Énergies Nouvelles, opérateur sur le marché mondial des énergies nouvelles, a réalisé son introduction en bourse en novembre 2006.

Le 1^{er} décembre 2006, le pacte d'actionnaire du 17 juillet 2006 entre les Groupes « EDF » et « Mouratoglou » est entré en vigueur lors de l'émission des actions créées à l'occasion de l'introduction en bourse d'EDF EN et le Groupe EDF a pris le contrôle exclusif d'EDF EN. De ce fait, EDF EN, antérieurement consolidée par intégration proportionnelle, est consolidée par intégration globale depuis le 31 décembre 2006.

Les données principales de l'évaluation définitive au 31 décembre 2007, hors intérêts minoritaires chez EDF EN, sont résumées ci-après :

<i>(en millions d'euros)</i>	
Réévaluation des immobilisations	312
Impôts différés passifs afférents	(84)
Annulation de goodwills d'EDF Énergies Nouvelles	(4)
Réévaluation nette	224
Quote-part revenant à EDF (50 %)	112
Annulation du goodwill EDF sur EDF Énergies Nouvelles	(19)
INCIDENCE SUR CAPITAUX PROPRES DU GROUPE EDF	93

- consolidation en direct, à compter du 1^{er} janvier 2006, des filiales Tenesol, Soprolif, Socodei, Cofiva et Sofinel du Groupe EDEV ;
- cession de 79,4 % des filiales Light (Brésil), finalisée le 10 août 2006 pour un montant de 320 millions de dollars américains ce qui a entraîné la déconsolidation de la société au 30 juin 2006. Le Groupe conserve 10 % du capital de Light, inscrits au bilan en actifs disponibles à la vente, le solde du capital soit 10,6 % étant sur le marché boursier brésilien. Cette opération s'est traduite par une reprise de perte de valeur de 624 millions d'euros.

Note 7

Informations sectorielles



7.1 Informations par zones géographiques	P.253
7.2 Produits provenant des ventes à des clients externes par zone géographique sur la base de la localisation des clients	P.255
7.3 Informations par secteurs d'activité	P.255

L'information sectorielle est présentée sur la base de l'organisation du Groupe qui reflète les différents niveaux de risques et de rentabilité auxquels il est exposé.

La segmentation des informations par zone géographique en fonction de l'implantation des actifs est privilégiée, le risque « pays » l'emportant, à ce jour, sur le risque « activité » en raison des différences de contextes

économiques, réglementaires et techniques entre les différentes zones géographiques où le Groupe évolue.

Les données sectorielles s'entendent avant retraitements de consolidation intersecteurs et ajustements intersecteurs. Les transactions entre secteurs sont réalisées aux prix de marché.

7.1 Informations par zones géographiques

La ventilation retenue par le Groupe EDF pour les zones géographiques est la suivante :

- « **France** » qui désigne EDF, ses filiales RTE EDF Transport et ERDF, et regroupe les activités régulées (principalement Distribution et Transport) et non régulées (principalement Production et Commercialisation) ;
- « **Royaume-Uni** » qui désigne les entités du sous-Groupe EDF Energy ;
- « **Allemagne** » qui désigne les entités du sous-Groupe EnBW ;

- « **Italie** » qui regroupe les entités situées en Italie, notamment les entités du sous-Groupe Edison, TDE, Fenice ;
- « **Reste Europe** » qui regroupe les autres entités européennes situées notamment en Europe continentale, les participations et activités nouvelles dont Électricité de Strasbourg, Dalkia, Tiru, EDF International, EDF Énergies Nouvelles et EDF Trading ;
- « **Reste du Monde** » qui regroupe les entités situées aux États-Unis, en Amérique Latine et en Asie.

7.1.1 Au 31 décembre 2007

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Reste Europe	Reste du monde	Éliminations	Total
Chiffre d'affaires externe	32 232	8 353	6 900	4 658	6 225	1 269	-	59 637
Chiffre d'affaires intersecteur	376	4	25	-	602	1	(1 008)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	32 608	8 357	6 925	4 658	6 827	1 270	(1 008)	59 637
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	9 996	1 285	1 031	910	1 655	333	-	15 210
Bilan :								
Goodwill	-	2 320	1 390	2 031	1 435	90	-	7 266
Autres actifs incorporels et immobilisations	78 271	10 328	6 200	4 910	6 747	906	-	107 362
Titres mis en équivalence	-	42	817	18	1 578	75	-	2 530
Autres actifs sectoriels ⁽¹⁾	20 268	2 054	1 790	1 231	4 465	213	-	30 021
Actifs détenus en vue de la vente	-	50	2	155	62	-	-	269
Autres actifs non affectés	-	-	-	-	-	-	-	38 701
TOTAL ACTIF	98 539	14 794	10 199	8 345	14 287	1 284	-	186 149
Passifs sectoriels ⁽²⁾	100 810	3 409	6 284	1 440	5 437	206	-	117 586
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	-	39	4	38	33	-	-	114
Autres passifs non affectés et capitaux propres	-	-	-	-	-	-	-	68 449
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	100 810	3 448	6 288	1 478	5 470	206	-	186 149
Autres informations :								
Investissements corporels et incorporels	5 097	1 183	378	397	1 000	70	-	8 125
Dotations aux amortissements	(3 836)	(475)	(363)	(440)	(411)	(103)	-	(5 628)
Pertes de valeur	5	(1)	(146)	(8)	-	-	-	(150)



7.1.2 Au 31 décembre 2006

(en millions d'euros)	France	Royaume- Uni	Allemagne	Italie	Reste Europe	Reste du monde	Éliminations	Total
Chiffre d'affaires externe	31 927	8 319	6 016	5 615	4 930	2 125	-	58 932
Chiffre d'affaires intersecteur	154	-	49	-	504	-	(707)	
CHIFFRE D'AFFAIRES	32 081	8 319	6 065	5 615	5 434	2 125	(707)	58 932
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (3)	9 348	1 268	996	928	1 371	482	-	14 393
Bilan :								
Goodwill	-	2 534	1 501	2 004	1 043	41	-	7 123
Autres actifs incorporels et immobilisations	76 770	10 583	6 281	5 351	5 527	1 469	-	105 981
Titres mis en équivalence	-	79	574	23	1 691	92	-	2 459
Autres actifs sectoriels (1)	17 338	2 531	1 785	1 420	3 875	424	-	27 373
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	18	122	-	-	-	140
Autres actifs non affectés	-	-	-	-	-	-	-	36 010
TOTAL ACTIF	94 108	15 727	10 159	8 920	12 136	2 026	-	179 086
Passifs sectoriels (2)	97 914	4 639	6 101	1 689	2 946	252	-	113 541
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	-	-	47	69	-	-	-	116
Autres passifs non affectés et capitaux propres	-	-	-	-	-	-	-	65 429
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	97 914	4 639	6 148	1 758	2 946	252	-	179 086
Autres informations :								
Investissements corporels et incorporels	3 948	932	293	360	410	102	-	6 045
Dotations aux amortissements	(3 667)	(447)	(351)	(451)	(327)	(120)	-	(5 363)
Pertes de valeur	-	-	(359)	(47)	(64)	591	-	121

(1) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés, les autres débiteurs.

(2) Les passifs sectoriels comprennent les passifs spécifiques des concessions, les provisions pour aval du cycle nucléaire, les provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs, les provisions pour avantages du personnel, les autres provisions (hormis les provisions pour risques liés aux participations et les provisions pour risques fiscaux), les fournisseurs et comptes rattachés ainsi que les autres créditeurs.

(3) Les données publiées au titre de l'exercice 2006 ont été retraitées du changement lié à la présentation sur une ligne spécifique des dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession (voir notes 3.2.3 et 4.1).

7.2

Produits provenant des ventes à des clients externes par zone géographique sur la base de la localisation des clients

(en millions d'euros)	France	Europe	Reste du monde	EDF Trading	Total
EXERCICE 2007	31 474	25 505	1 988	670	59 637
Exercice 2006	29 462	26 267	2 456	747	58 932

7.3

Informations par secteurs d'activité

Les activités du Groupe se déclinent comme suit :

- « **Production – Commercialisation** » : regroupent toutes les compétences et actifs nécessaires à la production d'énergie et à sa vente aux entreprises, aux collectivités locales, aux professionnels et aux résidents ;
- « **Distribution** » : assure la gestion du réseau public de transport basse et moyenne tension ;
- « **Transport** » : a pour objet d'exploiter, d'entretenir et de développer le réseau de transport d'électricité haute tension et très haute tension ;
- « **Autres** » : regroupent les services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques, ...) aux entreprises et aux collectivités ainsi que les nouveaux métiers qui ont notamment pour objet le développement de la production d'électricité à partir de cogénération et d'énergies renouvelables (éoliennes, panneaux solaires,...).

(en millions d'euros)	Production - commercialisation	Distribution	Transport	Autres	Éliminations ⁽¹⁾	Total
Au 31 décembre 2007 :						
Chiffre d'affaires externe :						
- dont France	20 317	8 551	3 998	196	(830)	32 232
- dont reste du monde	21 256	2 126	16	4 007	-	27 405
CHIFFRE D'AFFAIRES	41 573	10 677	4 014	4 203	(830)	59 637
Actifs sectoriels	67 374	54 498	12 051	12 946	(498)	146 371
Actifs non affectés	-	-	-	-	-	39 778
Investissements de l'exercice (corporels et incorporels)	3 490	3 146	802	687	-	8 125
Au 31 décembre 2006 :						
Chiffre d'affaires externe :						
- dont France	19 695	8 529	4 009	552	(858)	31 927
- dont reste du monde	21 327	1 161	-	4 517	-	27 005
CHIFFRE D'AFFAIRES	41 022	9 690	4 009	5 069	(858)	58 932
Actifs sectoriels	60 962	58 579	12 592	11 530	(2 732)	140 931
Actifs non affectés	-	-	-	-	-	38 155
Investissements de l'exercice (corporels et incorporels)	1 634	2 856	602	953	-	6 045

(1) Dont éliminations entre activités régulées (Distribution - Transport) : (172) pour 2007, (120) pour 2006 ; dont éliminations entre activités non régulées : (46) pour 2007, (117) pour 2006.



Note 8

Chiffre d'affaires



Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

<i>(en millions d'euros)</i>	2007	2006
Ventes d'énergies et de services liés à l'énergie	54 622	54 259
Autres ventes de biens et de services	4 258	3 957
Variation de juste valeur des contrats de matières premières et d'énergie	94	(42)
Résultat net de change	(2)	(1)
Trading	665	759
CHIFFRE D'AFFAIRES	59 637	58 932

Le chiffre d'affaires consolidé est en progression de 1,2 % par rapport à celui de l'exercice 2006.

Note 9

Achats de combustibles et d'énergie



Les différentes composantes constituant les achats de combustibles et d'énergie sont les suivantes :

<i>(en millions d'euros)</i>	2007	2006
Achats consommés de combustibles - production d'énergie	(8 237)	(8 481)
Achats d'énergie	(13 454)	(13 481)
Charges de transport et d'acheminement	(2 215)	(1 934)
Résultat de couverture	102	(134)
(Dotations) et reprises de provisions liées aux combustibles nucléaires et aux achats d'énergie	589	81
ACHATS DE COMBUSTIBLES ET D'ÉNERGIE	(23 215)	(23 949)

Les achats de combustibles et d'énergie diminuent de 734 millions d'euros, soit de 3,1 % par rapport à l'exercice 2006.

Note 10 **Autres consommations externes**

Les différentes composantes constituant les autres consommations externes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2007	2006
Services extérieurs	(9 300)	(8 315)
Autres achats (hors services extérieurs, combustibles et énergie)	(3 108)	(2 447)
Production stockée et immobilisée	2 498	1 960
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes	113	81
AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES	(9 797)	(8 721)

Note 11 **Obligations contractuelles et engagements**

11.1 Engagements d'achats	P.257
11.2 Engagements de livraison d'électricité	P.258
11.3 Garanties et engagements relatifs à l'exécution de contrats d'exploitation	P.259
11.4 Obligations et engagements en matière de location simple	P.260

11.1 Engagements d'achats

Le Groupe a souscrit dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation des contrats à long terme d'achat d'électricité, de gaz, d'autres énergies et matières premières ainsi que de combustibles nucléaires, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées qui peuvent atteindre 20 ans.

Dans la quasi-totalité des cas, ces engagements sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation de livrer les quantités déterminées dans ces contrats.

EDF a également passé avec un certain nombre de producteurs d'électricité des contrats d'achats à long terme, en participant au financement de centrales de production.

Au 31 décembre 2007, l'échéancier des engagements d'achat fermes et irrévocables, évalués en millions d'euros courants se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Total	31.12.2007			Total
		Échéances			
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Achats d'électricité	13 704	3 503	4 708	5 493	13 888
Achats de gaz ⁽¹⁾	12 600	1 412	5 284	5 904	19 950
Achats d'autres énergies et de matières premières	3 558	459	1 086	2 013	3 705
Achats de combustibles nucléaires	14 501	1 453	7 283	5 765	7 323
ENGAGEMENTS D'ACHATS FERMES ET IRRÉVOCABLES	44 363	6 827	18 361	19 175	44 866

(1) Hors Edison (voir note 11.1.2).



11.1.1 Achats d'électricité

Les engagements d'achats d'électricité proviennent principalement d'EDF, essentiellement portés par le Système Énergétique Insulaire (SEI) qui s'est engagé à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon, de RTE EDF Transport, EnBW et EDF Energy.

Par ailleurs, en complément des obligations valorisées ci-dessus et au terme de l'article 10 de la Loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de co-génération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éoliennes, petite hydraulique...). Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) via la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE) instaurée par la Loi du 3 janvier 2003. Ces obligations d'achat compensées à hauteur de la CSPE s'élèvent à 25,3 TWh pour l'exercice 2007 (22,9 TWh pour l'exercice 2006), dont 14,4 TWh au titre de la co-génération (14,6 TWh pour 2006) et 3,9 TWh au titre de l'éolien (2,1 TWh pour 2006).

11.1.2 Achats de gaz

Le Groupe est partenaire de projets de production indépendante (IPP) adossés à des PPA (power purchase agreement). Les engagements d'achats de gaz sont pour la plupart liés à ces centrales électriques IPP et sont adossés à des contrats d'achat d'électricité reçus. Ces contrats incluent des clauses dites de « pass-through » qui permettent de répercuter aux clients la quasi-totalité de la variabilité du coût des sources d'approvisionnement. Les engagements d'achats de gaz du Groupe dimi-

nuent sensiblement par rapport au 31 décembre 2006 du fait de la cession des centrales mexicaines, malgré la signature de nouveaux contrats d'achat en particulier chez EDF.

En ce qui concerne Edison, des contrats d'importation de gaz naturel sous forme de contrats « take or pay » ont été mis en place pour une capacité totale à terme de 18 milliards de mètres cube par an. Les contrats déjà opérationnels concernent les importations de Russie, de Libye et de Norvège pour une fourniture totale de 7,4 milliards de mètres cube par an. En outre, trois nouveaux contrats totalisant un volume de 10,4 milliards de mètres cube par an en provenance du Qatar et d'Algérie entreront en vigueur au cours des prochains exercices.

11.1.3 Achats d'autres énergies et matières premières

Les engagements d'achats d'autres énergies et matières premières concernent essentiellement des achats de charbon et de fioul utilisés pour le fonctionnement des centrales thermiques.

11.1.4 Achats de combustibles nucléaires

Les engagements d'achats de combustibles nucléaires proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins d'EDF en combustibles et en services de fabrication d'assemblages de combustible, d'enrichissement et de fluoration. L'augmentation des engagements résulte d'une part de la conclusion de nouveaux contrats, augmentant en volume et dans la durée la couverture des besoins d'EDF en matière d'approvisionnement et d'autre part, de la réévaluation des coûts d'approvisionnement en uranium, conséquence de la hausse des cours mondiaux.

11.2 Engagements de livraison d'électricité

Un ensemble de contrats à long terme a été passé avec un certain nombre d'électriciens européens au terme desquels EDF s'est engagé à livrer de l'électricité. Ces contrats sont de deux types :

- des contrats de co-financement de centrales nucléaires, portant selon les cas sur une centrale particulière ou un parc de production défini. Les entreprises ayant participé à ces financements ont un droit à l'énergie produite des centrales concernées au prorata de leur participation au financement initial ;
- des contrats commerciaux de vente à long terme adossés le plus souvent sur le parc de production nucléaire.

Par ailleurs, lors de la prise de participation dans EnBW en 2001, EDF s'est engagé auprès de la Commission européenne à mettre à disposition du marché une partie de ses capacités de production, pour une durée estimée initialement à cinq ans soit en principe, jusqu'au 7 février 2006. Cet engagement était destiné à favoriser l'accès de concurrents au marché français en palliant pendant quelques années les difficultés d'approvisionnement existant sur un marché français alors naissant. En 2007, près de 40 TWh (contre 41 TWh en 2006) ont ainsi été mis à disposition du marché.

EDF a la possibilité depuis février 2006 de déposer une demande argumentée de sortie du processus d'enchères. À ce jour, EDF a décidé de ne pas faire ce choix. Après des discussions avec la Commission Européenne et sur proposition d'EDF, la Commission a autorisé, en septembre 2006,

un certain nombre d'aménagements au processus d'enchères, notamment l'introduction d'un produit de base d'une durée de 4 ans, mis en vente depuis septembre 2006, sans modification du volume d'énergie annuel mis à disposition par EDF.

Les enchères se poursuivent donc à ce jour.

Enfin, suite au contentieux qui a opposé EDF et Direct Énergie, le Conseil de la concurrence, par sa décision en date du 10 décembre 2007, a accepté et rendu obligatoires les engagements proposés par EDF, de mettre à disposition des fournisseurs alternatifs d'énergie un volume significatif d'électricité de 1 500 MW, soit environ 10 TWh par an pendant 15 ans, à des niveaux de prix leur permettant de concurrencer effectivement les offres d'EDF sur le marché libre de masse.

EDF a proposé sur la première période de 5 ans, de 2008 à 2012, un prix moyen de fourniture en base de 42 euros par MWh en euros courants. Ce prix, fixé à 36,80 euros par MWh pour la première année, croît progressivement jusqu'en 2012.

Concernant la deuxième période de dix ans, il est prévu que le prix soit fixé de manière à couvrir les coûts de développement par EDF de l'EPR à Flamanville (soit 46 euros par MWh en euros 2005).

Ces volumes seront attribués par voie d'enchères sur la base de 3 appels d'offres (2 en 2008 et 1 en 2009).

11.3 Garanties et engagements relatifs à l'exécution de contrats d'exploitation

11.3.1 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Dans le cadre de son activité, le Groupe met en place des garanties, généralement par l'intermédiaire de banques, destinées à la bonne exécution des contrats. Par ailleurs, le Groupe a donné ou reçu des engagements solidaires avec des tiers. Au 31 décembre 2007, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Total	31.12.2007			31.12.2006
		Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Garanties de bonne exécution / bonne fin / soumission	616	286	297	33	730
Engagements sur commandes d'exploitation *	3 217	1 359	1 546	312	1 974
Engagements sur commandes d'immobilisations	6 434	2 944	3 409	81	4 408
Autres engagements liés à l'exploitation	3 682	2 290	1 220	172	3 986
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION	13 949	6 879	6 472	598	11 098
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS À L'EXPLOITATION	6 166	4 611	1 444	111	4 416

* Hors matières premières et énergie.

Au 31 décembre 2007, les garanties de bonne exécution, de bonne fin et de soumission concernent principalement les garanties liées à l'exploitation du réseau électrique du métro de Londres (220 millions d'euros), à la construction ou à l'exploitation laotienne (89 millions d'euros). D'autres garanties ont été données par le Groupe EDF pour un montant de 307 millions d'euros, principalement par Dalkia International et EDF.

Les engagements fermes de commandes d'exploitation hors achats de matières premières et d'énergie ainsi que les engagements d'achats d'immobilisations corporelles s'élèvent à 9 651 millions d'euros (contre 6 382 millions d'euros au 31 décembre 2006). Ils concernent principalement :

- EDF et ERDF pour 5 902 millions d'euros (4 102 millions d'euros au 31 décembre 2006); il s'agit pour 4 129 millions d'euros d'engagements pris lors de la signature de commandes concernant les immobilisations dont 1 924 millions d'euros liés à la construction de la centrale de type EPR (European Pressurized Reactor) sur le site de Flamanville;
- RTE EDF Transport pour 885 millions d'euros;
- EDF Energy pour 115 millions d'euros (390 millions d'euros au 31 décembre 2006);
- Edison pour 193 millions d'euros (319 millions d'euros au 31 décembre 2006);
- EDF Énergies Nouvelles (EEN) pour 1 744 millions d'euros et Tenesol pour 227 millions d'euros liés à des commandes notamment dans le domaine des énergies renouvelables.

Les autres engagements donnés liés à l'exploitation concernent principalement :

- l'engagement de solidarité pris par les exploitants de centrales nucléaires allemands dans l'éventualité où, à la suite d'un accident nucléaire, l'un d'eux ne serait pas en mesure de faire face à ses obligations. Le montant consolidé par le Groupe EDF au travers d'EnBW s'élève à 1 034 millions d'euros (1 034 millions d'euros au 31 décembre 2006);
- dans le cadre de la mise en place de la couverture de l'exposition au risque dommages causés par la tempête à son réseau de distribution

d'électricité en France, le Groupe EDF a conclu un contrat avec CDC Ixis Capital Markets aux termes duquel chacune des parties s'engage à indemniser l'autre de la responsabilité qu'elle pourrait encourir au titre de l'émission d'un CAT Bond dans la limite d'un montant global maximal de 240 millions d'euros pour chacune des parties. Ce contrat, conclu en 2003 pour une durée initiale de 5 ans, vient à expiration en 2008 et peut être prolongé pour une période de 5 ans. La décision de le prolonger n'a pas encore été prise à ce jour;

- Edison à hauteur de 613 millions d'euros;
- EDF Trading à hauteur de 592 millions d'euros.

Les engagements reçus concernent principalement EDF. Il s'agit notamment des engagements reçus de la part des compagnies d'assurances pour couvrir les risques liés à la construction de la centrale de type EPR pour un montant de 2 843 millions d'euros (2 842 millions d'euros au 31 décembre 2006).

11.3.2 Accord de partenariat entre EDF et Enel

EDF et Enel ont signé, le 30 novembre 2007, un accord de partenariat industriel aux termes duquel Enel participe financièrement à hauteur de 12,5 % de l'ensemble des dépenses de construction, d'exploitation, de déconstruction et gestion de l'aval du cycle nucléaire de la centrale nucléaire de type EPR, Flamanville 3 et reçoit en contrepartie 12,5 % de la production d'électricité de cette centrale sur la durée de son exploitation. EDF est l'exploitant nucléaire de la centrale et en assume en conséquence la responsabilité totale.

Par ailleurs, préalablement à la réalisation effective de cet investissement, Enel a la possibilité d'acquies progressivement de l'énergie issue de la production du parc nucléaire d'EDF à concurrence d'une capacité totale de 1 200 MW.



11.4 Obligations et engagements en matière de location simple

Le Groupe est engagé au titre d'accords qu'il a qualifiés de location simple en vertu de l'interprétation IFRIC 4. Ces engagements constituent l'essentiel des engagements de location simple en tant que bailleur. Ils portent sur les IPP asiatiques. La variation par rapport au 31 décembre 2006 résulte essentiellement de la cession des centrales mexicaines.

Le Groupe est également engagé en tant que preneur par des contrats de location simple non résiliables portant sur des locaux, des équipements ou des véhicules entrant dans le cadre de son activité normale. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles. Ils portent principalement sur EDF, EDF Energy et EDF Trading.

Au 31 décembre 2007, le montant des engagements de loyers irrévocables s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Total	31.12.2007			Total	31.12.2006
		Échéances				
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans		
Engagements de location simple en tant que bailleur	1 778	212	779	787	5 714	
Engagements de location simple en tant que preneur	2 709	595	1 447	667	2 342	

Note 12 Charges de personnel

12



12.1 Charges de personnel

P.260

12.2 Effectifs moyens

P.261

12.1 Charges de personnel

Les différentes composantes constituant les charges de personnel sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2007	2006
Rémunérations	(6 548)	(6 385)
Charges de sécurité sociale	(1 123)	(1 116)
Intéressement et participation	(213)	(368)
Avantages non monétaires	(340)	(347)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(67)	(35)
Avantages à court terme	(8 291)	(8 251)
Avantages postérieurs à l'emploi	(1 665)	(1 424)
Autres avantages à long terme	70	(23)
Plan d'attribution d'actions gratuites	(35)	-
Indemnités de fin de contrat	(17)	(11)
Autres charges de personnel	18	(34)
CHARGES DE PERSONNEL	(9 938)	(9 709)

Un plan d'attribution d'actions gratuites (ACT 2007) a été approuvé lors de l'Assemblée Générale des actionnaires du 24 mai 2007. Les modalités définitives d'attribution, en particulier la liste des bénéficiaires au sein des sociétés du Groupe visées par cette opération et le nombre d'actions attribuées à chacun, ont été définies et approuvées lors du Conseil d'administration du 30 août 2007. Les actions seront livrées le 31 août 2009 aux salariés titulaires d'un contrat de travail durant toute la période d'acquisition des droits, sauf exceptions spécifiées dans le plan, et sous réserve de l'atteinte d'un objectif de performance pour

la période 2006-2008. Le nombre d'actions attribuées au 30 août 2007 est de 2,9 millions d'actions.

Ce plan est valorisé à la juste valeur des actions à la date d'attribution (72,50 euros par action au 30 août 2007) en fonction du cours de l'action EDF à cette date et des autres hypothèses actuarielles retenues.

La charge comptabilisée sur l'exercice correspond à une prise en compte prorata temporis sur la période d'acquisition, soit 35 millions d'euros sur un total estimé de 207 millions d'euros.

12.2 Effectifs moyens

	2007	2006
Statut IEG	103 855	105 577
Autres	50 178	50 391
EFFECTIFS MOYENS	154 033	155 968

Les effectifs moyens sont présentés en équivalents temps plein.

Les effectifs des sociétés intégrées proportionnellement sont consolidés au prorata du pourcentage d'intérêt et représentent 26 280 équivalents temps plein au 31 décembre 2007 (26 190 équivalents temps plein au 31 décembre 2006).

Note 13 Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2007	2006
Subventions d'exploitation	2 024	1 482
Provision pour contribution des producteurs d'électricité au TARTAM ⁽¹⁾	(248)	(470)
Résultat de déconsolidation	46	17
Résultat de cession d'immobilisations	(47)	(21)
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants	2	(32)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation	80	(23)
Autres produits et autres charges	(98)	62
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS	1 759	1 015

(1) Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché.

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue par EDF au titre de la « Contribution au Service Public de l'Électricité » (CSPE) instaurée par la Loi du 3 janvier 2003. Cette contribution est due par le consommateur final (éligible ou non) et est recouvrée par

les opérateurs de réseau ou les fournisseurs d'électricité qui procèdent à sa liquidation. Depuis le 1^{er} janvier 2005, les surcoûts résultant des tarifs de première nécessité et du dispositif pauvreté et précarité sont également pris en compte.

Comptes consolidés



Cette compensation s'est traduite dans les comptes par un produit net des dérivés de couverture de 1 864 millions d'euros en 2007 (1 457 millions d'euros en 2006). Cette augmentation s'explique par la baisse des prix du marché de l'électricité entre ces deux périodes.

Le produit à recevoir de la CSPE a été estimé sur la base des hypothèses les plus probables appréciées à fin 2007.

La Loi du 7 décembre 2006 a instauré, sur le territoire métropolitain français, un tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché, applicable de plein droit sur deux ans, à compter de la date de la première demande, au consommateur final d'électricité dès lors qu'il en fait la demande avant le 1^{er} juillet 2007 à son fournisseur. L'arrêté du 3 janvier 2007 précise que ce tarif transitoire est égal au tarif réglementé de vente hors taxes majoré de 10 %, 20 % ou 23 % suivant les caractéristiques du consommateur final choisissant de bénéficier du tarif réglementé transitoire.

Les fournisseurs qui, suite à cette demande, vont alimenter leurs clients au tarif réglementé transitoire d'ajustement, alors même qu'ils ne peuvent produire ou acquérir l'électricité fournie à un prix inférieur, bénéficient alors d'une compensation entre le coût de l'électricité fournie et les recettes liées à la fourniture au tarif réglementé transitoire.

Cette compensation versée aux fournisseurs d'électricité est assurée d'une part en utilisant une quote-part de la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE), d'autre part par une contribution des producteurs d'électricité d'origine nucléaire ou hydraulique dépassant certains seuils de production, dont EDF fait partie, dans la limite de 1,30 euro par MWh. Le montant de la contribution des producteurs d'électricité est calculé de sorte que cette contribution ajoutée à la CSPE couvre les charges supportées par les fournisseurs.

La contribution d'EDF à la compensation des fournisseurs d'électricité instaurée par le « Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché » (Tartam) a fait l'objet au 31 décembre 2006 d'une provision de 470 millions d'euros dans les comptes du Groupe au titre de la période de deux ans couverte par le dispositif. Compte-tenu de la mise à jour des hypothèses (note 2.2.7), une dotation complémentaire de 248 millions d'euros a été constatée au titre de l'exercice 2007.

Les opérations à caractère inhabituel par leur montant ou leur nature sont présentées en autres produits et charges d'exploitation (voir note 15).

Note Pertes de valeur / reprises

14



Les pertes de valeur et reprises s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2007	2006
Pertes de valeur sur goodwill	(68)	(337)
Pertes de valeur sur immobilisations	(93)	(177)
Reprises de pertes de valeur	11	635
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES	(150)	121

Le coût moyen pondéré du capital net d'impôt, utilisé pour les tests de dépréciation de l'exercice 2007, évolue dans une fourchette de :

- 4,7 % à 5,3 % pour les activités régulées en zone Euro (4,7 % en 2006) ;
- 6,2 % à 7,8 % pour les activités non régulées en zone Euro (6,1 % à 7,4 % en 2006) ;
- 5,8 % à 10,5 % Europe hors zone Euro (6,6 % à 10,8 % en 2006).

Compte-tenu du niveau du coût moyen pondéré du capital net d'impôt pour les activités régulées, une variation de taux est plus sensible sur ces activités. En 2007, les pertes de valeur concernent principalement le goodwill et les immobilisations du réseau de transport d'EnBW suite à l'annonce par le régulateur allemand, le 17 janvier 2008, d'une baisse de 11 % sur les péages du réseau de transport. La perte s'affecte à hauteur de 67 millions d'euros sur le goodwill et 76 millions d'euros sur les immobilisations.

En 2006, les pertes de valeur sur goodwill et autres actifs, nettes des reprises sur autres actifs représentaient un produit de 121 millions d'euros correspondant essentiellement à :

- la constatation d'une perte de valeur de 318 millions d'euros sur le goodwill d'EnBW propre à EDF suite à la notification de baisse des péages sur le réseau de transport d'électricité, suivie sur le second semestre 2006 d'une baisse de 14 % des tarifs de distribution ;
- la reprise de 624 millions d'euros de pertes de valeur antérieurement constatées sur les actifs de Light afin de tenir compte de leur juste valeur diminuée des coûts de la vente, appréciée en fonction des conditions de cession du contrôle de Light intervenue en juillet 2006 ;
- diverses dépréciations d'actifs au sein de filiales principalement européennes pour 185 millions d'euros.

Note 15 Autres produits et charges d'exploitation

15



La rubrique « Autres produits et charges d'exploitation » placée sous l'excédent brut d'exploitation comprend des éléments à caractère inhabituel par leur nature ou leur montant.

Les autres produits et charges d'exploitation de l'exercice 2007 représentent un produit net de 1 063 millions d'euros. Ils comprennent pour l'essentiel :

- le résultat de cession de la participation résiduelle de 25 % dans Edenor pour un montant de 111 millions d'euros ;
- le résultat de cession des activités au Mexique pour un montant de 345 millions d'euros ;
- l'effet des dotations et reprises sur provisions pour renouvellement au titre de l'allongement des durées de vie des bâtiments des postes de

transformation et de la suppression de la provision pour renouvellement du matériel de comptage pour un montant de 555 millions d'euros (voir note 3.2.4).

Les autres produits et charges d'exploitation de l'exercice 2006 représentaient un produit net de 668 millions d'euros et comprenaient pour l'essentiel :

- le résultat de déconsolidation avant impôt d'ASA Holding AG pour 175 millions d'euros et des filiales égyptiennes Port Saïd et Port Suez pour 170 millions d'euros ;
- une reprise des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi de 328 millions d'euros suite à la non-reconduction du dispositif de complément exceptionnel de retraite.

Note 16 Résultat financier

16



16.1 Coût de l'endettement financier brut	P.263
16.2 Charge d'actualisation	P.264
16.3 Autres produits et charges financiers	P.264

16.1 Coût de l'endettement financier brut

Les différentes composantes constituant le coût de l'endettement financier brut sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2007	2006
Charges d'intérêts sur opérations de financement	(1 660)	(1 655)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments couverts sur dettes	3	(54)
Inefficacité des couvertures de flux de trésorerie	1	-
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	(2)	39
Résultat net de change sur endettement	166	64
COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	(1 492)	(1 606)



16.2 Charge d'actualisation

La charge d'actualisation concerne principalement les provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour dépréciation des derniers cœurs ainsi que les provisions pour avantages à long terme et postérieurs à l'emploi.

La décomposition de cette charge est présentée ci-après :

<i>(en millions d'euros)</i>	2007	2006
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	(1 140)	(1 097)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs	(1 460)	(1 393)
Autres provisions	(32)	(40)
CHARGE D'ACTUALISATION	(2 632)	(2 530)

16.3 Autres produits et charges financiers

Les différentes composantes constituant les autres produits et charges financiers sont les suivantes :

<i>(en millions d'euros)</i>	2007	2006
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	96	76
Produits (charges) financiers sur les actifs financiers disponibles à la vente	866	816
Produits (charges) sur les autres actifs financiers	400	438
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat	77	(93)
Autres charges financières	(55)	(135)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	(238)	(28)
Rendement des actifs de couverture	444	361
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIÈRES	1 590	1 435

Les produits nets des charges sur les actifs financiers disponibles à la vente intègrent des résultats de cession, des produits d'intérêts et des dividendes. La hausse constatée en 2007 résulte de l'augmentation des cessions d'actifs.

Le résultat de change sur les éléments financiers concerne principalement le financement des filiales anglaises. Il est compensé par le résultat de change sur endettement composant le coût de l'endettement financier brut (voir note 16.1).

En 2006, les produits sur actifs financiers incluaient notamment la plus-value de cession sur la participation qu'EDF détenait dans la société Arcelor à l'issue des opérations relatives à l'offre publique d'achat du groupe Mittal Steel Cy NV à hauteur de 231 millions d'euros.

Note 17 Impôts sur les résultats

17



17.1 Ventilation de la charge d'impôt	P.265
17.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective	P.265
17.3 Ventilation des actifs et des passifs d'impôt différé par nature	P.267
17.4 Déficits reportables et crédits d'impôt	P.267
17.5 Impôt constaté en capitaux propres	P.267

17.1 Ventilation de la charge d'impôt

La ventilation de la charge d'impôt s'établit comme suit :

(en millions d'euros)	2007	2006
Impôts exigibles	(2 071)	(1 344)
Impôts différés	230	198
TOTAL	(1 841)	(1 146)

En 2007, la charge d'impôt courant provient du groupe d'intégration fiscale EDF pour (1 402) millions d'euros et des autres filiales pour (669) millions d'euros.

Les impôts différés intègrent un produit de 493 millions d'euros correspondant à la baisse des impôts différés passifs d'EnBW, EDF Energy et Edison liée aux baisses de taux d'imposition votées en Allemagne, au

Royaume-Uni et en Italie et applicables à compter de 2008. La réforme allemande a l'impact le plus significatif (304 millions d'euros).

Pour 2006, la charge d'impôt avait été affectée par les différentes économies d'impôt décrites en note 17.2.

17.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective

17.2.1 Rapprochement du taux d'impôt théorique et du taux d'impôt effectif

(en millions d'euros)	2007	2006
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	7 457	6 655
Pertes de valeur sur goodwill	68	337
Résultat des sociétés intégrées avant impôt et pertes de valeur sur goodwill	7 525	6 992
Charge théorique d'impôt	(2 591)	(2 407)
Différences de taux d'imposition	538	24
Écarts permanents	157	873
Impôts sans base	(10)	338
Dépréciation d'impôts différés actifs	47	(4)
Autres	18	30
Charge réelle d'impôt	(1 841)	(1 146)
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT	24,47 %	16,39 %

Comptes consolidés



La différence entre le taux d'impôt France (34,43 %) et le taux effectif s'explique essentiellement :

- pour 2007 par :

- le réajustement des impôts différés suite à la baisse du taux d'impôt sur les sociétés de 38 % à 29 % intervenue en Allemagne pour 304 millions d'euros ;
- le réajustement des impôts différés suite à la baisse du taux d'impôt sur les sociétés intervenue également au Royaume-Uni pour 114 millions d'euros et en Italie pour 75 millions d'euros ;
- l'impact positif des différences de taux d'imposition des filiales étrangères (45 millions d'euros) ;
- les économies fiscales liées à l'exonération des résultats de cession des sociétés consolidées, intervenues en 2007, entraînant un effet positif d'impôt de :
 - 38 millions d'euros pour la cession d'Edenor,
 - 150 millions d'euros pour la cession des activités mexicaines.

- pour 2006 par :

- l'économie d'impôt résultant de la réorganisation juridique du Groupe Light (586 millions d'euros) imposée par le régulateur brésilien (Aneel) ;
- l'absence d'effet fiscal sur la reprise de valeur des actifs à long terme de Light (212 millions d'euros) constatée sur le premier semestre ;
- l'issue favorable de réclamations auprès de l'administration fiscale britannique par EDF Energy (104 millions d'euros) ;
- le réaligement chez Edison des bases fiscales de ses actifs immobilisés sur leur valeur comptable en application de la Loi de Finances italienne pour 2006. La reprise des impôts différés passifs en contrepartie d'une taxe libératoire de 12 % s'est traduite par un produit d'impôt de 104 millions d'euros ;
- la reconnaissance à hauteur de 76 millions d'euros de crédits d'impôt sur les résultats taxés à taux majoré en Allemagne résultant d'une évolution des conditions de leur récupération.

17.2.2 Variation de l'impôt différé

(en millions d'euros)	Impôt différé actif	Provision pour dépréciation des impôts différés actifs	Impôt différé actif net	Impôt différé passif	Impôt différé net
Situation au 31 décembre 2005	4 279	(2 531)	1 748	(4 567)	(2 819)
Variation des bases	(95)	429	334	284	618
Variation des périmètres	(780)	850	70	(325)	(255)
Écarts de conversion	13	2	15	(38)	(23)
Situation au 31 décembre 2006	3 417	(1 250)	2 167	(4 646)	(2 479)
Variation des bases	(553)	17	(536)	97	(439)
Variation des périmètres	42	(13)	29	(76)	(47)
Écarts de conversion	(48)	(3)	(51)	190	139
SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2007	2 858	(1 249)	1 609	(4 435)	(2 826)

En 2007, la variation des bases de (439) millions d'euros affecte le compte de résultat à hauteur de 230 millions d'euros et les capitaux propres à hauteur de (691) millions d'euros.

En 2006, la variation des bases de 618 millions d'euros a affecté le compte de résultat à hauteur de 198 millions d'euros et les capitaux propres à hauteur de 376 millions d'euros.

Les variations de périmètre 2006 ont essentiellement traduit la sortie d'impôts différés actifs entièrement dépréciés résultant de la cession de Light, pour 850 millions d'euros.

17.3 Ventilation des actifs et des passifs d'impôt différé par nature

(en millions d'euros)

	31.12.2007	31.12.2006
Impôts différés Actif :		
Écarts entre amortissement comptable et amortissement fiscal	880	854
Provisions pour engagements de retraite non déductibles	4 166	4 287
Autres provisions non déductibles	968	1 125
Autres différences temporelles déductibles	1 611	2 072
Réévaluations, écarts d'évaluation et élimination de résultats internes	177	237
Pertes fiscales et crédits d'impôt non utilisés	102	171
Compensation impôts différés actif / passif	(5 046)	(5 329)
Sous-total impôts différés actifs - valeur brute	2 858	3 417
Provision pour dépréciation des impôts différés actifs	(1 249)	(1 250)
Total des impôts différés actifs - valeur nette	1 609	2 167
Impôts différés Passif :		
Écarts entre amortissement comptable et amortissement fiscal	(5 524)	(6 002)
Autres différences temporelles taxables	(2 778)	(2 310)
Réévaluations, écarts d'évaluation et élimination de résultats internes	(1 177)	(1 663)
Compensation impôts différés actif / passif	5 044	5 329
Total des impôts différés Passif	(4 435)	(4 646)
IMPÔT DIFFÉRÉ NET	(2 826)	(2 479)

17.4 Déficits reportables et crédits d'impôt

Au 31 décembre 2007, les déficits fiscaux reportables ainsi que les actifs d'impôts différés non constatés représentent une économie d'impôt potentielle de 1 249 millions d'euros (1 250 millions d'euros au 31 décembre 2006). La majeure partie de cette économie d'impôt potentielle repose sur le stock d'impôts différés actifs relatifs aux avantages du personnel en France.

17.5 Impôt constaté en capitaux propres

Le montant d'impôt différé relatif aux éléments imputés dans les capitaux propres durant l'exercice 2007 s'élève à (691) millions d'euros (376 millions d'euros en 2006). Il correspond, pour l'exercice 2007, à hauteur de :

- (437) millions d'euros aux variations de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente et des instruments de couverture (voir notes 24.3.2 et 35.4) ;
- (254) millions d'euros au recyclage en résultat de ces éléments (voir notes 24.3.2 et 35.4).



Note Goodwill

18



Les différentes composantes constituant les goodwill des sociétés intégrées sont les suivantes :

<i>(en millions d'euros)</i>	31.12.2007	31.12.2006
Valeur nette comptable à l'ouverture	7 123	7 181
Acquisitions	441	102
Cessions	(2)	(9)
Pertes de valeur	(68)	(337)
Différences de conversion	(238)	46
Autres mouvements	10	140
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE	7 266	7 123
Valeur brute à la clôture	8 096	7 885
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(830)	(762)

Les goodwill se répartissent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Reste Europe	Reste du Monde	Total
AU 31 DÉCEMBRE 2007	2 320	1 390	2 031	1 435	90	7 266
Au 31 décembre 2006	2 534	1 501	2 004	1 043	41	7 123

L'augmentation du goodwill intègre notamment :

- en Allemagne, les effets de la croissance externe d'EnBW ;
- en Italie, les effets de l'exercice des warrants Edison ;
- sur le segment « Reste Europe », les opérations de croissance externe de Dalkia International, d'EDF Énergies Nouvelles, les acquisitions de Fahrenheit et du lot complémentaire de 13,77 % d'électricité de Strasbourg ;
- sur le segment « Reste du Monde », la prise de participation dans Unistar Nuclear Energy.

Toutefois, la réalisation des tests de dépréciation a conduit à constater en 2007 une dépréciation de 67 millions d'euros du goodwill affectée à l'activité Transport chez EnBW (voir notes 5 et 14).

En 2006, la réalisation de tests de dépréciation avait par ailleurs conduit à constater une perte de valeur des goodwill de 318 millions d'euros sur EnBW (voir note 14) et de 19 millions d'euros sur des filiales européennes.

Note 19 Autres actifs incorporels

19



19.1 Au 31 décembre 2007

P.269

19.2 Au 31 décembre 2006

P.269

Les valeurs nettes des autres actifs incorporels se répartissent comme suit :

19.1 Au 31 décembre 2007

(en millions d'euros)	31.12.2006	Acquisitions	Cessions	Dotations aux amortissements	Écarts de conversion	Autres mouvements	31.12.2007
Droits d'émission de gaz à effet de serre	241	237	(238)	-	(19)	7	228
Autres immobilisations incorporelles	2 997	488	(45)	-	(29)	170	3 581
Valeurs brutes	3 238	725	(283)	-	(48)	177	3 809
Amortissements cumulés	(1 138)	-	41	(315)	15	9	(1 388)
VALEURS NETTES	2 100	725	(242)	(315)	(33)	186	2 421

19.2 Au 31 décembre 2006

(en millions d'euros)	31.12.2005	Acquisitions	Cessions	Dotations aux amortissements	Écarts de conversion	Autres mouvements	31.12.2006
Droits d'émission de gaz à effet de serre	106	252	(121)	-	4	-	241
Autres immobilisations incorporelles	2 723	302	(26)	-	2	(4)	2 997
Valeurs brutes	2 829	554	(147)	-	6	(4)	3 238
Amortissements cumulés	(943)	-	24	(271)	(3)	55	(1 138)
VALEURS NETTES	1 886	554	(123)	(271)	3	51	2 100

Les droits d'émission de gaz à effet de serre font l'objet d'une provision pour risques (voir note 31.7.3).

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat est évalué à 375 millions d'euros pour l'exercice clos le 31 décembre 2007.



Note 20 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France



20.1 Valeur nette des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

P.270

20.2 Variation des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France (hors immobilisations en cours)

P.270

20.1 Valeur nette des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

Après reclassement selon les règles de présentation décrites en notes 2.12.2 et 4, la valeur nette des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2007	31.12.2006
Immobilisations	38 691	38 490
Immobilisations en cours	1 291	702
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	39 982	39 192

20.2 Variation des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France (hors immobilisations en cours)

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 01.01.2006 ⁽¹⁾	1 978	23	57 303	2 872	62 176
Augmentations ⁽²⁾	109	119	2 455	241	2 924
Diminutions	(27)	(2)	(313)	(204)	(546)
Écarts de conversion	-	-	-	-	-
Mouvements de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	(55)	(115)	1	(119)	(288)
Valeurs brutes au 31.12.2006 ⁽¹⁾	2 005	25	59 446	2 790	64 266
Augmentations ⁽²⁾	17	-	1 956	87	2 060
Diminutions	(23)	-	(263)	(169)	(455)
Écarts de conversion	-	-	-	-	-
Mouvements de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	61	(14)	6	62	115
Valeurs brutes au 31.12.2007	2 060	11	61 145	2 770	65 986
Amortissements et pertes de valeur au 01.01.2006 ⁽¹⁾	(1 049)	(11)	(21 401)	(2 012)	(24 473)
Dotations nettes aux amortissements	(30)	4	(133)	(118)	(277)
Diminutions	26	2	230	203	461
Écarts de conversion	-	-	-	-	-
Mouvements de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements ⁽³⁾	(23)	(3)	(1 404)	(57)	(1 487)
Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2006 ⁽¹⁾	(1 076)	(8)	(22 708)	(1 984)	(25 776)
Dotations nettes aux amortissements	(32)	-	(146)	(102)	(280)
Diminutions	20	-	188	164	372
Écarts de conversion	-	-	-	-	-
Mouvements de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements ⁽³⁾	(49)	6	(1 483)	(85)	(1 611)
Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2007	(1 137)	(2)	(24 149)	(2 007)	(27 295)
Valeurs nettes au 01.01.2006 ⁽¹⁾	929	12	35 902	860	37 703
Valeurs nettes au 31.12.2006 ⁽¹⁾	929	17	36 738	806	38 490
VALEURS NETTES AU 31.12.2007	923	9	36 996	763	38 691

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2006 ont été retraitées des changements de présentation liés aux immobilisations à l'actif (voir notes 3.2.3, 3 et 4.2).

(2) Les augmentations comprennent également les immobilisations remises à titre gratuit.

(3) Les autres mouvements concernent principalement les amortissements des biens concédés effectués en contrepartie des dépréciations des comptes spécifiques des concessions.

Note 21

Immobilisations en concessions des autres activités



21.1 Valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités

P.271

21.2 Variation des immobilisations en concessions des autres activités hors immobilisations en cours et financées par location-financement

P.271

21.1 Valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités

Après reclassement selon les règles de présentation décrites en notes 2.12.2 et 4, la valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2007	31.12.2006
Immobilisations	26 390	27 080
Immobilisations en cours	761	621
Immobilisations financées par location-financement	-	67
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS	27 151	27 768

21.2 Variation des immobilisations en concessions des autres activités (hors immobilisations en cours et financées par location-financement)

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 01.01.2006 ⁽¹⁾	4 054	8 938	29 980	2 101	45 073
Augmentations	93	180	1 258	72	1 603
Diminutions	(13)	(9)	(139)	(119)	(280)
Écarts de conversion	5	(34)	198	(42)	127
Mouvements de périmètre	(359)	(141)	(1 422)	6	(1 916)
Autres mouvements	(20)	(40)	40	(13)	(33)
Valeurs brutes au 31.12.2006 ⁽¹⁾	3 760	8 894	29 915	2 005	44 574
Augmentations	62	103	929	81	1 175
Diminutions	(13)	(16)	(100)	(79)	(208)
Écarts de conversion	(54)	(31)	(828)	(39)	(952)
Mouvements de périmètre	(5)	(84)	64	-	(25)
Autres mouvements	-	50	39	4	93
Valeurs brutes au 31.12.2007	3 750	8 916	30 019	1 972	44 657
Amortissements et pertes de valeur au 01.01.2006 ⁽¹⁾	(1 765)	(4 180)	(11 066)	(1 400)	(18 411)
Dotations nettes aux amortissements	(82)	(229)	(134)	(108)	(553)
Diminutions	9	5	107	104	225
Écarts de conversion	(1)	4	(56)	16	(37)
Mouvements de périmètre	22	73	1 118	(2)	1 211
Autres mouvements	19	23	12	17	71
Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2006 ⁽¹⁾	(1 798)	(4 304)	(10 019)	(1 373)	(17 494)
Dotations nettes aux amortissements	(80)	(206)	(783)	(101)	(1 170)
Diminutions	10	11	73	74	168
Écarts de conversion	17	5	168	18	208
Mouvements de périmètre	1	9	-	-	10
Autres mouvements	2	6	4	(1)	11
Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2007	(1 848)	(4 479)	(10 557)	(1 383)	(18 267)
Valeurs nettes au 01.01.2006 ⁽¹⁾	2 289	4 758	18 914	701	26 662
Valeurs nettes au 31.12.2006 ⁽¹⁾	1 962	4 590	19 896	632	27 080
VALEURS NETTES AU 31.12.2007	1 902	4 437	19 462	589	26 390

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2006 ont été retraitées des changements de présentation liés aux immobilisations à l'actif (voir notes 3.2.3 et 4.2).



Les immobilisations en concessions des activités autres que celles liées à la distribution publique d'électricité en France (voir note 20) comprennent les immobilisations concédées principalement situées en France, (transport et production hydraulique), Grande-Bretagne, Allemagne et Italie.

Elles comprenaient également celles de la filiale brésilienne jusqu'à sa cession le 10 août 2006. Sur la base du prix de vente défini dans le share purchase agreement, EDF a constaté au cours du premier semestre 2006 une reprise de perte de valeur de 624 millions d'euros sur les actifs immobilisés de cette société qui avaient été dépréciés au cours des exercices 2002 à 2004.

Note 22 Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre



22.1 Valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	P.272
22.2 Variation des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre hors immobilisations en cours et financées par location-financement	P.273
22.3 Obligations et engagements en matière de contrats de location-financement	P.274

22.1 Valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre

Après reclassement selon les règles de présentation décrites en notes 2.12.2 et 4, la valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2007	31.12.2006
Immobilisations	33 855	33 991
Immobilisations en cours	3 655	2 609
Immobilisations financées par location-financement	298	321
IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE	37 808	36 921

22.2

Variation des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre (hors immobilisations en cours et financées par location-financement)

	Terrains et constructions	Installations de production nucléaire	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
Valeurs brutes au 01.01.2006 ⁽¹⁾	11 694	44 710	13 373	1 719	6 068	77 564
Augmentations	105	33	695	42	298	1 173
Diminutions	(220)	(208)	(99)	(5)	(192)	(724)
Écarts de conversion	17	-	(26)	(1)	(14)	(24)
Mouvements de périmètre	183	318	302	62	588	1 453
Autres mouvements	76	621	201	(240)	160	818
Valeurs brutes au 31.12.2006 ⁽¹⁾	11 855	45 474	14 446	1 577	6 908	80 260
Augmentations	306	866	718	773	886	3 549
Diminutions	(336)	(221)	(49)	(64)	(140)	(810)
Écarts de conversion	9	-	(162)	(33)	(37)	(223)
Mouvements de périmètre	131	-	(671)	170	20	(350)
Autres mouvements	(47)	17	(266)	(45)	(432)	(773)
Valeurs brutes au 31.12.2007	11 918	46 136	14 016	2 378	7 205	81 653
Amortissements et pertes de valeur au 01.01.2006 ⁽¹⁾	(5 523)	(27 775)	(6 621)	(778)	(3 407)	(44 104)
Dotations nettes aux amortissements	(339)	(1 020)	(688)	(61)	(391)	(2 499)
Diminutions	114	167	85	2	176	544
Écarts de conversion	(6)	-	-	-	(1)	(7)
Mouvements de périmètre	(12)	(151)	(110)	1	149	(123)
Autres mouvements	10	(47)	(117)	69	5	(80)
Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2006 ⁽¹⁾	(5 756)	(28 826)	(7 451)	(767)	(3 469)	(46 269)
Dotations nettes aux amortissements	(308)	(1 160)	(609)	(146)	(418)	(2 641)
Cessions	258	182	40	58	120	658
Écarts de conversion	(15)	-	21	(2)	31	35
Mouvements de périmètre	(29)	-	226	(71)	(4)	122
Autres mouvements	66	1	187	(10)	53	297
Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2007	(5 784)	(29 803)	(7 586)	(938)	(3 687)	(47 798)
Valeurs nettes au 01.01.2006 ⁽¹⁾	6 171	16 935	6 752	941	2 661	33 460
Valeurs nettes au 31.12.2006 ⁽¹⁾	6 099	16 648	6 995	810	3 439	33 991
VALEURS NETTES AU 31.12.2007	6 134	16 333	6 430	1 440	3 518	33 855

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2006 ont été retraitées des changements de présentation liés aux immobilisations à l'actif (voir notes 2.11, 3 et 4.2).

La réalisation de tests de dépréciation a conduit le Groupe à constater, au 31 décembre 2007, une perte de valeur nette de 79 millions d'euros (161 millions d'euros au 31 décembre 2006) de certains actifs corporels du domaine propre. Ces actifs concernent principalement le réseau de transport d'EnBW.



22.3 Obligations et engagements en matière de contrats de location-financement

Le Groupe est engagé au titre d'accords qu'il a qualifiés de location-financement en vertu de l'interprétation IFRIC 4. Ces engagements constituent la quasi totalité des engagements de location-financement en tant que bailleur. Ils portent essentiellement sur EDF Energy.

Le Groupe est également engagé par des contrats de location-financement non résiliables portant sur des locaux, des équipements ou des véhicules entrant dans le cadre de son activité normale. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles. Ils concernent essentiellement Tiru et Sofilo.

Au 31 décembre 2007, le montant des engagements de loyers irrévocables s'analyse comme suit :

(en millions d'euros)	Total	31.12.2007			Total	31.12.2006
		Échéances				
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans		
Engagements de location-financement en tant que bailleur	589	60	271	258	693	
Engagements de location-financement en tant que preneur	246	20	138	88	394	

Note 23 Titres mis en équivalence



Le détail des entreprises associées est le suivant :

(en millions d'euros)	Activité principale ⁽¹⁾	31.12.2007			31.12.2006	
		Quote-part d'intérêts dans le capital %	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat	Quote-part de capitaux propres	Dont Quote-part de résultat
Groupe Atel ⁽²⁾	P	24,8	671	102	626	112
Dalkia Holding	S	34,0	466	24	469	23
EVN	D	16,4	441	38	397	42
Estag	P	20,0	365	34	352	31
SSE	D	49,0	-	-	219	26
Edenor	D	-	-	-	2	17
Autres titres mis en équivalence	-	-	587	(30)	394	12
TITRES MIS EN ÉQUIVALENCE	-	-	2 530	168	2 459	263

(1) S= services, P= production, D= distribution.

(2) Le Groupe Atel comprend les sociétés Atel holding et Atel.

Les principales variations de l'exercice 2007 résultent de la consolidation par intégration proportionnelle de la société SSE à compter du 1^{er} janvier 2007, de la mise en équivalence de sept sociétés par EnBW et de la dépréciation des titres représentatifs du groupement Metronet, inclus dans les autres titres mis en équivalence.

En effet, le groupement Metronet qui est responsable pour London Underground Limited (LUL) des travaux de maintenance et de rénovation de 9 des 12 lignes de métro de l'agglomération londonienne, s'est trouvé dans une situation financière délicate à la suite de modifications intervenues dans le cahier des charges et du périmètre initial du contrat ainsi que de difficultés dans la réalisation des travaux.

En conséquence, et conformément à une clause du contrat avec LUL, les actionnaires de Metronet ont décidé, en juin 2007, de faire revoir par un arbitre indépendant, les conditions économiques du contrat afin d'obtenir une augmentation de financement de LUL. La décision rendue mi-juillet n'a pas permis aux actionnaires de Metronet d'obtenir un financement complémentaire suffisant pour éviter la mise sous administration judiciaire du groupement qui est intervenue le 18 juillet 2007.

À ce jour, les négociations intervenues entre les actionnaires, l'administrateur et le client (Transport for London) n'ont pas permis de déboucher sur un accord définitif quant à l'avenir des liens contractuels entre les différentes parties. Les discussions se poursuivent néanmoins dans un contexte constructif.

Dans ces conditions, la provision constatée au 30 juin 2007 a été maintenue au 31 décembre 2007 ; elle couvre de façon appropriée les risques auxquels EDF Energy s'estime exposée.

Au 31 décembre 2006, les principaux indicateurs publiés relatifs aux sociétés mises en équivalence étaient les suivants :

(en millions d'euros)	Total Actif	Total Passif (hors capitaux propres)	Chiffre d'affaires	Résultat net
Atel	5 780	3 598	7 188	570
Dalkia holding ⁽¹⁾	7 065	4 972	6 155	172
EVN ⁽²⁾	6 262	3 247	2 233	259
Estag	2 221	1 026	1 158	154

(1) Données financières consolidées qui intègrent Dalkia Investissement et Dalkia International.

(2) Données financières au 30 septembre 2007.

Note 24 Actifs financiers courants et non courants

24



24.1 Répartition entre les actifs financiers courants et non courants	P.275
24.2 Variation des actifs financiers courants et non courants hors dérivés	P.276
24.3 Détail des actifs financiers	P.276
24.4 Juste valeur des actifs financiers comptabilisés au coût amorti	P.278
24.5 Engagements liés aux investissements	P.278

24.1 Répartition entre les actifs financiers courants et non courants

La répartition entre les actifs financiers courants et non courants se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2007			31.12.2006		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	5 967	2	5 969	5 845	-	5 845
Actifs financiers disponibles à la vente *	6 223	13 799	20 022	10 274	11 193	21 467
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance *	68	459	527	255	187	442
Juste valeur positive des dérivés de couverture	1 667	632	2 299	128	328	456
Prêts et créances financières *	951	913	1 864	508	1 386	1 894
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	14 876	15 805	30 681	17 010	13 094	30 104

* Nets de dépréciation pour 374 millions d'euros en 2007.



24.2 Variation des actifs financiers courants et non courants hors dérivés

La variation des actifs financiers s'analyse comme suit :

24.2.1 Au 31 décembre 2007

(en millions d'euros)	31.12.2006	Augmentations	Diminutions	Variations de juste valeur	Autres	31.12.2007
Actifs financiers disponibles à la vente	21 467	11 496	(12 899)	286	(328)	20 022
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	442	154	(36)	-	(33)	527
Prêts et créances financières	1 894	358	(281)	-	(107)	1 864

24.2.2 Au 31 décembre 2006

(en millions d'euros)	31.12.2005	Augmentations	Diminutions	Variations de juste valeur	Autres	31.12.2006
Actifs financiers disponibles à la vente	11 727	14 802	(5 892)	737	93	21 467
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	137	329	(39)	-	15	442
Prêts et créances financières	1 665	742	(368)	-	(145)	1 894

24.3 Détail des actifs financiers

24.3.1 Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat

(en millions d'euros)	31.12.2007	31.12.2006
Juste valeur positive des dérivés de transaction	5 880	5 762
Juste valeur des actifs financiers détenus à des fins de transaction ⁽¹⁾	89	83
ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR AVEC VARIATION DE JUSTE VALEUR EN RÉSULTAT	5 969	5 845
(1) Part qualifiée d'actifs liquides	80	73

La juste valeur des dérivés est majoritairement déterminée sur la base de prix cotés et de données de marché (voir note 2.15.1.6.2).

24.3.2 Actifs financiers disponibles à la vente

(en millions d'euros)	31.12.2007			31.12.2006		
	Actions *	Titres de dettes	Total	Actions *	Titres de dettes	Total
Actifs dédiés d'EDF	5 050	3 554	8 604	4 315	1 942	6 257
Actifs liquides	1 349	4 253	5 602	3 876	6 205	10 081
Autres titres	4 447	1 369	5 816	3 997	1 132	5 129
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE	10 846	9 176	20 022	12 188	9 279	21 467

* Actions ou OPVCM.

La part du portefeuille évaluée par référence à des prix cotés ou publiés sur un marché actif s'élève à 96,43 % au 31 décembre 2007.

Dans le contexte de la crise monétaire du dernier semestre, une partie des actifs liquides a été replacée en trésorerie court terme.

Au cours de l'exercice 2007, les variations de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente enregistrées en capitaux propres sur la période s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres	Variations nettes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur transférées en résultat	Variations nettes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾
Actifs financiers disponibles à la vente - actions	684	(111)	573	258	(55)	203
Actifs financiers disponibles à la vente - dettes	(52)	20	(32)	(4)	1	(3)
Actifs liquides	(73)	25	(48)	-	-	-
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE	559	(66)	493	254	(54)	200

(1) + / () : augmentation / diminution des capitaux propres.

(2) + / () : augmentation / diminution du résultat.

Au cours de l'exercice 2006, 537 millions d'euros de variations de juste valeur nets d'impôt avaient été enregistrés en capitaux propres. 21 millions d'euros nets d'impôt avaient été recyclés des capitaux propres en résultat au titre des cessions d'actifs disponibles à la vente.

24.3.2.1 COMPOSITION DU PORTEFEUILLE D'ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

Le portefeuille des actifs dédiés d'EDF est constitué d'actifs financiers dédiés à la couverture des charges de long terme liées à la déconstruction des centrales nucléaires et à l'aval du cycle nucléaire (voir note 31.5.3). Ces actifs sont clairement identifiés et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise.

Ces actifs gérés dans une optique de long terme sont composés de placements diversifiés obligataires, actions et monétaires, conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration, révisable périodiquement.

La gestion et la gouvernance de ces fonds sont conformes aux prescriptions de la Loi du 28 juin 2006 et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Une partie de ces placements constitués d'actions et d'obligations est actuellement détenue et gérée directement par EDF et figure en tant que

telle à son bilan. L'autre partie est constituée d'OPVCM spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion françaises ou étrangères sélectionnées sur dossier ou sur appel d'offres. Elle couvre différents segments de marchés obligataires ou d'actions sur lesquels EDF souhaite avoir la plus large diversification possible. Il s'agit soit de Sicav ou FCP ouverts soit de FCP réservés constitués par l'entreprise pour son usage exclusif.

Les fonds réservés doivent respecter l'évolution d'un indice boursier de référence dans le cadre d'une limite stricte de risque exprimée sous forme de « tracking error ». EDF n'intervenant pas dans la gestion opérationnelle des fonds à l'intérieur des objectifs fixés par les conventions d'investissement, la consolidation ligne à ligne des fonds réservés ne traduirait pas l'objectif de gestion recherché. Ces fonds constituent des actifs financiers à part entière dont la valeur liquidative représente leur valeur de marché. En conséquence, ils sont présentés au bilan à leur valeur liquidative au sein des actifs financiers disponibles à la vente.

Comptes consolidés



Le tableau ci-dessous présente l'évolution de la juste valeur du portefeuille des actifs dédiés en détaillant plus particulièrement l'évolution des valeurs liquidatives des fonds réservés :

(en millions d'euros)	Juste valeur 31.12.2007	Juste valeur 31.12.2006
Actions Amérique du Nord	404	494
Actions Europe	416	464
Actions Japon	30	110
Obligations Monde	644	480
Fonds Communs de Placements réservés	1 494	1 548
Titres	470	283
OPCVM	2 856	1 930
Actions	3 326	2 213
Titres	3 554	1 942
OPCVM	225	196
Obligations	3 779	2 138
OPCVM monétaires	5	358
Autres placements financiers	7 110	4 709
TITRES ACTIFS DÉDIÉS	8 604	6 257

La dotation de trésorerie aux actifs dédiés s'élève à 2 397 millions d'euros pour l'exercice 2007, conformément à la décision prise en septembre 2005 par le Conseil d'administration d'accélérer le rythme de constitution des actifs dédiés d'ici 2010 (2 700 millions d'euros pour l'exercice 2006).

Des retraits pour un montant de 249 millions d'euros ont été effectués pour couvrir la trésorerie d'EDF à hauteur des reprises de provisions pour décaissement au titre des obligations concernées.

24.3.2.2 ACTIFS LIQUIDES

Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux 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.

Au sein de ce poste, les OPCVM monétaires d'EDF représentent 1 349 millions d'euros (3 771 millions d'euros au 31 décembre 2006).

24.3.2.3 AUTRES TITRES

Au 31 décembre 2007, les autres titres se composent notamment :

- chez EnBW, de 1 356 millions d'euros d'actifs disponibles à la vente – titres de dettes dont 1 044 millions d'euros de fonds réservés et de 1 110 millions d'euros d'actifs disponibles à la vente – actions dont 619 millions d'euros de fonds réservés ;
- chez EDF, de titres AREVA pour 673 millions d'euros.

24.4 Juste valeur des actifs financiers comptabilisés au coût amorti

(en millions d'euros)	31.12.2007		31.12.2006	
	Juste valeur	Valeur nette comptable	Juste valeur	Valeur nette comptable
Actifs détenus jusqu'à l'échéance	527	527	442	442
Prêts et créances financières	1 864	1 864	1 890	1 894
ACTIFS COMPTABILISÉS AU COÛT AMORTI	2 391	2 391	2 332	2 336

24.5 Engagements liés aux investissements

Au 31 décembre 2007, les éléments constitutifs des engagements liés aux investissements sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	31.12.2007			Total
		Échéances			
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Engagements d'acquisition de titres	2 752	374	2 378	-	2 780
Autres engagements donnés liés aux investissements	217	112	104	1	185
Autres engagements reçus liés aux investissements	70	28	42	-	64

24.5.1 Engagements d'acquisition de titres

- Engagement consenti à OEW par EDF International relatif à EnBW en vertu du pacte d'actionnaires conclu le 26 juillet 2000: OEW, qui détient conjointement avec EDF le contrôle d'EnBW, dispose d'une option de vente sur EDF (« Put »), de tout ou partie de ses Actions Assujetties (soit 25 % du capital d'EnBW), exerçable à tout moment jusqu'au 31 décembre 2011 au prix de 37,14 euros par action. Le montant de cette option est inscrit par le Groupe EDF au titre de ses engagements hors bilan pour l'exercice 2007 pour 2 322 millions d'euros.
- Divers options ou accords pris par EDF International (225 millions d'euros) et par EnBW (126 millions d'euros) sur des titres de différentes sociétés du secteur énergétique.
- Engagements pris par EDEV SA relatifs à EDF Énergies Nouvelles :
Dans le cadre de l'admission des titres de la société EDF EN sur le marché réglementé, intervenue le 28 novembre 2006, un pacte d'actionnaires et une convention concernant la société EDF EN, ont été conclus le 17 juillet 2006, entre d'une part, la société EDF et la société EDEV (ci-après désignées ensemble le « Groupe EDF ») et d'autre part, M. Pâris Mouratoglou et la société anonyme de droit luxembourgeois SIIF – Société Internationale d'Investissements Financiers (ci-après désignées ensemble le « Groupe Mouratoglou »). Cette convention a été complétée par un avenant en date du 10 novembre 2006.
Dans le cadre de ces accords, les engagements restant pris par le Groupe EDF et le Groupe Mouratoglou applicables au 31 décembre 2007 sont les suivants :

- Engagement de liquidité :

Le Groupe EDF et le Groupe Mouratoglou s'interdisent de procéder, directement ou indirectement, à des acquisitions d'actions ayant pour effet de réduire la part du public dans le capital de la Société EDF EN à moins de 95 % de cette part. Cet engagement souscrit par le Groupe EDF expirerait dans l'hypothèse où le Groupe Mouratoglou viendrait à détenir moins de 10 % du capital de la société EDF EN.

- Droit de préférence :

En cas de projet de transfert de tout ou partie de ses actions par le Groupe Mouratoglou, le Groupe EDF bénéficiera d'un droit de préférence pour acquérir lesdites actions. Ce droit de préférence s'exercera à des modalités de détermination du prix différenciées selon que le transfert d'actions envisagé serait effectué au profit d'un ou plusieurs établissements financiers (en vue d'un placement auprès d'investisseurs institutionnels ou sur le marché) ou à d'autres tiers.

À défaut d'exercice du droit de préférence du Groupe EDF, le Groupe Mouratoglou pourra procéder à la cession projetée.

Ce droit de préférence ne s'appliquera pas dans le cas de certaines situations définies contractuellement.

- Dispositions concernant la participation du Groupe Mouratoglou :

Si la participation du Groupe Mouratoglou devenait inférieure à 10 % du capital de la société EDF EN, Edev consentirait au Groupe Mouratoglou, sous réserve du respect des engagements de conservation souscrits lors de l'introduction en bourse de la Société et pour un délai de trois mois à compter du franchissement à la baisse du seuil de 10 %, une option de vente portant sur l'intégralité de la participation résiduelle du Groupe Mouratoglou dans la société EDF EN, à un prix par action égal à la moyenne pondérée par les volumes des cours de clôture de l'action de la Société au cours des 60 jours de bourse précédant la notification de l'exercice de cette option, sans que ce prix puisse être supérieur de plus de 10 % au dernier cours de clôture de l'action précédant ladite notification.

Sous réserve de l'absence d'exercice de l'option de vente par le Groupe Mouratoglou, Edev disposera alors d'une option d'achat portant sur la totalité des actions détenues par le Groupe Mouratoglou pour un délai de trois mois à compter de la fin de la période d'exercice de l'option de vente susvisée, à un prix par action défini de façon identique à celui de l'option de vente, sans que ce prix puisse être inférieur de plus de 10 % au dernier cours de clôture de l'action précédant la notification.

Ces deux options expireront de plein droit le 31 décembre 2015.

• Accord avec Veolia Environnement :

Veolia Environnement a accordé à EDF une option d'achat sur la totalité de ses titres Dalkia dans l'hypothèse où un concurrent d'EDF viendrait à prendre le contrôle de Veolia Environnement. De même, EDF a accordé à Veolia Environnement une option d'achat sur la totalité de ses titres Dalkia dans l'hypothèse où le statut d'EDF serait modifié et où un concurrent de Veolia Environnement, agissant seul ou de concert, viendrait à prendre le contrôle d'EDF. À défaut d'accord entre les parties sur le prix de cession des titres, celui-ci serait fixé à dire d'expert.

- Dans le cadre de la création de la société EDF Investissement Groupe, la société C3 a conclu avec la société NBI des promesses unilatérales d'achat et de vente d'actions relatives aux participations détenues respectivement par NBI et C3. Ainsi, NBI donne la possibilité à tout moment à C3 d'une part de racheter la participation de NBI sur la base de la valeur d'actif net de la société jusqu'en 2030, d'autre part de vendre à NBI la totalité de sa participation sur la base de la valeur d'actif net de la société, pendant les 5 ans qui suivent la création de la société.

24.5.2 Autres engagements liés aux investissements

Il s'agit principalement de garanties d'investissement données par Dalkia International (54 millions d'euros au 31 décembre 2007, 66 millions d'euros au 31 décembre 2006), EnBW (74 millions d'euros au 31 décembre 2007, 71 millions d'euros au 31 décembre 2006) et par ECW (5 millions d'euros au 31 décembre 2007, 25 millions d'euros au 31 décembre 2006).

Par ailleurs, le Groupe EDF, via ses filiales EDF Énergies Nouvelles, Sofilo et Dalkia international a reçu divers engagements pour 70 millions d'euros au 31 décembre 2007 (64 millions d'euros au 31 décembre 2006).



Note 25 Stocks

La valeur comptable des stocks répartie par catégorie de stocks est la suivante :

	Combustibles nucléaires	Autres combustibles	Autres matières premières	En cours de production de biens et services	Autres stocks	Total stocks
<i>(en millions d'euros)</i>						
Valeur brute	5 363	724	1 059	358	342	7 846
Provisions	(218)	(4)	(169)	(24)	-	(415)
Valeur nette au 31.12.2006	5 145	720	890	334	342	7 431
Valeur brute	6 371	1 056	942	286	226	8 881
Provisions	(11)	(4)	(166)	(21)	(1)	(203)
VALEUR NETTE AU 31.12.2007	6 360	1 052	776	265	225	8 678

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustibles nucléaires pour un montant de 4 344 millions d'euros (3 884 millions d'euros au 31 décembre 2006).

La valeur des stocks évalués en valeur de marché chez EDF Trading s'élève à 458 millions d'euros.

L'augmentation des stocks de combustibles nucléaires en 2007 trouve notamment son origine chez EDF dans la nouvelle définition du combustible usé, engagé en réacteur, telle que précisée par l'arrêté du 21 mars 2007 (voir note 31.2).

Note 26 Clients et comptes rattachés

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	31.12.2007	31.12.2006
Clients et comptes rattachés excluant EDF Trading - valeur brute	15 379	14 815
Clients et comptes rattachés de EDF Trading - valeur brute	1 112	1 303
Provisions	(391)	(402)
Clients et comptes rattachés - valeur nette	16 100	15 716

Les échéances des clients et comptes rattachés sont majoritairement à moins d'un an.

Note 27 Autres débiteurs

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	Comptes courants d'exploitation	Charges constatées d'avance	Autres créances	Autres débiteurs
Valeurs brutes au 31.12.2006	240	543	3 480	4 263
Provisions au 31.12.2006	(17)	-	(20)	(37)
Valeurs nettes au 31.12.2006	223	543	3 460	4 226
Valeurs brutes au 31.12.2007	243	492	4 551	5 286
Provisions au 31.12.2007	(12)	-	(31)	(43)
VALEURS NETTES AU 31.12.2007	231	492	4 520	5 243

Les échéances des autres débiteurs sont majoritairement à moins d'un an.

Le poste « Autres créances » comprend essentiellement des créances envers l'État et les collectivités publiques.

Il inclut également les prêts consentis par Domofinance, établissement de crédit qui assure le financement à crédit de travaux et d'installation contribuant à la maîtrise de l'énergie pour un montant de 159 millions d'euros.

La progression entre 2006 et 2007 est principalement liée à l'augmentation des créances de 473 millions d'euros au titre de la CSPE et à des effets de périmètre.

Note 28 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se composent des fonds en caisse, des soldes bancaires et des placements dans des instruments du marché monétaire. La trésorerie et les équivalents de trésorerie figurant dans le tableau des flux de trésorerie comprennent les montants suivants inscrits dans le bilan :

<i>(en millions d'euros)</i>	31.12.2007	31.12.2006
Disponibilités	1 338	1 265
Équivalents de trésorerie	4 498	1 806
Comptes courants financiers	199	237
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	6 035	3 308

Dans le contexte de la crise monétaire du dernier semestre, une partie des actifs liquides a été replacée en trésorerie court terme.



Note 29 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente



Les actifs et passifs détenus en vue de leur vente concernent principalement :

- au 31 décembre 2007, la société Soprolif, des centrales thermoélectriques (Groupe Edison) et des sociétés d'éclairage (EDF Energy) ;
- au 31 décembre 2006, les sociétés Serene (Groupe Edison) et deux entités du Groupe EnBW.

Note 30 Capitaux propres



<u>30.1 Capital social</u>	P.282
<u>30.2 Actions propres</u>	P.283
<u>30.3 Distributions de dividendes</u>	P.283
<u>30.4 Résultat net et résultat net dilué par action</u>	P.283
<u>30.5 Gestion du capital</u>	P.284

30.1 Capital social

Le capital social d'EDF n'a pas évolué au cours des exercices 2006 et 2007.

Au 31 décembre 2007, le capital social s'élève à 911 085 545 euros, divisé en 1 822 171 090 actions entièrement souscrites et libérées d'un nominal de 0,50 euro chacune, détenues à 84,8 % par l'État français (87,3 % au 31 décembre 2006), 13,3 % par le public (institutionnels et particuliers) et 1,9 % par les salariés et anciens salariés du Groupe.

L'État a cédé, le 3 décembre 2007, 2,5 % du capital d'EDF à des investisseurs institutionnels français et internationaux.

En application de l'article 11 de la Loi du 6 août 1986 et de l'article 26 de la Loi du 9 août 2004, suite à la cession de titres par l'État, une offre à des conditions préférentielles d'acquisition sera proposée aux salariés et anciens salariés d'EDF et de certaines de ses filiales en France et à l'étranger. Cette offre portera sur un nombre d'actions existantes représentant 15 % du nombre total d'actions cédées, soit 0,4 % du capital. Le calendrier et les modalités pratiques de cette offre réservée aux salariés restent à fixer pour une mise en œuvre en 2008.

30.2 Actions propres

Un programme de rachat d'actions de la Société autorisé par l'Assemblée générale du 9 juin 2006 a été mis en œuvre par le Conseil d'administration dans la limite de 10 % des actions composant le capital social de la Société et ce, pour une durée initiale de 18 mois, reconduite tacitement pour 12 mois.

Dans le cadre de ce programme qui a fait l'objet d'un contrat de liquidité conforme aux dispositions prévues par l'Autorité des marchés financiers

(AMF), 557 339 actions ont été achetées en 2007 pour un montant total de 38 millions d'euros et 462 579 actions ont été vendues pour un montant total de 32 millions d'euros.

Au 31 décembre 2007, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés représentent 129 503 actions pour une valeur de 9 millions d'euros.

30.3 Distributions de dividendes

L'assemblée générale des actionnaires du 24 mai 2007 a décidé une distribution de dividende de 1,16 euro par action en circulation, mis en paiement le 4 juin 2007 pour un montant de 2 113 millions d'euros.

Le Conseil d'administration du 7 novembre 2007 a décidé, au titre de l'exercice 2007, de mettre en paiement le 30 novembre 2007 un acompte sur dividende de 0,58 euro par action, pour un montant de 1 057 millions d'euros.

30.4 Résultat net et résultat net dilué par action

Le résultat dilué par action est calculé en divisant la part du résultat net du Groupe, corrigée de l'impact des instruments dilutifs, par le nombre moyen pondéré d'actions potentielles en circulation au cours de la période après neutralisation des actions propres.

Au 31 décembre 2007, il n'existe plus d'instruments dilutifs au sein du Groupe.

La réconciliation entre le résultat de base et le résultat dilué conduisant au calcul des résultats par action (de base et dilué) ainsi que la variation du nombre moyen pondéré d'actions utilisé pour le calcul du résultat net de base et du résultat dilué par action s'analysent comme suit :

	2007	2006
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	5 618	5 605
Effet des instruments dilutifs	-	(6)
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action dilué (en millions d'euros)	5 618	5 599
Nombre d'actions ordinaires en circulation au 1 ^{er} janvier	1 822 136 347	1 822 171 090
Variation du nombre d'actions vendues durant la période (prorata temporis)	(57 032)	(100 999)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation à fin de période	1 822 079 315	1 822 070 091
Effet des instruments dilutifs de EDF	-	-
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation - dilué à fin de période	1 822 079 315	1 822 070 091
Résultats par action :		
RÉSULTAT DE BASE PAR ACTION (en euros)	3,08	3,08
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION (en euros)	3,08	3,07



30.5 Gestion du capital

Conformément aux dispositions de l'article 24 de la Loi du 9 août 2004, l'État doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital social.

Depuis l'ouverture du capital en novembre 2005, les fonds propres ont augmenté principalement en raison des résultats des exercices 2006 et 2007, nets des dividendes versés et après prise en compte des variations de juste valeur des instruments financiers enregistrées en capitaux pro-

pres. Ils s'élèvent à 28 796 millions d'euros au 31 décembre 2007, contre 24 799 millions d'euros au 31 décembre 2006.

Cette augmentation permet au ratio de solvabilité composé de la dette financière nette sur capital employé, calculé à partir de l'endettement financier net (voir note 33.3) et des capitaux propres y compris intérêts minoritaires, de passer de 38 % au 31 décembre 2006 à 36 % au 31 décembre 2007.

Note Provisions

31



31.1 Répartition courant / non courant des provisions	P.284
31.2 Impact des textes d'application de la Loi du 28 juin 2006 sur les provisions pour aval du cycle nucléaire et sur les provisions pour déconstruction et derniers cœurs constituées par EDF en France	P.285
31.3 Provisions pour aval du cycle nucléaire	P.286
31.4 Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs	P.288
31.5 Sécurisation du financement des obligations de long terme au titre des installations nucléaires d'EDF	P.291
31.6 Avantages du personnel	P.292
31.7 Autres provisions et passifs éventuels	P.295

31.1 Répartition courant / non courant des provisions

La répartition entre la part courante et la part non-courante des provisions se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2007			31.12.2006		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire	756	16 699	17 455	745	14 636	15 381
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	557	13 097	13 654	218	13 606	13 824
Provisions pour avantages du personnel	1 523	12 240	13 763	1 551	12 377	13 928
Autres provisions	1 860	2 002	3 862	1 504	2 505	4 009
PROVISIONS	4 696	44 038	48 734	4 018	43 124	47 142

31.2

Impact des textes d'application de la Loi du 28 juin 2006 sur les provisions pour aval du cycle nucléaire et sur les provisions pour déconstruction et derniers cœurs constituées par EDF en France

Pour ce qui concerne les provisions liées à l'exploitation des centrales nucléaires, les comptes arrêtés au 31 décembre 2007 tiennent compte des prescriptions contenues dans la Loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application (voir notes 4.3 et 5.1.1.1) qui conduisent à prendre en compte les principales différences de présentation et d'évaluation suivantes :

– Charges de gestion des déchets issus de la déconstruction des centrales nucléaires

Le décret du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007 précisent que les charges de gestion à long terme des colis de déchets radioactifs issus de la déconstruction doivent être distinguées des charges de déconstruction proprement dites.

En conséquence, les provisions afférentes aux charges de gestion à long terme des déchets radioactifs issus des opérations de déconstruction sont reclassées de la rubrique « Provisions pour déconstruction » à la rubrique « Provision pour gestion à long terme des déchets ».

Par ailleurs, la quote-part revenant à EDF des charges relatives au combustible de la centrale de Phénix incluse dans la provision pour déconstruction a également fait l'objet d'un reclassement dans la rubrique appropriée « Provision pour gestion du combustible usé ».

Ces reclassements d'un montant global de 850 millions d'euros au 31 décembre 2007 sont sans effet sur le résultat de l'exercice.

– Charges de gestion du combustible usé et charges de gestion à long terme des déchets issus du combustible

Le calcul des provisions pour aval du cycle nucléaire prend en compte la nouvelle notion de « combustible engagé » définie par l'arrêté du 21 mars 2007 comme étant l'intégralité du combustible chargé en réacteur, qu'il soit irradié ou non.

En conséquence, des compléments aux provisions pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets issus de ce combustible ont été constitués pour la fraction non irradiée, en contrepartie d'un accroissement de la valeur du combustible comptabilisé dans les stocks, sans effet sur le compte de résultat de l'exercice.

Les charges futures de gestion du combustible usé et de gestion des déchets radioactifs correspondants continuent à être enregistrées en résultat au fur et à mesure de l'irradiation du combustible, donc de la consommation du stock.

– Nouvelle définition du cycle d'exploitation

Selon le décret du 23 février 2007, le cycle d'exploitation du combustible fait référence à des installations industrielles construites ou en construction. Les combustibles à teneur élevée en plutonium (MOX et Creys-Malville) ne sont pas destinés à un recyclage dans les réacteurs en fonctionnement ou en construction, mais dans des installations futures de type génération IV. Sans préjuger des modalités de développement de la génération IV, les provisions relatives à ce type de combustible sont désormais estimées en fonction d'un scénario prudent d'entreposage de longue durée et de stockage direct des combustibles ; elles sont reclassées dans les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs. Ce nouveau scénario conduit à des coûts significativement plus élevés, mais répartis sur un échéancier plus éloigné. De ce fait et après actualisation, les provisions diminuent de 394 millions d'euros.

– Prise en compte de la notion d'exploitant de site pour l'évaluation des charges

Selon l'arrêté du 21 mars 2007, EDF, exploitant du site de Brennilis, doit provisionner la totalité des charges pour déconstruction des installations de cette centrale et des charges de gestion des combustibles et des déchets, la part revenant au partenaire étant alors enregistrée en créance, sans effet sur le compte de résultat de l'exercice.

– Obligations liées aux études et recherche de l'ANDRA et aux actions d'accompagnement territorial

En 2006, à partir des prescriptions de la Loi, et des informations disponibles, EDF avait révisé ses provisions pour prendre en compte les obligations liées aux études et recherche de l'ANDRA et aux actions d'accompagnement territorial.

Au 31 décembre 2007, les provisions couvrant ces obligations ont été réestimées à la hausse pour 132 millions d'euros en fonction des dernières informations disponibles.

Les impacts de la Loi du 28 juin 2006 et de ses textes d'application publiés en 2007 conduisent, au 31 décembre 2007, à une augmentation des provisions de 885 millions d'euros, ayant comme contrepartie une augmentation des stocks et des créances de 1 147 millions d'euros et un produit d'exploitation de 262 millions d'euros sur l'exercice.

Pour mémoire, l'effet de la Loi du 28 juin 2006 s'était traduit dans les comptes consolidés au 31 décembre 2006 par une hausse des provisions de 373 millions, avec un impact équivalent négatif sur le résultat d'exploitation.



31.3 Provisions pour aval du cycle nucléaire

Les variations des provisions pour aval du cycle nucléaire se répartissent comme suit :

– au 31 décembre 2007 :

	31.12.2006	Augmentations	Diminutions		Impact Loi du 28 juin 2006	Autres variations	31.12.2007
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet ⁽¹⁾			
<i>(en millions d'euros)</i>							
Provisions pour gestion du combustible usé	10 512	1 032	(625)	(104)	221	(25)	11 011
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	4 869	334	(145)	(53)	1 414	25	6 444
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	15 381	1 366	(770)	(157)	1 635	-	17 455
part EDF	14 602	1 232	(713)	(96)	1 635	-	16 660
part filiales et co-entreprises	779	134	(57)	(61)	-	-	795

(1) Pour la France, cette colonne regroupe les changements d'estimation.

– au 31 décembre 2006 :

	31.12.2005	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31.12.2006
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
<i>(en millions d'euros)</i>						
Provisions pour retraitement du combustible nucléaire	10 336	1 057	(681)	(220)	20	10 512
Provisions pour évacuation et stockage	4 416	640	(79)	(88)	(20)	4 869
PROVISIONS POUR FIN DE CYCLE DU COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE	14 752	1 697	(760)	(308)	-	15 381

31.3.1 Provisions pour aval du cycle nucléaire d'EDF en France

Les provisions d'EDF au 31 décembre 2007 sont évaluées conformément aux prescriptions contenues dans la Loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application (cf. note 31.2).

	31.12.2006	Augmentations	Diminutions		Impact Loi du 28 juin 2006	31.12.2007
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet ⁽¹⁾		
<i>(en millions d'euros)</i>						
Provisions pour gestion du combustible usé	10 202	1 004	(602)	(66)	221	10 759
Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs	4 400	228	(111)	(30)	1 414	5 901
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	14 602	1 232	(713)	(96)	1 635	16 660

(1) Pour la France cette colonne regroupe les changements d'estimation.

Les charges correspondantes sont évaluées aux conditions économiques de fin d'année réparties selon un échéancier prévisionnel de décaissements et provisionnées en valeur actualisée de l'année (avec un taux d'inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 %) :

(en millions d'euros)	31.12.2007		31.12.2006	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin d'année	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin d'année	Montants provisionnés en valeur actualisée
Pour gestion du combustible usé	16 209	10 759	15 413	10 202
Pour gestion à long terme des déchets radioactifs	20 048	5 901	12 554	4 400
POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	36 257	16 660	27 967	14 602

Les évolutions des provisions évaluées aux conditions économiques de fin d'année s'expliquent principalement par la prise en compte en 2007 des effets des textes d'application de la Loi du 28 juin 2006 :

- charges supplémentaires correspondant à la fraction non irradiée du combustible, comprise dans le combustible engagé en réacteur ;
- coûts plus élevés pour les combustibles usés à teneur élevée en plutonium ;
- reclassements dans cette rubrique des charges de gestion des déchets radioactifs issus de la déconstruction auparavant incluses dans les charges de déconstruction.

31.3.1.1 PROVISIONS POUR CHARGES DE GESTION DES COMBUSTIBLES USÉS

Cette rubrique comprend les éléments suivants :

- le traitement du combustible usé, qui comprend notamment les prestations correspondant à l'évacuation du combustible usé des centres de production d'EDF à l'usine AREVA de La Hague, sa réception et son entreposage, le traitement du combustible irradié y compris le conditionnement des déchets et leur entreposage.
Le combustible usé correspond au combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part de combustible chargé en réacteur et non encore irradié.
L'évaluation de ces charges est fondée sur le contrat signé le 24 août 2004 entre EDF et AREVA qui couvre la période 2001-2007, et sur ces mêmes hypothèses pour les quantités qui seront retraitées au-delà de 2007, à partir des flux prévisionnels de retraitement ;
- l'oxydation et l'entreposage de l'uranium de retraitement non immédiatement recyclé.
L'évaluation de ces charges est fondée sur les meilleures estimations d'EDF compte-tenu des négociations en cours avec AREVA ;
- la quote-part EDF de la mise à l'arrêt définitif et de la déconstruction des installations de retraitement de La Hague et la quote-part EDF de reprise et de conditionnement des déchets anciens issus du retraitement du combustible sur le site de La Hague. Ces quotes-parts sont maintenues sous cette rubrique dans l'attente de l'achèvement des négociations avec AREVA qui doivent conduire au paiement d'une soulte libératoire pour un montant et selon des modalités qui restent à fixer ;
- la quote-part EDF des charges de gestion du combustible de Phénix.

Pour le combustible chargé en réacteur et non encore irradié, les provisions sont constituées en contrepartie d'un accroissement de la valeur des combustibles comptabilisée dans les comptes de stocks.

31.3.1.2 PROVISIONS POUR CHARGES DE GESTION À LONG TERME DES COLIS DE DÉCHETS RADIOACTIFS

Cette rubrique concerne les dépenses futures relatives à :

- l'évacuation et le stockage des déchets radioactifs issus de la déconstruction des installations nucléaires de base dont EDF est l'exploitant ;
- l'évacuation et le stockage des déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé à La Hague ;
- l'entreposage de longue durée et le stockage direct des combustibles non recyclables dans les installations existantes (MOX et Creys-Malville) ;
- et aux quotes-parts EDF des charges d'études, de couverture, de fermeture, de surveillance des centres de stockage :
 - existants, pour les déchets de très faible activité (TFA) et les déchets de faible et moyenne activité (FMA),
 - à créer, pour les déchets de faible activité à vie longue (FAVL) et pour les déchets de haute et moyenne activité à vie longue (HA-MA-VL).

Les volumes de déchets donnant lieu à provisions incluent, d'une part, les colis de déchets existants, et d'autre part, l'ensemble des déchets à conditionner tels qu'obtenus après déconstruction ou après traitement à La Hague du combustible usé (sur la base de la totalité des combustibles chargés en réacteur au 31 décembre irradiés ou non).

Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA.

Pour les déchets issus de la déconstruction des centrales en exploitation, le traitement comptable est identique à celui des dépenses de déconstruction (cf. note 31.4.1.2) : un actif est créé en contrepartie de la provision selon les principes comptables exposés en note 2.11.

Pour les déchets issus de la déconstruction de Brennilis, le traitement comptable est identique à celui des dépenses de déconstruction. La provision a été constituée en totalité ; la quote-part revenant au partenaire a été enregistrée en produits à recevoir.

Pour les déchets à venir sur le combustible chargé en réacteur et non encore irradié, les provisions sont constituées en contrepartie d'un accroissement du coût des combustibles comptabilisé dans les comptes de stocks.

La provision constituée pour les déchets de haute et moyenne activité à vie longue (HA-MAVL) représente la part la plus importante des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs. Les dispositions de la Loi du 28 juin 2006, relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs ont conforté EDF dans l'hypothèse retenue d'un stockage géologique sur laquelle sont fondées les provisions comptabilisées.



Depuis 2005, le montant brut et l'échéancier des dépenses prévisionnelles sont basés sur un scénario industriel de stockage géologique établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par le Groupe de travail dirigé par la Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières (DGEMP) et réunissant les administrations concernées (DGEMP, APE et Direction du Budget), l'ANDRA et les producteurs de déchets (EDF, AREVA, CEA). EDF a effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus des travaux du Groupe de travail, en s'assurant également de sa cohérence avec les données internationales.

En dehors des effets liés à l'exploitation courante, et à l'exception des effets de la Loi du 28 juin 2006 et de ses textes d'application décrits dans la note 31.2, les autres ajustements opérés en 2007 ont un impact global non significatif sur les résultats. Ils portent principalement sur des révisions d'hypothèses qui se traduisent par une baisse de la quote-part EDF des coûts indirects estimés liés à l'exploitation du centre de stockage des déchets HA-MAVL et par une hausse des coûts du stockage des déchets de faible activité à vie longue (FAVL).

31.3.2 Provisions pour aval du cycle nucléaire des filiales

Ces provisions qui s'élèvent à 795 millions d'euros au 31 décembre 2007 (779 millions d'euros au 31 décembre 2006) comprennent essentiellement l'élimination des combustibles irradiés et des déchets radioactifs du Groupe EnBW.

Les provisions d'EnBW sont basées sur des obligations légales ou en lien avec l'autorisation d'exploitation.

Dans la mesure où il n'a pas été conclu de contrat de droit civil à la date de clôture, l'estimation des provisions est réalisée sur la base d'expertises externes et d'évaluation des coûts (obligations nucléaires non contractuelles).

Dans le domaine de l'évacuation des combustibles, la part non contractuelle concerne principalement le conditionnement en vue du stockage final, le transport, l'acquisition des containers d'entreposage, et le stockage final. L'évaluation des provisions matérialisées par des contrats de droit civil (obligations nucléaires contractuelles) concerne principalement dans le domaine de l'évacuation des combustibles des coûts pour le retraitement du combustible épuisé, pour le stockage intermédiaire décentralisé au voisinage de la centrale, dans le stockage intermédiaire centralisé sur les sites de Gorleben et Ahaus ainsi que les coûts de transport et d'acquisition de containers.

Depuis le 1^{er} juillet 2005, les éléments de combustibles en fin de cycle sont désormais confinés sur le site même de la centrale, pour un stockage intermédiaire, avant d'être transférés au site de stockage final exploité par l'État allemand. Les provisions pour ce stockage sont calculées en fonction de critères définis par des organismes habilités par le gouvernement fédéral allemand. Le taux d'actualisation utilisé est de 5,5 %.

31.4 Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs

Les variations des provisions pour déconstruction et pour dépréciation des derniers cœurs se répartissent comme suit :

– au 31 décembre 2007 :

	31.12.2006	Augmentations	Diminutions		Impact Loi du 28 juin 2006	Autres variations	31.12.2007
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet ⁽¹⁾			
<i>(en millions d'euros)</i>							
Provisions pour déconstruction des centrales	12 139	686	(168)	(26)	(750)	52	11 933
Provisions pour derniers cœurs	1 685	88	-	(52)	-	-	1 721
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS DONT :	13 824	774	(168)	(78)	(750)	52	13 654
- part EDF (comptes sociaux)	12 315	689	(149)	(52)	(750)	42	12 095
- part filiales et co-entreprises	1 509	85	(19)	(26)	-	10	1 559

(1) Pour la France, cette colonne regroupe les changements d'estimation.

– au 31 décembre 2006 :

	31.12.2005	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31.12.2006
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
<i>(en millions d'euros)</i>						
Provisions pour déconstruction des centrales	11 518	632	(150)	(28)	167	12 139
Provisions pour derniers cœurs	1 618	81	-	(14)	-	1 685
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	13 136	713	(150)	(42)	167	13 824

31.4.1 Provisions pour déconstruction et derniers cœurs d'EDF en France

Les provisions pour déconstruction et derniers cœurs d'EDF en France se répartissent comme suit :

	31.12.2006	Augmentations	Diminutions		Impact Loi du 28 juin 2006	Autres variations	31.12.2007
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet ⁽¹⁾			
<i>(en millions d'euros)</i>							
Provisions pour déconstruction des centrales thermiques	308	86	(16)	-	-	42	420
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	10 338	519	(133)	-	(750)	-	9 974
Provisions pour derniers cœurs	1 669	84	-	(52)	-	-	1 701
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	12 315	689	(149)	(52)	(750)	42	12 095

(1) Pour la France, cette colonne regroupe les changements d'estimation.

Les charges correspondantes sont évaluées aux conditions économiques de fin d'année, réparties selon un échéancier prévisionnel de décaissements et provisionnées en valeur actualisée de fin d'année (avec un taux d'inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 %) :

	31.12.2007		31.12.2006	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin d'année	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin d'année	Montants provisionnés en valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>				
Pour déconstruction des centrales thermiques	602	420	447	308
Pour déconstruction des centrales nucléaires	19 792	9 974	21 165	10 338
Pour déconstruction et derniers cœurs	3 594	1 701	3 477	1 669
POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	23 988	12 095	25 089	12 315

Les évolutions des provisions évaluées aux conditions économiques de fin d'année s'expliquent principalement, par le reclassement en 2007 des provisions afférentes aux charges de gestion des déchets radioactifs issus de la déconstruction dans les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs, consécutif à la Loi du 28 juin 2006 et à ses textes d'application.



31.4.1.1 PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES THERMIQUES À FLAMME D'EDF EN FRANCE

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont basées sur des études, régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs à partir, d'une part, des coûts constatés pour les opérations passées et d'autre part, des estimations les plus récentes portant sur des centrales encore en activité.

Pour les centrales en exploitation, un actif est créé en contrepartie de la provision selon les principes indiqués en note 2.11.

La révision des hypothèses portant sur certains travaux de déconstruction s'est traduite par une hausse des provisions.

31.4.1.2 PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES D'EDF

Cette rubrique concerne la déconstruction des centrales nucléaires filière REP en exploitation et des centrales nucléaires arrêtées définitivement.

(a) Pour les centrales en exploitation (filiale REP paliers 900 MW, 1300 MW et N4):

Une étude du Ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991 a déterminé une estimation du coût de référence, confirmant les hypothèses de la Commission PEON datant de 1979 en évaluant les coûts de déconstruction (y compris la gestion à long terme des déchets) à environ 15 % des dépenses d'investissement ramenées à la puissance continue nette. Cette dernière évaluation a elle-même été confirmée par de nouvelles études opérées en 1999, ciblées sur un site déterminé. Le scénario qui sous-tend cette évaluation prévoit qu'à l'issue des derniers travaux de déconstruction, les sites seront remis en état et que les terrains pourront être réutilisés.

L'estimation de l'échéancier des décaissements prévisionnels s'appuie sur le plan de déconstruction élaboré par les experts de la Société prenant en compte l'ensemble des dispositions réglementaires et environnementales connues à ce jour. Elle intègre également un facteur d'incertitude lié au terme éloigné de ces décaissements.

Au 31 décembre 2007, conformément aux textes d'application de la Loi du 28 juin 2006 (cf. note 31.2), les charges de gestion des déchets radioactifs issus des opérations de déconstruction sont incluses dans les charges de gestion à long terme des colis de déchets, et non plus dans les charges de déconstruction des centrales. L'intégralité de la valeur actuelle de l'engagement pour déconstruction des centrales nucléaires est provisionnée.

Un actif est créé en contrepartie de la provision selon les principes comptables exposés en note 2.11.

Un actif a également été comptabilisé sous la forme de produits à recevoir pour constater l'engagement des partenaires étrangers à prendre en charge, à hauteur de leur participation, la déconstruction des tranches 1 et 2 des centrales REP de Cattenom et de Chooz B 1 et 2.

(b) Pour les centrales nucléaires arrêtées définitivement (centrales de première génération de la filière UNGG et autres filières y compris centrale de Creys-Malville):

La provision est évaluée à partir du coût des travaux déjà réalisés, d'études, de devis et d'une intercomparaison réalisée par la Société. Les décaissements envisagés ont été inflatés en fonction des échéanciers établis en interne et actualisés.

Au 31 décembre 2007, conformément aux textes d'application de la Loi du 28 juin 2006 (cf. note 31.2), les charges de gestion des déchets radioactifs issus des opérations de déconstruction sont incluses dans les charges de gestion à long terme des colis de déchets, et non plus dans les charges de déconstruction des centrales.

EDF, exploitant nucléaire de la centrale de Brennilis, a constitué une provision à hauteur de la totalité des charges de déconstruction de cette centrale; pour la quote-part revenant au partenaire, un produit à recevoir correspondant à sa contribution a été enregistré à l'actif. Cette rubrique enregistre également la quote-part revenant à EDF au titre des charges de déconstruction de Phénix.

31.4.1.3 PROVISION POUR DERNIERS CŒURS

Pour EDF, cette provision couvre les charges relatives à la perte future du combustible non consommé, à l'arrêt définitif du réacteur. Elle se décompose en deux postes :

- la dépréciation du stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif, valorisée à partir du prix moyen des stocks de composants constaté au 30 novembre 2007 ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants, pour la part de combustible non encore irradiée au moment de l'arrêt définitif. Ces coûts sont valorisés suivant les paramètres retenus au 31 décembre 2007 pour les provisions relatives à la gestion du combustible usé et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Cette provision étant liée à une obligation existante à la date de mise en service de la tranche de production nucléaire à laquelle le cœur appartient, les coûts sont intégralement provisionnés et un actif est constitué en contrepartie de la provision selon les principes comptables exposés en note 2.11.

31.4.2 Provisions pour déconstruction et derniers cœurs des filiales

Les obligations de déconstruction des centrales des filiales concernent les centrales thermiques classiques en Europe et le parc de centrales nucléaires du Groupe EnBW. Elles s'élèvent à 1559 millions d'euros au 31 décembre 2007 (1 509 millions d'euros au 31 décembre 2006).

– Déconstruction des centrales nucléaires du Groupe EnBW

Les provisions sont basées sur des obligations légales ou en lien avec l'autorisation d'exploitation.

Dans la mesure où il n'a pas été conclu de contrat de droit civil à la date de clôture, l'estimation des provisions est réalisée sur la base d'expertises externes et d'évaluation des coûts (obligations nucléaires non contractuelles). C'est en particulier le cas pour les coûts attendus lors de la déconstruction : postexploitation, démontage et évacuation des installations nucléaires ainsi que pour le stockage final. Par ailleurs, l'évaluation des provisions déjà matérialisée par des contrats de droit civil (obligations nucléaires contractuelles) concerne principalement les coûts propres du personnel impliqué dans la déconstruction.

L'intégralité de la valeur actuelle de l'engagement pour déconstruction est provisionnée. L'estimation de l'échéancier des décaissements prévisionnels ainsi que les coûts futurs s'appuient sur le plan de déconstruction élaboré par les experts externes et prennent en compte l'ensemble des dispositions réglementaires et environnementales connues à ce jour en Allemagne. Les dépenses sont calculées sur la base du scénario de déconstruction direct des installations.

31.5 Sécurisation du financement des obligations de long terme au titre des installations nucléaires d'EDF

31.5.1 Taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu par EDF pour le calcul des provisions est de 5 %, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 2 %, soit un taux réel proche de 3 %.

– Calcul du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation est déterminé sur la base de séries longues d'emprunts obligataires de duration aussi proche que possible de la duration du passif. Une partie des dépenses pour lesquelles sont constituées ces provisions sera toutefois décaissée sur des horizons de temps qui excèdent largement la durée des instruments couramment traités sur les marchés financiers.

L'hypothèse sur le taux nominal est ainsi aujourd'hui, en prenant en particulier en compte l'OAT française 2055, pertinente par rapport à la durée des engagements nucléaires. La moyenne de rendement des OAT de maturité 50 ans n'est pas disponible à ce stade sur une durée suffisante. Il est donc pris pour référence la moyenne glissante sur 10 ans du rendement des OAT françaises disponibles sur les horizons les plus longs, à laquelle est ajouté le spread des obligations d'entreprises de notation A à AA, dont EDF fait partie.

L'hypothèse d'inflation retenue est cohérente avec les prévisions données par le consensus et l'inflation anticipée calculée à partir du rendement des obligations indexées sur l'inflation.

– Révision du taux d'actualisation

La méthodologie retenue pour le calcul du taux d'actualisation permet d'apporter de la lisibilité dans le temps en lissant les effets de marché de court terme, pour ne tenir compte que des tendances longues sur les évolutions des taux. Cette méthodologie a conduit à une constance du taux d'actualisation pour les provisions relatives aux engagements nucléaires depuis la mise en œuvre au 1^{er} janvier 2002 du règlement CRC n° 2000-06 sur les passifs. Lors de son premier calcul, le taux d'actualisation avait été fixé en dessous des conditions de marché de l'époque pour tenir compte d'une baisse probable des taux. La révision du taux d'actualisation est fonction des évolutions structurelles de l'économie conduisant à des changements durables à moyen long terme.

– Taux d'actualisation et plafond réglementaire

Le décret du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007 imposent un double plafond au taux d'actualisation.

Ce dernier doit être inférieur à un plafond réglementaire « égal à la moyenne arithmétique sur les quarante-huit derniers mois du taux de l'échéance constante à trente ans (TEC 30 ans), constatée au jour de la clôture de l'exercice considéré, majorée d'un point ».

Il doit également être inférieur au taux de rendement anticipé des actifs de couverture.

Le taux d'actualisation retenu respecte le double plafond réglementaire.

31.5.2 Facteurs de sensibilité des provisions pour aval du cycle nucléaire et des provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs

Compte-tenu de la sensibilité aux hypothèses retenues de l'ensemble des provisions visées dans les notes 31.3 et 31.4, notamment en termes de coûts, de taux d'inflation et d'actualisation long terme, et d'échéanciers de décaissements, une réestimation est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par l'entreprise. Si ces réestimations conduisaient à constater des écarts, elles pourraient justifier la révision des montants provisionnés.

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements peut être estimée à partir de la comparaison du montant brut évalué aux conditions économiques de décembre de l'année considérée avec le montant en valeur actualisée.

Cette approche peut être complétée par l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée d'une variation du taux d'actualisation.

En application de l'article 11 du décret du 23 février 2007, le tableau ci-dessous fournit pour EDF ces différents éléments pour les principales composantes des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs :

	Coûts provisionnés en valeur actualisée		Sensibilité au taux d'actualisation			
	2007	2006	2007		2006	
(en millions d'euros)			+ 0,25 %	- 0,25 %	+ 0,25 %	- 0,25 %
Aval du cycle nucléaire :						
- gestion du combustible utilisé	10 759	10 202	(212)	225	(204)	217
- gestion à long terme des déchets radioactifs	5 901	4 400	(356)	404	(252)	281
Déconstruction et derniers cœurs :						
- déconstruction des centrales nucléaires	9 974	10 338	(516)	550	(560)	598
- dépréciation des derniers cœurs	1 701	1 669	(85)	91	(87)	93
TOTAL	28 335	26 609	(1 169)	1 270	(1 103)	1 189



31.5.3 Actifs dédiés

Pour sécuriser le financement des obligations de long terme, dans le cadre de l'ouverture progressive des marchés de l'électricité, EDF a mis en place progressivement un portefeuille d'actifs financiers réservés au financement des engagements nucléaires de long terme, et plus précisément à la déconstruction des centrales actuellement en activité et au stockage sur longue période des déchets de haute et moyenne activité à vie longue.

En septembre 2005, ce processus a été accéléré et le Conseil d'administration d'EDF a décidé :

- d'intégrer dans l'assiette de constitution des actifs dédiés, les centrales à l'arrêt déjà en cours de déconstruction et la part de la provision pour

derniers cœurs correspondant au retraitement du combustible et à l'évacuation et au stockage des déchets correspondants ;

- d'accélérer le rythme de constitution des actifs dédiés de manière à ce que leur en-cours égale, fin 2010, le niveau de celui des provisions concernées.

Ces dispositions sont maintenant rendues obligatoires pour EDF avec la Loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs qui impose aux exploitants nucléaires de mettre en œuvre un plan de constitution d'actifs dédiés au plus tard dans un délai de cinq ans à compter de la publication de la Loi.

À fin décembre 2007, la juste valeur de ce portefeuille s'élève à 8 604 millions d'euros (6 257 millions d'euros à fin décembre 2006).

31.6 Avantages du personnel

31.6.1 Variation des provisions

Les variations des provisions pour avantages du personnel se répartissent comme suit au cours des deux derniers exercices :

31.6.1.1 AU 31 DÉCEMBRE 2007 :

	31.12.2006	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31.12.2007
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
<i>(en millions d'euros)</i>						
Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi	12 799	1 887	(1 867)	-	(144)	12 675
Provisions autres avantages à long terme du personnel	1 129	112	(162)	-	9	1 088
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	13 928	1 999	(2 029)	-	(135)	13 763

<i>(en millions d'euros)</i>	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Reste de l'Europe	Total
Provisions au 31.12.2006	11 444	390	1 856	59	179	13 928
Utilisation	(1 405)	(62)	(94)	1	(24)	(1 584)
Modification de périmètre	-	-	(3)	(3)	8	2
Dotations nettes	1 331	62	133	7	23	1 556
Autres	-	(122)	-	(9)	(8)	(139)
PROVISIONS AU 31.12.2007	11 370	268	1 892	55	178	13 763

31.6.1.2 AU 31 DÉCEMBRE 2006 :

	31.12.2005	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31.12.2006
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
<i>(en millions d'euros)</i>						
Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi	14 167	1 434	(1 424)	(328)	(1 049)	12 799
Provisions autres avantages à long terme du personnel	405	185	(130)	-	669	1 129
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	14 572	1 619	(1 554)	(328)	(380)	13 928

<i>(en millions d'euros)</i>	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Reste de l'Europe	Reste du monde	Total
Provisions au 31.12.2005	11 748	478	1 790	63	171	322	14 572
Utilisation	(1 379)	(59)	(91)	(3)	(23)	-	(1 555)
Modification de périmètre	9	-	6	(2)	3	(328)	(312)
Dotations nettes	1 066	26	152	7	24	6	1 281
Autres	-	(55)	(1)	(6)	4	-	(58)
PROVISIONS AU 31.12.2006	11 444	390	1 856	59	179	-	13 928

La variation des provisions depuis le 31 décembre 2006 résulte de l'évolution des droits acquis, de l'actualisation financière du passif, des versements effectués aux fonds externalisés ainsi que des prestations versées.

31.6.2 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi

31.6.2.1 FILIALES ÉTRANGÈRES ET FILIALES FRANÇAISES NE RELEVANT PAS DU RÉGIME DES IEG

Les principaux engagements de retraite concernent les sociétés anglaises, allemandes et italiennes, et sont pour l'essentiel représentatifs de régimes à prestations définies.

Les engagements de retraite sont couverts en partie par des fonds externalisés dont la valeur actuelle s'élève à 3,7 milliards d'euros au 31 décembre 2007 (3,74 milliards d'euros au 31 décembre 2006).

Les écarts actuariels non amortis concernent ces mêmes filiales.

31.6.2.2 FILIALES FRANÇAISES RELEVANT DU RÉGIME DES IEG

– Retraites

Les principales mesures de la réforme du financement du régime spécial de retraites des Industries Électriques et Gazières sont entrées en vigueur au 1^{er} janvier 2005.

Suite à la réforme du financement du régime spécial des industries électriques et gazières intervenue en 2004, les provisions comptabilisées au titre du régime spécial de retraite correspondent aux droits spécifiques des agents qui sont les prestations non couvertes par les régimes de droit commun.

Sont donc compris dans la provision au titre des retraites :

- les droits spécifiques des agents des activités non régulées ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les agents à compter du 1^{er} janvier 2005 pour les activités régulées – transport et distribution (les droits passés étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement) ;
- les droits spécifiques des agents bénéficiant d'un départ anticipé par rapport à l'âge de départ légal du régime général.

L'évaluation tient également compte des frais de gestion de la CNIEG qui sont à la charge de l'entreprise, la CNIEG assurant la gestion et le versement des pensions auprès des inactifs.

Le montant de la provision pour retraite s'élève à 8 790 millions d'euros au 31 décembre 2007 (8 874 millions d'euros au 31 décembre 2006).

– Autres avantages du personnel postérieurs à l'emploi

En complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs. Ils se détaillent comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2007	31.12.2006
Avantages en nature énergie	1 130	1 073
Indemnités de fin de carrière	2	8
Indemnités de secours immédiat	267	255
Indemnités de congés exceptionnels	188	177
Autres	123	65
PROVISIONS POUR AUTRES AVANTAGES DU PERSONNEL POSTÉRIEURS À L'EMPLOI	1 710	1 578

- Les avantages en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des Industries Électriques et Gazières prévoit que l'ensemble des agents (agents actifs et inactifs) bénéficie d'un régime d'avantages en nature énergie intitulé « Tarif Agent ». Cet avantage recouvre la fourniture d'électricité et de gaz à un tarif préférentiel. L'engagement d'EDF relatif à la fourniture d'énergie aux agents de EDF et de Gaz de France correspond à la valeur actuelle probable des kWh fournis aux agents pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire. À cet élément s'ajoute la soulte représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec Gaz de France.

- Les indemnités de fin de carrière

Les indemnités de fin de carrière sont versées aux agents qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance.

- Les indemnités de secours immédiat

Les indemnités de secours immédiat au décès ont pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (Article 26 – § 5 du Statut National). Elles sont versées aux ayants droit prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à 2 mois de pension) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénéficiaire correspondant aux frais d'obsèques).

- Les indemnités de congés exceptionnels

Tous les agents pouvant prétendre à une pension statutaire de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ en inactivité, bénéficient, au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels.

- Autres avantages

Les autres avantages comprennent les indemnités compensatrices de frais d'études, les indemnités de mise à la retraite ainsi que le régime de retraite du personnel détaché au sein de sociétés du Groupe.

31.6.3 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel

D'autres avantages à long terme sont donnés au personnel. Pour le personnel qui relève des IEG, ils s'élèvent à 942 millions d'euros au 31 décembre 2007 (992 millions d'euros au 31 décembre 2006) et comprennent :

- les rentes pour invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles ; à l'instar des salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des Accidents du Travail et des Maladies Professionnelles, de rentes d'invalidité et de prestations d'invalidité. Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte-tenu des éventuelles réversions ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.



31.6.4 Variation de la valeur actualisée de l'obligation et des actifs de couverture

Pour 2007, les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et aux avantages à long terme sont résumées ci-dessous :

	France	Royaume-Uni	Allemagne
Taux d'actualisation des obligations	5,00 %	6,0 %	5,3 %
Taux de rendement attendu des actifs sur retraites	5,05 %	5,9 %	5,5 %
Taux d'augmentation des salaires	2 % *	5,1 %	2,3 %

*Hors inflation.

Pour 2007, le rendement réel des actifs sur retraites s'établit à 295 millions.

La forte diminution des écarts actuariels non amortis de la France (1 742 millions d'euros) est principalement due au changement du taux d'actualisation (5 % au 31 décembre 2007 contre 4,25 % au 31 décembre 2006).

31.6.4.1 VARIATION DE LA VALEUR ACTUALISÉE DE L'OBLIGATION

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Reste de l'Europe	Total
Engagements au 01.01.2007	19 128	4 055	2 130	60	294	25 667
Coût des services rendus	632	82	32	2	15	763
Charges d'intérêt	838	204	91	2	5	1 140
Perte et gains actuariels	(1 831)	(1)	(188)	(1)	(7)	(2 028)
Réduction ou liquidation de régime	-	-	-	-	(1)	(1)
Prestations versées	(859)	(176)	(97)	(3)	(14)	(1 149)
Cotisations effectuées par les participants du régime	-	28	-	-	-	28
Coût des services passés	-	-	-	-	2	2
Regroupements	-	-	1	-	-	1
Écart de change et autres	(26)	(350)	1	(5)	(1)	(381)
ENGAGEMENTS AU 31.12.2007	17 882	3 842	1 970	55	293	24 042
- Valeur actuelle des actifs investis	(6 186)	(3 531)	(49)	-	(112)	(9 878)
- Écarts actuariels non reconnus	(336)	(43)	(31)	-	(8)	(418)
- Coût des services passés non comptabilisés au bilan	-	-	-	-	4	4
- Montants non comptabilisés au bilan du fait de l'écrêtement	10	-	-	-	-	10
PASSIF NET AU TITRE DES RÉGIMES À PRESTATIONS DÉFINIES DONT :	11 370	268	1 890	55	177	13 760
- Provision pour avantages du personnel	11 370	268	1 892	55	178	13 763
- Actifs de retraite	-	-	(2)	-	(1)	(3)

Le montant des cotisations attendues pour 2008 est de 817 millions d'euros.

Le montant total de l'écart d'expérience représente un gain actuariel de 166 millions d'euros.

31.6.4.2 VARIATION DE LA VALEUR ACTUALISÉE DES ACTIFS DE COUVERTURE

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Reste de l'Europe	Total
Juste valeur des actifs de couverture au 1^{er} janvier 2007	(5 606)	(3 590)	(49)	(1)	(100)	(9 346)
Rendement escompté des actifs	(218)	(224)	(2)	-	(1)	(445)
Primes nettes	(694)	(131)	-	-	6	(819)
Pertes et gains actuariels	157	(7)	-	-	-	150
Prestations payées par les actifs de couverture	175	176	3	-	(4)	350
Autres	-	245	(1)	1	(13)	232
JUSTE VALEUR DES ACTIFS DE COUVERTURE AU 31 DÉCEMBRE 2007	(6 186)	(3 531)	(49)	-	(112)	(9 878)

31.6.5 Décomposition de la valeur des actifs de couverture

Pour la France, ce poste comprend à hauteur de 6 186 millions d'euros au 31 décembre 2007 (5 606 millions d'euros au 31 décembre 2006) les actifs de couverture des engagements sociaux affectés à la couverture des indemnités de fin de carrière (couverts à 100 %) et des droits spécifiques du régime spécial de retraite. Ils sont constitués de contrats d'assurances.

À fin 2007, les placements se décomposent au sein des contrats de la France :

- pour les indemnités de fin de carrière de 44,9 % d'actions, 55,1 % d'obligations et de monétaire ;
- pour le régime spécial de retraite de 23,9 % d'actions, 76,1 % d'obligations et de monétaire.

À fin 2006, les placements se décomposent au sein des contrats de la France :

- pour les indemnités de fin de carrière de 48 % d'actions, 51 % d'obligations et 1 % de monétaire ;
- pour le régime spécial de retraite de 2 % d'actions, 25 % d'obligations et de 73 % de monétaire.

31.6.6 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

(en millions d'euros)	31.12.2007	31.12.2006
Coût des services rendus de l'exercice	(763)	(714)
Charges d'intérêts (actualisation)	(1 140)	(1 097)
Rendement escompté des actifs de couverture	445	357
Pertes et gains actuariels comptabilisés	(53)	(151)
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	8	333
Coût des services passés	(2)	(1)
Effet de l'écrêtement	(10)	-
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME	(1 515)	(1 273)

31.7 Autres provisions et passifs éventuels

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

31.7.1 Au 31 décembre 2007

(en millions d'euros)	31.12.2006	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31.12.2007
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
Provisions pour risques liés aux participations	118	37	(1)	(1)	4	157
Provisions pour risques fiscaux	151	28	(1)	(31)	-	147
Provisions pour litiges	562	108	(58)	(43)	7	576
Provisions pour contrats onéreux	406	86	(128)	(53)	(9)	302
Autres	2 772	1 236	(911)	(354)	(63)	2 680
AUTRES PROVISIONS	4 009	1 495	(1 099)	(482)	(61)	3 862

31.7.2 Au 31 décembre 2006

(en millions d'euros)	31.12.2005	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31.12.2006
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
Provisions pour risques liés aux participations	15	108	(3)	-	(2)	118
Provisions pour risques fiscaux	191	49	(13)	(38)	(38)	151
Provisions pour litiges	774	149	(24)	(24)	(313)	562
Provisions pour contrats onéreux	444	104	(123)	(18)	(1)	406
Autres	2 165	1 227	(555)	(50)	(15)	2 772
AUTRES PROVISIONS	3 589	1 637	(718)	(130)	(369)	4 009



31.7.3 Autres provisions

La rubrique « Autres » inclut notamment :

- une provision de 497 millions d'euros initialement constituée à hauteur de 470 millions d'euros au 31 décembre 2006 pour faire face à la contribution qui sera mise à la charge d'EDF dans le cadre du dispositif de tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (voir notes 2.2.7, 5.2.1.2 et 13). Compte-tenu de la mise à jour des hypothèses, un complément de provision de 248 millions d'euros a été constaté au cours de l'exercice 2007. Par ailleurs, la provision a été réduite de 221 millions d'euros au titre des contributions dues en 2007 ;
- une provision de 334 millions d'euros dont l'objet est de couvrir la part supportée par EDF des charges correspondant aux programmes de travaux votés par le Fonds d'Amortissement des Charges d'Électrification (Face) restant à réaliser au cours des exercices à venir ;
- une provision de 368 millions d'euros relative à la contribution de maintien de droits, pour la part non régulée liée aux conventions signées avec les régimes de retraites complémentaires ;
- les provisions pour quotas d'émission de gaz à effet de serre à hauteur de 205 millions d'euros, évaluées sur la base des prix d'achat historiques.

La rubrique « Provisions pour litiges » inclut notamment une provision pour litige avec des organismes sociaux de 299 millions d'euros.

31.7.4 Passifs éventuels

– Rejets de la centrale de Saint Chamas dans l'étang de Berre :

En 1999, un syndicat professionnel a intenté une action judiciaire auprès des tribunaux français et de la Commission européenne du fait de l'exploitation de la centrale hydroélectrique de Saint-Chamas.

EDF a obtenu gain de cause auprès des tribunaux français. Toutefois, le syndicat professionnel a introduit, le 29 mars 2007, un recours en cassation contre le jugement favorable à EDF rendu le 22 janvier 2007 par la Cour d'appel de Lyon, puis s'est désisté.

En ce qui concerne la procédure devant la Commission européenne, suite aux différentes négociations entre l'État et Commission européenne, les seuils de rejets d'eau douce ont finalement été portés à 1,2 milliard de m³ et une contrainte de salinité minimum à respecter dans l'Étang a été imposée.

Le 9 décembre 2006, le décret de modification du cahier des charges de la concession qui intègre les seuils de rejets d'eau douce et la contrainte de salinité négociés avec la Commission, a été publié.

EDF considère que désormais les risques associés à ces contraintes sont négligeables.

– Litiges en matière sociale :

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale avec des salariés concernant notamment le calcul et la mise en œuvre du temps de repos. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat financier et sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations qui sont susceptibles de concerner un grand nombre de salariés d'EDF en France, ces litiges pourraient présenter un risque systémique qui pourrait avoir un effet négatif significatif sur les résultats financiers du Groupe.

– Compte de régulation des charges et produits (CRCP) :

De nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (TURP 2), approuvés par le Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie par une décision du 23 septembre 2005, sont entrés en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2006.

Par ailleurs, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a estimé nécessaire de mettre en place un mécanisme compensant les effets sur les charges et produits du gestionnaire de réseaux de facteurs externes non maîtrisés par ces gestionnaires. Ce compte de régulation des charges et produits (CRCP) enregistre extra-comptablement tout ou partie des trop perçus ou des manques à gagner du gestionnaire de réseau et s'apure par une diminution ou une augmentation des charges à recouvrer par les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité au cours des cinq années suivantes.

Ainsi pour tenir compte des audits des comptes dissociés de 2000 et 2002, le CRCP fait l'objet d'un solde initial au 1^{er} janvier 2006 de 1 439 millions d'euros pour la distribution et le transport.

– Edipower :

En mai 2006, ACEA Spa, Régie de Rome, avait adressé une plainte au gouvernement italien, ainsi qu'aux autorités italiennes de la régulation (AEEG) et de la concurrence (AGCM) au motif que la prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et AEM aurait eu pour conséquence le franchissement de seuils de la limite de 30 % d'entreprises publiques au capital de la société Edipower (fixée par le décret du Président du Conseil des ministres italien en date du 8 novembre 2000). Le 7 juillet 2006, l'AGCM avait rendu un avis (« segnalazione ») dans lequel elle soutenait la position d'ACEA et demandait officiellement au gouvernement et au parlement italiens que des mesures soient prises afin de faire respecter les termes du décret du 8 novembre 2000. En août 2006, EDF, IEB et WGRMH 4 (ainsi qu'Edison, AEM Milan, Delmi, Edipower, AEM Turin, ATEL et TdE) ont été assignées par ACEA SpA devant le Tribunal civil de Rome. Selon ACEA, le dépassement de ce seuil serait une violation de la législation applicable et pourrait avoir un impact négatif sur le marché de l'énergie au détriment de la concurrence et de l'intérêt final des consommateurs.

En janvier 2007, Endesa Italia s'est joint à la plainte d'ACEA.

Une première audience, portant uniquement sur des points de procédure, s'est tenue le 24 mai 2007. Le juge a donné suite à la demande de report de la date d'audience formulée par tous les défendeurs, en raison de l'intervention tardive d'Endesa dans la procédure, reportant la première audience sur le fond au 26 juin 2008.

– Droit individuel à la formation (DIF) :

La Loi française du 4 mai 2004 permet à chaque salarié de bénéficier d'un droit individuel à la formation de 20 heures par an minimum cumulable sur 6 ans. L'accord d'entreprise intervenu le 24 février 2006 précise pour EDF les conditions d'exercice de ce droit individuel à la formation en indiquant les formations éligibles au DIF. Les dépenses au titre de ces formations sont comptabilisées quand elles sont encourues. Pour EDF et ERDF, au 31 décembre 2007, les droits acquis et non consommés au titre du DIF représentent plus de 7,8 millions d'heures.

Note 32

Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France sur biens existants et sur biens à renouveler



La variation des passifs spécifiques des concessions sur biens existants et sur biens à renouveler s'analyse comme suit au 31 décembre 2007 :

(en millions d'euros)	31.12.2006	Variation de la période	31.12.2007
Contre-valeur des biens	34 865	371	35 236
Financement concessionnaire non amorti	(17 065)	56	(17 009)
Droits sur biens existants - valeurs nettes	17 800	427	18 227
Amortissement financement du concédant	7 364	507	7 871
Provisions pour renouvellement	11 063	(204)	10 859
Droits sur biens à renouveler	18 427	303	18 730
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE SUR BIENS EXISTANTS ET À RENOUVELER	36 227	730	36 957

La diminution de la provision pour renouvellement, d'un montant de 204 millions d'euros, résulte :

- d'une reprise de provision correspondant aux changements d'estimation des durées de vie et des valeurs de remplacement, pour un montant de 555 millions d'euros (voir note 3.2.4) ;
- et d'une augmentation nette de 351 millions d'euros sur la période.

Note 33

Passifs financiers courants et non courants



33.1 Répartition courant / non courant des passifs financiers	P.297
33.2 Emprunts et dettes financières	P.298
33.3 Endettement financier net	P.300
33.4 Évolution de l'endettement financier net	P.300
33.5 Garanties sur emprunts	P.301

33.1 Répartition courant / non courant des passifs financiers

Les passifs financiers se répartissent entre courant et non courant de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31.12.2007			31.12.2006		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	17 417	10 513	27 930	19 462	8 680	28 142
Juste valeur négative des dérivés de transaction	-	5 582	5 582	-	5 960	5 960
Juste valeur négative des dérivés de couverture	190	823	1 013	521	470	991
PASSIFS FINANCIERS	17 607	16 918	34 525	19 983	15 110	35 093

La juste valeur des dérivés est majoritairement déterminée sur la base de prix cotés et de données de marché (voir note 2.15.1.6.2).



33.2 Emprunts et dettes financières

33.2.1 Variations des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
Soldes au 31.12.2005	19 291	6 078	3 452	359	538	29 718
Augmentations	1 477	361	1 806	-	218	3 862
Diminutions	(2 004)	(974)	(1 210)	(29)	(166)	(4 383)
Mouvements de périmètre	(247)	(571)	151	18	(55)	(704)
Écarts de conversion	(27)	(141)	1	-	(12)	(179)
Autres	(62)	(25)	(127)	17	25	(172)
Soldes au 31.12.2006	18 428	4 728	4 073	365	548	28 142
Augmentations	229	1 749	5 530	-	61	7 569
Diminutions	(3 193)	(2 316)	(1 233)	(55)	(161)	(6 958)
Mouvements de périmètre	(69)	(42)	67	(40)	(3)	(87)
Écarts de conversion	(412)	(97)	(124)	1	(34)	(666)
Autres	(40)	146	(175)	(34)	33	(70)
SOLDES AU 31.12.2007	14 943	4 168	8 138	237	444	27 930

Les emprunts auprès des établissements de crédit incluent des nouveaux emprunts contractés par Edipower à hauteur de 441 millions d'euros, en remplacement des emprunts à court terme antérieurs et par le Groupe EDF Énergies Nouvelles.

La variation des autres dettes résulte principalement de l'émission de papiers commerciaux chez EDF.

Les emprunts et dettes financières des principales entités du Groupe sont les suivantes :

(en millions d'euros)	31.12.2007	31.12.2006
EDF	10 381	10 447
RTE EDF Transport	6 363	6 417
EDF Energy	6 146	6 663
EnBW	1 921	2 460
Edison	1 436	2 369

Au 31 décembre 2007, aucune de ces entités n'a fait l'objet d'un cas de défaut au titre de l'un de ses emprunts.

Au 31 décembre 2007, les emprunts du Groupe dont le montant de l'émission est supérieur à 750 millions d'euros sont les suivants :

Type d'emprunt (en millions d'euros)	Entité	Date d'émission	Échéance	Montant	Devise	Taux
Obligataire	EDF	1993	2008	987	EUR	6,3 %
Obligataire	EDF	1998	2009	1 996	EUR	5,0 %
Euro MTN	EDF	2000	2010	1 000	EUR	5,8 %
Euro MTN	EDF	2001	2016	1 100	EUR	5,5 %
Obligataire	EDF	2001	2031	650	GBP	5,9 %
Obligataire	EnBW	2002	2012	1 000	EUR	5,9 %
Euro MTN	EDF	2003	2033	850	EUR	5,6 %
Obligataire	RTE EDF Transport	2006	2016	1 000	EUR	4,1 %
Obligataire	Edison	2007	2011	900	EUR	Euribor 3 mois

33.2.2 Échéancier des emprunts et dettes financières

	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
À moins d'un an	1 362	1 176	7 511	30	434	10 513
Entre un et cinq ans	5 881	1 856	277	142	5	8 161
À plus de cinq ans	7 700	1 136	350	65	5	9 256
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31.12.2007	14 943	4 168	8 138	237	444	27 930

33.2.3 Ventilation des emprunts par devise

<i>(en millions d'euros)</i>	31.12.2007		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture ⁽¹⁾	Structure de la dette après couverture
Emprunts libellés en euro (EUR)	19 774	(3 953)	15 821
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	2 748	(1 766)	982
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	3 987	5 102	9 089
Emprunts libellés dans d'autres devises	1 421	617	2 038
EMPRUNTS	27 930	-	27 930

(1) Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères ainsi que les swaps dollar / livre britannique qualifiée de couverture économique.

33.2.4 Ventilation des emprunts par taux avant et après swaps

<i>(en millions d'euros)</i>	31.12.2007		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette
Emprunts à taux fixe	21 511	1 042	22 553
Emprunts à taux variable	6 419	(1 042)	5 377
TOTAL DES EMPRUNTS	27 930	-	27 930

La répartition des emprunts par nature de taux intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture selon la norme IAS 39.

33.2.5 Lignes de crédit

Le Groupe dispose de lignes de crédit auprès de différentes banques pour un montant global de 10 066 millions d'euros au 31 décembre 2007 (9 816 millions d'euros au 31 décembre 2006).

<i>(en millions d'euros)</i>	31.12.2007				31.12.2006
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES	10 066	2 044	6 173	1 849	9 816

33.2.6 Juste valeur des emprunts et dettes financières au 31 décembre 2007

<i>(en millions d'euros)</i>	31.12.2007		31.12.2006	
	Juste valeur	Valeur nette comptable	Juste valeur	Valeur nette comptable
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	28 966	27 930	29 528	28 142

La part des emprunts évaluée en juste valeur par référence à des cotations boursières représente 55 %.



33.3 Endettement financier net

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de

fonds ou de titres 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.

(en millions d'euros)	Notes	31.12.2007	31.12.2006
Emprunts et dettes financières		27 930	28 142
Dérivés de couvertures des dettes		23	237
Trésorerie et équivalents de trésorerie	28	(6 035)	(3 308)
Actifs liquides	24.3.2.2	(5 682) ⁽¹⁾	(10 154) ⁽²⁾
Dette financière nette des sociétés figurant dans les passifs non courants détenus en vue de la vente		33	15
ENDETTEMENT FINANCIER NET		16 269	14 932

(1) Dont actifs financiers disponibles à la vente: 5 602 millions d'euros; actifs financiers à la juste valeur: 80 millions d'euros.

(2) Dont actifs financiers disponibles à la vente: 10 081 millions d'euros; actifs financiers à la juste valeur: 73 millions d'euros.

33.4 Évolution de l'endettement financier net

En 2007, l'évolution de l'endettement financier net intègre notamment une dotation de trésorerie aux actifs dédiés de 2 397 millions d'euros (voir note 24.3.2.1) et l'impact des cessions d'activités réalisées au cours de l'exercice pour 1 327 millions d'euros.

En 2006, il comprenait l'impact de la cession des activités réalisées au cours de l'exercice pour 2 416 millions d'euros ainsi que la dotation de trésorerie aux actifs dédiés pour 2 700 millions d'euros.

(en millions d'euros)	2007	2006 ⁽¹⁾
Excédent brut d'exploitation	15 210	14 393
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'excédent brut d'exploitation	(1 584)	(325)
Variation du besoin en fonds de roulement net	(269)	654
Autres éléments	23	17
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	13 380	14 739
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles nettes des cessions	(7 261)	(5 663)
Frais financiers nets décaissés	(921)	(931)
Impôt sur le résultat payé	(2 237)	(1 462)
Free cash flow	2 961	6 683
Investissements financiers	(2 634)	(2 704)
Dividendes versés	(3 260)	(1 532)
Versement de la soulte démantèlement Marcoule	-	(551)
Autres variations ⁽²⁾	621	354
Diminution de l'endettement financier net, hors effets de périmètre et de change	(2 312)	2 250
Effet de la variation du périmètre	198	1 287
Effet de la variation des méthodes comptables sur endettement net	-	(1)
Effet de la variation de change	622	79
Autres variations non monétaires	155	45
(Augmentation) / Diminution de l'endettement financier net	(1 337)	3 660
Endettement financier net ouverture	14 932	18 592
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	16 269	14 932

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2006 ont été retraitées du changement lié à la présentation sur une ligne spécifique des dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession (voir notes 2 et 3.2.3).

(2) La variation comprend l'impact de l'exercice des warrants Edison en 2007 (112 millions d'euros).

33.5 Garanties sur emprunts

Les éléments constitutifs des garanties sur emprunts du Groupe au 31 décembre 2007 sont les suivants :

(en millions d'euros)	31.12.2007			31.12.2006	
	Total	Échéances		Total	
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Sûretés réelles d'actifs	2 102	105	1 308	689	2 754
Garanties sur emprunts	419	89	93	237	718
Autres engagements liés au financement	190	51	45	94	371
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AU FINANCEMENT	2 711	245	1 446	1 020	3 843
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AU FINANCEMENT (1)	114	17	87	10	423

(1) Hors lignes de crédit (voir ci-dessus note 33.2.5).

Les sûretés réelles et biens affectés en garanties des emprunts comprennent principalement des actifs corporels sous forme de nantissements ou d'hypothèques et des titres de participations de filiales consolidées détentrices d'actifs corporels. Ainsi, la valeur nette comptable des actifs courants et non courants donnés en garantie s'élèvent à 2 102 millions d'euros. La diminution du montant des sûretés réelles d'actifs de 652 millions d'euros s'explique principalement par la cession des activités mexicaines.

Les garanties sur emprunts ont été données principalement par EDF, EDF International et EDF Energy.

En 2007, les évolutions des engagements donnés liés au financement intègrent 244 millions d'euros d'annulation de garanties liées au remboursement anticipé de l'emprunt Edipower ainsi que des nantissements d'actifs consentis par EDF Énergies Nouvelles dans le cadre de ses activités.

Les engagements reçus liés au financement concernent principalement EDF.



Note Gestion des risques financiers

34



Le Groupe EDF, acteur dans le secteur de l'énergie et opérant dans un contexte international, est exposé aux risques de taux, de change et de fluctuation des prix des matières premières. Le Groupe a recours à des instruments dérivés dans diverses stratégies de couverture pour éliminer ou limiter les risques financiers auxquels il est exposé et non à des fins spéculatives.

Dans cette perspective, le Groupe a mis en place une structure dédiée en charge de définir la politique de gestion des risques, les principes de cette gestion et le contrôle de leur bonne application.

Les entités d'EDF et les filiales du Groupe en particulier EDF Trading, EDF Energy, EnBW et Edison ont décliné ces principes pour gérer de manière appropriée les risques issus de leur activité.

Les risques de change, de taux d'intérêt ou de fluctuations des prix des matières premières créent de la volatilité sur les résultats, les capitaux propres ainsi que sur les flux de trésorerie.

Les principaux instruments dérivés utilisés sont le change à terme et les swaps de change, les swaps de taux d'intérêt, les cross currency swaps ainsi que les futures, forwards et swaps pour les matières premières.

Les instruments dérivés qui constituent une couverture économique mais qui ne sont pas éligibles à la comptabilité de couverture en IFRS, sont évalués à la juste valeur avec les variations de juste valeur comptabilisées au compte de résultat.

Le risque actions est principalement localisé dans le portefeuille de couverture des engagements nucléaires et pour une faible part dans les placements long terme de la gestion de trésorerie d'EDF.

En ce qui concerne les marchés de l'énergie, le Groupe effectue des opérations de négoce sur les marchés de gros de l'électricité, du CO₂ et des combustibles fossiles principalement au travers de sa filiale EDF Trading. Les transactions spot ou à terme effectuées par EDF Trading sont essentiellement réalisées à travers des instruments tels que des contrats à terme (avec ou sans livraisons physiques), des swaps et des options.

EDF Trading est responsable de la maîtrise de son exposition aux risques marchés énergies et, son engagement sur les marchés est toutefois encadré au niveau Groupe par une limite de « Value at risk » (VAR) avec une limite « stop loss ».

En ce qui concerne le risque de crédit qui est le risque de défaillance des contreparties à leurs obligations contractuelles, le Groupe est doté d'une politique de gestion des risques. Dans ce cadre, EDF Trading a mis en place un système de gestion de ce risque qui s'appuie sur les quatre principes suivants :

- analyse quantitative et qualitative de toutes les contreparties afin de définir des limites à l'exposition au risque de contrepartie; ces limites sont approuvées par le Comité de crédit d'EDF Trading;
- mesure sur une base quotidienne de l'exposition au risque; EDF Trading mesure le risque de crédit en fonction des paiements futurs et du coût de remplacement des contrats sur les marchés;
- gestion quotidienne des limites qui implique le suivi et le reporting de l'exposition globale;
- 90 % de l'exposition crédit d'EDF Trading est sur des contreparties « investment grade ».

Le rapport de gestion de l'exercice 2007 (chapitres 1.10 et 1.18) fournit les compléments à cette note.

Note 35

Instruments dérivés et comptabilité de couverture



35.1 Couverture de juste valeur	P.303
35.2 Couverture de flux de trésorerie	P.303
35.3 Couverture d'investissements nets à l'étranger	P.303
35.4 Impact des dérivés de couverture en capitaux propres	P.304
35.5 Couvertures de juste valeur liées aux matières premières	P.306

La comptabilité de couverture est appliquée en conformité avec les principes de la norme IAS 39 et concerne les dérivés de taux d'intérêt relatifs à la couverture de la dette à long terme, les dérivés de change relatifs à

la couverture d'investissements nets à l'étranger et de la dette libellée en devises étrangères, ainsi que les dérivés de change et les dérivés sur matières premières en couverture de flux de trésorerie futurs.

35.1 Couverture de juste valeur

Le Groupe EDF couvre l'exposition aux variations de juste valeur des dettes à taux fixe. Les instruments dérivés utilisés dans le cadre de cette couverture de juste valeur sont des swaps de taux d'intérêts fixe/variable et des cross currency swaps. Les variations de juste valeur de ces dérivés sont comptabilisées au compte de résultat.

Au 31 décembre 2007, la partie inefficace de la couverture de juste valeur représente un gain de 3 millions d'euros inclus dans le résultat financier. Le Groupe EDF couvre également certains de ses engagements fermes conclus sur des achats de combustibles nucléaires à travers des changes à terme.

35.2 Couverture de flux de trésorerie

Le Groupe EDF applique la couverture de flux de trésorerie notamment pour les cas suivants :

- couverture de la dette à taux variable et pour laquelle les swaps de taux d'intérêts sont utilisés (taux variable/fixe) ;
- couverture du risque de change lié à la dette libellée en devises étrangères (utilisation de currency swap) ;

- couverture de flux de trésorerie futurs liés aux prévisions d'achat et de ventes d'électricité, de gaz, de charbon et de combustible nucléaire : des contrats de futures, forwards et swaps sont conclus à cet effet.

Le montant de l'inefficacité des couvertures de flux de trésorerie enregistré au 31 décembre 2007 est un gain de 3 millions d'euros.

35.3 Couverture d'investissements nets à l'étranger

La couverture d'investissements nets à l'étranger correspond à la couverture de l'exposition au risque de change associée aux investissements nets dans des sociétés étrangères du Groupe.

Ce risque est géré au niveau du Groupe EDF soit par un adossement à des dettes d'acquisition dans la même devise, soit par des couvertures de marché. Dans ce dernier cas, le Groupe a ainsi recours à des swaps de change et du change à terme.

Le montant de l'inefficacité des couvertures d'investissement net à l'étranger est une perte de 2 millions d'euros.



35.4 Impact des dérivés de couverture en capitaux propres

En 2007, les variations de juste valeur des dérivés de couverture enregistrées en capitaux propres sur la période s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres	Variations nettes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Inefficacité	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur transférées en résultat	Variations nettes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾
Dérivés de couverture de taux	(5)	(2)	(7)	1	(14)	4	(10)
Dérivés de couverture de change	(99)	34	(65)	-	(7)	3	(4)
Dérivés de couverture d'investissement net à l'étranger	251	(86)	165	(2)	1	-	1
Dérivés de couverture de matières premières	944	(317)	627	2	(1 115)	301	(814)
DÉRIVÉS DE COUVERTURE	1 091	(371)	720	1	(1 135)	308	(827)

(1) + / () : augmentation / diminution des capitaux propres.

(2) + / () : augmentation / diminution du résultat.

Concernant les matières premières, les variations positives de juste valeur de l'exercice d'un montant de 627 millions d'euros après impôt s'expliquent principalement par :

- 502 millions d'euros sur les contrats de couverture de charbon ;
- 122 millions d'euros sur les contrats de couverture de gaz.

Le montant de (814) millions d'euros après impôt et transféré en résultat au titre des contrats de matières premières dénoués pendant l'exercice est constitué majoritairement de :

- (470) millions d'euros sur les contrats de couverture d'électricité ;
- (309) millions d'euros sur les contrats de couverture de gaz.

35.4.1 Dérivés de couverture de taux

Les dérivés de couverture de taux correspondent à des swaps et s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notionnel au 31.12.2007				Notionnel au 31.12.2006	Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total		31.12.2007	31.12.2006
Opérations sur taux d'intérêt	-	-	-	-	395	1	-
Payeur fixe / receveur variable	238	1 348	484	2 070	1 491	21	19
Payeur variable / receveur fixe	128	250	414	792	1 826	1	15
Variable / variable	130	-	-	130	-	20	-
Swaps de taux	496	1 598	898	2 992	3 317	42	34
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	496	1 598	898	2 992	3 712	43	34

La juste valeur des cross-currency swaps taux / change ne prend en compte que l'effet taux.

35.4.2 Dérivés de couverture de change

Les éléments constitutifs des dérivés de couverture de change sont les suivants :

– Au 31 décembre 2007 :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31.12.2007				Notionnel à livrer au 31.12.2007				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31.12.2007
Change à terme	2 904	3 191	-	6 095	2 690	3 062	-	5 752	(7)
Swaps	1 841	1 685	2 152	5 678	1 837	1 689	1 981	5 507	159
Options	1 523	-	-	1 523	1 514	-	-	1 514	9
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	6 268	4 876	2 152	13 296	6 041	4 751	1 981	12 773	161

– Au 31 décembre 2006 :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31.12.2006	Notionnel à livrer au 31.12.2006	Juste valeur au 31.12.2006
Change à terme	5 485	4 401	52
Swaps	7 375	6 880	(101)
Options	172	172	-
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	13 032	11 453	(49)

La juste valeur des cross-currency swaps taux / change ne prend en compte que l'effet change.

35.4.3 Couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières

Les couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31.12.2007				31.12.2007	31.12.2006
		Notionnels nets				Juste valeur	Juste valeur
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total		
Swaps		-	-	-	-	1	(27)
Forwards/futures		13	1	-	14	254	(392)
Électricité	TWh	13	1	-	14	255	(419)
Forwards/futures		931	1 297	5	2 233	52	(584)
Gaz	Millions de therms	931	1 297	5	2 233	52	(584)
Swaps		6 522	-	-	6 522	63	(65)
Produits pétroliers	Milliers de barils	6 522	-	-	6 522	63	(65)
Swaps		13	8	-	21	523	10
Charbon	Millions de tonnes	13	8	-	21	523	10
Options		-	-	-	-	-	2
Forwards/futures		9 261	5 800	-	15 061	49	(137)
CO₂	Milliers de tonnes	9 261	5 800	-	15 061	49	(135)
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE						942	(1 193)



35.5 Couvertures de juste valeur liées aux matières premières

Les couvertures de juste valeur liées aux matières premières s'analysent comme suit :

31.12.2007 (en millions d'euros)	Unités de mesure	Notionnels nets	Juste valeur
Charbon et fret	Millions de tonnes	(15)	136
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE JUSTE VALEUR			136

Note 36 Instruments dérivés non comptabilisés en couverture



36.1 Dérivés de taux détenus à des fins de transaction	P.306
36.2 Dérivés de change détenus à des fins de transaction	P.307
36.3 Dérivés d'actions	P.307
36.4 Contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture	P.308

36.1 Dérivés de taux détenus à des fins de transaction

Les éléments constitutifs des dérivés de taux détenus à des fins de transaction s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notionnel au 31.12.2007				Notionnel au 31.12.2006	Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31.12.2007	31.12.2006
Achats de CAP	372	147	-	519	902	3	3
Achats de FLOOR	-	-	-	-	125	-	1
Ventes de FLOOR	371	294	-	665	902	-	(1)
Opérations sur taux d'intérêt	743	441	-	1 184	1 929	3	3
Payeur fixe / receveur variable	1 108	134	1 562	2 804	5 614	(8)	(63)
Payeur variable / receveur fixe	4 745	745	1 669	7 159	3 132	48	74
Variable / variable	392	167	-	559	1 070	(1)	(5)
Swaps de taux	6 245	1 046	3 231	10 522	9 816	39	6
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	6 988	1 487	3 231	11 706	11 745	42	9

36.2 Dérivés de change détenus à des fins de transaction

Les éléments constitutifs des dérivés de change détenus à des fins de transaction se répartissent comme suit :

– Au 31 décembre 2007 :

<i>(en millions d'euros)</i>	Notionnel à recevoir au 31.12.2007				Notionnel à livrer au 31.12.2007				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31.12.2007
Change à terme	2 123	540	35	2 698	2 045	501	35	2 581	12
Swaps	2 979	929	-	3 908	2 967	883	-	3 850	71
Options	208	-	-	208	204	-	-	204	-
Dérivés incorporés de change	-	-	-	-	-	-	-	-	(42)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	5 310	1 469	35	6 814	5 216	1 384	35	6 635	41

– Au 31 décembre 2006 :

<i>(en millions d'euros)</i>	Notionnel à recevoir au 31.12.2006	Notionnel à livrer au 31.12.2006	Juste valeur au 31.12.2006
Change à terme	1 958	1 844	(82)
Swaps	8 649	8 575	107
Dérivés incorporés de change	-	-	(44)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	10 607	10 419	(19)

36.3 Dérivés d'actions

Les dérivés actions intégraient en 2006 des warrants Edison pour un montant de 228 millions d'euros. Ces warrants ont été intégralement exercés en 2007.



36.4 Contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture

Les contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31.12.2007	31.12.2007	31.12.2006
		Notionnels nets	Juste valeur	Juste valeur
Swaps		-	(50)	(6)
Options		18	(162)	26
Forwards/futures		(8)	(55)	251
Électricité	TWh	10	(267)	271
Swaps		(7)	(177)	25
Options		81 407	363	170
Forwards/futures		(510)	12	(18)
Gaz	Millions de therms	80 890	198	177
Swaps		(19 273)	97	(11)
Options		(1 814)	6	10
Forwards/futures		2 087	19	(12)
Produits pétroliers	Milliers de barils	(19 000)	122	(13)
Swaps		(48)	(761)	(117)
Options		1	7	-
Forwards/futures		56	983	79
Frêt		17	(196)	81
Charbon	Millions de tonnes	26	33	43
Options		1 540	1	-
Forwards/futures		(7 871)	127	(29)
CO₂	Milliers de tonnes	(6 331)	128	(29)
Forwards / futures		-	-	21
Autres matières premières		-	-	21
Dérivés incorporés de matières		-	4	18
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE			218	488

Ils incluent principalement les contrats qui figurent dans le portefeuille d'EDF Trading.

Note 37 **Autres créditeurs**

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2007	31.12.2006
Avances et acomptes reçus	4 279	4 105
Dettes sur immobilisations	1 133	487
Dettes fiscales et sociales	5 735	5 231
Produits constatés d'avance	7 988	7 753
Autres dettes	3 195	3 409
AUTRES CRÉDITEURS	22 330	20 985
- dont non courant	5 624	5 385
- dont courant	16 706	15 600

Au 31 décembre 2007, les produits constatés d'avance comprennent chez EDF, les avances partenaires versées dans le cadre du financement des centrales nucléaires pour 2 479 millions d'euros et les tickets de rattachement pour 2 436 millions d'euros.

La rubrique « Autres dettes » intègre les dettes relatives aux engagements donnés de rachat d'intérêts minoritaires pour 228 millions d'euros. En 2007, le Groupe a procédé à l'exercice des warrants Edison, à l'exercice

des options d'achat de 10 % des actions d'Edipower et au paiement des engagements pris vis-à-vis du Groupe Mouratoglou au titre des compléments de prix et des actions à règlement différé. Ces opérations se sont traduites par une réduction de 263 millions d'euros de cette rubrique.

Elle inclut également les emprunts de Domofinance, établissement de crédit qui assure le financement à crédit de travaux et d'installation contribuant à la maîtrise de l'énergie pour un montant de 136 millions d'euros.

Note 38 **Contribution des co-entreprises**

Le Groupe détient des intérêts dans des co-entreprises (voir note 42). Comme indiqué dans la note 2.3, ces participations sont consolidées suivant la méthode de l'intégration proportionnelle.

La part des co-entreprises figurant aux bilans et comptes de résultat consolidés s'analyse comme suit au 31 décembre 2007 :

(en millions d'euros)	Pourcentage d'intégration	Actif courant	Actif non courant	Passif courant	Passif non courant	Chiffre d'affaires	Excédent brut d'exploitation
EnBW	46,07 %	3 187	11 280	2 789	7 023	6 900	1 031
Edison	48,96 %	1 202	6 610	1 206	2 164	4 121	791
Autres	-	2 760	5 082	1 835	1 120	2 367	358
TOTAL		7 149	22 972	5 830	10 307	13 388	2 180

La rubrique « Autres » comprend essentiellement Dalkia.



Note 39

Parties liées



39.1 Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation	P.310
39.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État	P.310
39.3 Rémunération des organes d'administration et de direction	P.311

Les transactions avec les parties liées s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Sociétés consolidées par intégration proportionnelle		Sociétés consolidées par mise en équivalence		État ou participations de l'État		Total Groupe	
	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2007	31.12.2006
Chiffres d'affaires	152	128	509	313	404	481	1 065	922
Achats d'énergie	83	223	265	142	1 709	1 778	2 057	2 143
Achats externes	-	-	-	-	315	281	315	281
Actifs financiers	58	17	-	1	590	548	648	566
Autres actifs	120	109	25	21	1 046	402	1 191	532
Passifs financiers	42	27	-	1	-	83	42	111
Autres passifs	357	317	113	143	668	590	1 138	1 050

39.1 Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation

EDF a conclu différents accords commerciaux avec ses filiales et participations. EDF et EnBW ont notamment conclu, en 2001 pour une durée indéterminée, un accord, prévoyant les modalités de coopération entre les deux sociétés.

Les transactions avec les sociétés en intégration proportionnelle et les sociétés consolidées par mise en équivalence relèvent de la vente et de l'achat d'énergie.

39.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État

39.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 84,8 % du capital d'EDF. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions sociales requérant l'approbation des actionnaires.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, EDF est soumise à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'État, aux procédures de contrôle de la Cour des Comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Un accord sur le suivi des investissements de croissance externe, conclu entre l'État et le Groupe le 27 juillet 2001, impose des procédures d'agrément préalable et d'information, préalable ou non, de l'État pour certains projets de prise, d'extension ou de cession de participations par le Groupe. Cet accord a par ailleurs mis en place une procédure de suivi des résultats de ces opérations de croissance externe.

Le contrat de service public entre l'État et EDF a été signé le 24 octobre 2005. Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence des missions de service public que le législateur lui a confiées pour une durée indéterminée, la loi du 9 août 2004 ne fixant pas de durée au contrat mais imposant simplement qu'un bilan triennal soit présenté au Parlement.

Par ailleurs, EDF participe, à l'instar des autres producteurs d'électricité, à la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le ministre chargé de l'énergie, qui fixe notamment les objectifs en matière de répartition des capacités de production.

Enfin, l'État intervient dans le cadre de la réglementation des marchés de l'électricité et du gaz, notamment pour les autorisations de construction et d'exploitation des installations de production, la fixation des tarifs réglementés de vente, des tarifs de transport et de distribution ainsi que du montant de la contribution aux charges de service public de l'électricité.

39.2.2 Relations avec Gaz de France

Depuis 1951, l'ensemble des activités de distribution d'EDF est effectué avec Gaz de France au sein d'un service commun. Depuis le 1^{er} juillet 2004, EDF et Gaz de France ont chacun mis en place leur propre gestionnaire de réseau de distribution. L'opérateur commun des réseaux de distribution d'électricité et de gaz, dénommé EDF Gaz de France Distribution (EGD), assure la gestion du service public de proximité que constituent la distribution des énergies, notamment la construction, l'exploitation et la maintenance des réseaux ainsi que le comptage.

EDF et Gaz de France ont conclu, en octobre 2004, une convention visant à définir leurs relations vis-à-vis de l'opérateur commun, ses compétences et le partage des coûts résultant de son activité, ainsi que ses modalités de gouvernance. Cette convention se poursuit postfilialisation des distributeurs respectifs.

Par ailleurs, EDF et GDF disposent de deux autres services communs, également régis par des conventions :

- la Délégation Santé Sécurité ;
- la Direction Informatique et Télécommunications (DIT), en charge de certains systèmes d'information.

39.2.3 Relations avec les entreprises du secteur public

Le Groupe réalise des transactions courantes avec les entreprises du secteur public, qui concernent essentiellement la fourniture d'électricité, ainsi que la facturation de l'accès au réseau de transport.

Le retraitement et le transport de combustible nucléaire réalisés par AREVA pour EDF constituent l'essentiel des coûts d'achats d'énergie auprès des sociétés participations de l'État. Les autres achats relèvent de la maintenance des centrales nucléaires auprès du Groupe AREVA.

Les autres actifs sont constitués principalement d'avances relatives à ces contrats d'achat.

Par ailleurs, le Groupe détient des titres Areva qui font l'objet d'une mention en note 24.3.2.3.

39.3 Rémunération des organes d'administration et de direction

Les principaux dirigeants du Groupe sont le Président du Conseil d'administration, les directeurs généraux délégués, et les membres externes du Conseil d'administration.

La rémunération attribuée en 2007 à ses dirigeants par EDF et les sociétés qu'elle contrôle s'élève à 5 millions d'euros (4,1 millions d'euros en 2006). Cette rémunération recouvre les avantages court terme (salaires, part variable versée en 2007, intéressement, jetons de présence et avantages en nature), ainsi que les charges patronales correspondantes.

Par ailleurs, les dirigeants statutairement rattachés au régime des IEG bénéficient des avantages liés au personnel – au sens de la norme IAS 19 – procurés par ce statut. Le coût des services rendus lié à ces avantages pour 2007 a été évalué à 0,4 million d'euros (0,3 million d'euros pour 2006).

En dehors de ce qui est indiqué, les dirigeants ne bénéficient d'aucun autre régime spécifique de retraite, n'ont reçu aucune prime d'arrivée et ne bénéficient pas de primes de départ.

Les dirigeants ont pu bénéficier du plan d'actions gratuites – ACT 2007 – dans les mêmes conditions que les autres salariés du Groupe EDF. Compte-tenu des conditions d'attribution, les actions ne seront livrées, qu'en 2009.



Note Environnement

40



40.1 Quotas d'émission de gaz à effet de serre P.312

40.2 Certificats d'économies d'énergie et mesures visant à développer l'utilisation des énergies renouvelables P.312

40.1 Quotas d'émission de gaz à effet de serre

Dans le cadre du protocole de Kyoto, la Directive européenne visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre par l'attribution de quotas d'émission est entrée en vigueur en 2005 pour une première période de trois ans qui s'achève fin 2007.

La deuxième période d'allocation porte sur la période 2008-2012.

Au sein du Groupe EDF les sociétés concernées par l'application de cette Directive sont : EDF, EnBW, EDF Energy, Edison, Fenice, Dalkia International et Dalkia Investissement, Bert, Demasz, Kogeneracja, Zielonagora, ECK, ERSA, ECW et EDF Énergies Nouvelles.

En 2007, le Groupe a restitué 69 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2006. En 2006, le Groupe avait restitué 71 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2005.

Pour l'année 2007, le volume total des quotas alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élève à 85 millions de tonnes. Pour l'année 2006, le volume total des quotas alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élevait à 83 millions de tonnes (50,7 millions de tonnes pour l'année 2005).

Au 31 décembre 2007, le volume des émissions s'élève à 90 millions de tonnes (87 millions de tonnes au 31 décembre 2006, 56,1 millions de tonnes au 31 décembre 2005). La provision qui résulte des excédents d'émissions par rapport à ces quotas s'élève à 205 millions d'euros et couvre l'insuffisance de quotas à la fin de la première période d'allocations.

Par ailleurs, dans le cadre des mécanismes de développement propre définis par le protocole de Kyoto, le Groupe a créé fin 2006 un Fonds Carbone dont l'objectif est de soutenir des projets de réduction d'émission de gaz à effet de serre dans les pays émergents et de bénéficier de permis d'émission de gaz à effet de serre. Ce fonds associe EDF et l'ensemble des entités européennes. EDF Trading assure la gestion de ce fonds.

Les achats de CER réalisés dans le cadre du Fonds Carbone, qualifiés d'activité normale pour les sociétés membres de ce Fonds, sont évalués à 120,4 millions d'euros au 31 décembre 2007.

40.2 Certificats d'économies d'énergie et mesures visant à développer l'utilisation des énergies renouvelables

Le Groupe est engagé dans toutes ses filiales dans un processus de maîtrise de la consommation d'énergie au travers de différentes mesures développées par les législations nationales, sous l'égide de directives communautaires.

Ainsi, la Loi française du 13 juillet 2005 instaure un système de certificats d'économies d'énergies. Les sociétés qui vendent de l'électricité, du gaz, de la chaleur ou du froid aux consommateurs finals et dont les ventes excèdent un seuil sont soumises sur une période triennale (jusqu'au 30 juin 2009) à des obligations d'économies d'énergies dont elles se libèrent en réalisant directement ou indirectement des économies d'énergies ou en acquérant des certificats d'économies d'énergies. À l'issue de la période considérée, les sociétés concernées justifient de l'accomplissement de leurs obligations en restituant des certificats. À défaut, une pénalité libératoire est acquittée au Trésor.

Pour les sociétés françaises du Groupe, le montant de l'obligation sur la période triennale est de 30,2 TWh.

Au 31 décembre 2007, EDF, comme les autres filiales du Groupe ont engagé des actions pour satisfaire à l'obligation de production des certificats en fin de période et à cette date, des certificats ont été obtenus pour un montant de 4,7 TWh.

Au Royaume-Uni, en Pologne et en Italie, des certificats sont obtenus lors de la production d'électricité à base d'énergies renouvelables, pour accroître l'utilisation d'énergies renouvelables en instaurant un système de compensation des coûts de production. Des mécanismes similaires sont engagés pour la cogénération.

Note

41

Événements postérieurs à la clôture



41.1 Réforme du régime spécial de retraite des industries électriques et gazières

P.313

41.2 Émission obligatoire par EDF

P.313

41.1

Réforme du régime spécial de retraite des industries électriques et gazières

En date du 22 janvier 2008, le décret relatif au régime spécial de retraite des personnes des Industries Électriques et Gazières est venu, conformément au Document d'Orientation sur les Retraites du 10 octobre 2007, apporter les premières modifications au régime spécial de retraite des agents des IEG.

Les principales dispositions de ce décret concernent :

- l'allongement de la durée de cotisation des agents nécessaire pour ouvrir droit à une pension à taux plein, qui est portée à 40 ans en 2012, son évolution étant par la suite identique à celle du régime des fonctionnaires d'État ;
- la décote et la surcote des taux de pension. La décote consiste en l'application d'une pénalité financière pour les salariés qui n'ont pas atteint la durée d'assurance nécessaire à l'obtention d'une pension à taux plein. À l'inverse, la surcote correspond à une majoration de pension applicable aux salariés qui prolongent leur activité au-delà de 60 ans et de 160 trimestres de durée d'assurance, sous certaines conditions.

Ce décret, qui entre en vigueur au 1^{er} juillet 2008, devrait être complété par d'autres mesures qui résulteront de textes réglementaires, et qui traiteront, entre autres points, de l'instauration d'un minimum de pension, des avantages familiaux et conjugaux, des bonifications, ou de la levée dans certaines conditions de la « clause des 15 ans », 15 ans représentant, pour le moment, la durée minimale exigée pour bénéficier d'une pension de retraite des IEG.

Dans le cadre de cette réforme et selon les principes posés par le Document d'Orientation sur les Retraites, un accord a par ailleurs été signé le 29 janvier 2008 pour la branche des IEG. Il prévoit les principales mesures d'accompagnement suivantes :

- des dispositions touchant les salaires des agents : une augmentation du salaire national de base de 4,31 % au 1^{er} janvier 2008, applicable aux agents actifs comme inactifs, qui se combine pour les agents actifs avec la suppression de la Prime de Compensation de la Cotisation Retraite de 2,85 %, et une revalorisation de la grille des salaires avec entre autres une revalorisation des niveaux d'embauche pour les agents d'exécution ;
- des premières dispositions en lien avec l'allongement des parcours professionnels comme la création d'échelons d'ancienneté supplémentaires ou la modification du barème des indemnités de départ en inactivité.

Comme pour le décret, cet accord sera complété par des accords de branche ou d'entreprises sur des points restant en cours de négociations, comme la prise en compte de la spécificité des métiers.

À la date d'arrêté des comptes, dans la mesure où tous les éléments du dispositif ne sont pas encore connus, l'incidence de la réforme et des mesures d'accompagnement sur le résultat 2008 du Groupe comme sur ses engagements ne peut être déterminée de façon précise.

41.2

Émission obligatoire par EDF

EDF a procédé en janvier 2008 à une émission obligatoire d'un montant de 1,5 milliard d'euros. L'émission a été placée auprès d'investisseurs institutionnels français et internationaux. Cette opération s'inscrit dans la centralisation croissante des financements de ses filiales et marque le

retour sur les marchés obligataires d'EDF, qui n'avait pas réalisé d'émission obligatoire depuis 2004. L'émission, d'une maturité de 10 ans, s'inscrit dans la politique d'allongement de la durée moyenne de la dette du Groupe, qui est actuellement de 6 ans.



Note 42

Périmètre de consolidation



Le périmètre de consolidation se présente comme suit au 31 décembre 2007 :

Nom de l'entité		Pays	Quote-part d'intérêt dans le capital	Quote-part des droits de vote détenus	Méthode de consolidation	Secteur d'activité
FRANCE						
Électricité de France	(1)		100	100	Société mère	P, D, S
RTE EDF Transport	(1)		100	100	IG	T
Électricité Réseau Distribution France	(1)		100	100	IG	D
ROYAUME-UNI						
EDF Energy	(3)		100	100	IG	P, D, S
ALLEMAGNE						
EnBW	(3)		46,07	46,07	IP	P, D, S, T
ITALIE						
Edison	(3)		48,96	50	IP	P, D, S
Transalpina di Energia (TdE)			50	50	IP	S
Italenergia bis			100	100	IG	S
Wagram 1			100	100	IG	S
Wagram 4			100	100	IG	S
Fenice	(3)		100	100	IG	P
RESTE DE L'EUROPE						
EDF Trading	(3)	Royaume-Uni	100	100	IG	S
EDF International	(1)	France	100	100	IG	S
ECK Cracovie		Pologne	66,26	66,26	IG	P
Kogeneracja		Pologne	35,61	50	IG	P
ECW		Pologne	77,52	77,52	IG	P
Ersa (Rybnik)		Pologne	78,63	97,05	IG	P
Zielona gora		Pologne	35,56	99,87	IG	P, D
Demasz	(3)	Hongrie	100	100	IG	D
Bert		Hongrie	95,57	95,57	IG	P
Société d'investissement en Autriche		France	80	80	IG	S
Groupe Estag		Autriche	20	25	ME	P, S
SSE		Slovaquie	49	49	IP	D
Groupe ATEL		Suisse	24,83	25,00	ME	P, D, S, T
EDF Alpes Investissements		Suisse	100	100	IG	S
Emosson		Suisse	50	50	IP	P
EDF Belgium		Belgique	100	100	IG	P
Finelex BV		Pays-Bas	100	100	IG	P
Cinergy Holding Company BV		Pays-Bas	50	50	IP	P

Nom de l'entité		Pays	Quote-part d'intérêt dans le capital	Quote-part des droits de vote détenus	Méthode de consolidation	Secteur d'activité
Hispaelec		Espagne	100	100	IG	P
Azito O&M SA		Côte d'Ivoire	50	50	IP	P
Azito Énergie		Côte d'Ivoire	32,85	32,85	IP	P
Dalkia Holding		France	34	34	ME	S
Edenka		France	50	50	ME	S
Dalkia International		France	50	24,14	IP	S
Dalkia Investissement		France	67	50	IP	S
Richemont	(1)	France	100	100	IG	P
EDF Développement Environnement SA	(1)	France	100	100	IG	P
Société pour le Conditionnement des Déchets et Effluents Industriels (SOCODEI)		France	51	51	IG	S
Société Provençale du Lit Fluidise (SOPROLIF)		France	55	55	IG	P
Tenesol		France	45	50	IP	S
Cofiva	(1)	France	100	100	IG	S
Sofinel		France	54,98	54,98	IG	S
Électricité de Strasbourg		France	88,34	88,34	IG	D
Tiru SA - Traitement Industriel des Résidus Urbains	(3)	France	51	51	IG	S
EDF Énergies réparties		France	100	100	IG	S
SUPRA		France	82,36	82,36	IG	S
EDF Énergies Nouvelles	(2, 3)	France	50	50	IG	P, S
Immobilière Wagram Étoile	(1)	France	100	100	IG	S
La Gérance Générale Foncière	(1)	France	99,86	99,86	IG	S
Immobilière PB6		France	50	50	IP	S
Société Foncière Immobilière et de location (SOFILO)	(1)	France	100	100	IG	S
Sapar Finance	(1)	France	100	100	IG	S
Société C2	(1)	France	100	100	IG	S
Société C3	(1)	France	100	100	IG	S
EDF Holding SAS	(1)	France	100	100	IG	S
Domofinance		France	45	45	IP	S
Fahrenheit		France	99,33	100	IG	S
EDF Investissement Groupe		Belgique	66,67	50	IP	S
SLOE Centrale Holding		Pays-Bas	50	50	IP	P
RESTE DU MONDE (4)						
EDF Développement USA		États-Unis	100	100	IG	S
Unistar Nuclear Energy		États-Unis	50	50	IP	P
Ute Norte Fluminense		Brésil	90	90	IG	P
Ute Paracambi		Brésil	100	100	IG	P
Figlec		Chine	100	100	IG	P
Synergie		Chine	85	85	IG	P
Shandong Zhonghua Power Company		Chine	19,6	19,6	ME	P
Meco		Vietnam	56,25	56,25	IG	P
Nam Theun Power Company		Laos	35	35	ME	P

Méthode de consolidation : IG = intégration globale, IP = intégration proportionnelle, ME = mise en équivalence.

Secteurs d'activités : P = Production, D = Distribution, S = Services, T = Transport.

(1) Sociétés appartenant au périmètre du régime de l'intégration fiscale pour lequel Électricité de France a opté depuis le 1^{er} janvier 1988.

(2) Suite à l'entrée en vigueur des nouveaux accords d'actionnaires avec le groupe Mouratoglou et à l'ouverture du capital d'EDF Énergies Nouvelles, EDF EN et EnXco sont consolidés par intégration globale depuis le 31.12.2006.

(3) Groupe de sociétés.

(4) Les sociétés mexicaines ont été cédées le 27 décembre 2007.



20.2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2007

EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2007

Aux actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous avons procédé au contrôle des comptes consolidés de la société Electricité de France S.A. relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2007, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

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 professionnelles 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 examiner, par sondages, les éléments probants justifiant les données contenues dans ces comptes. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis et les estimations significatives retenues pour l'arrêté des comptes et à apprécier leur présentation d'ensemble. Nous estimons que nos contrôles fournissent une base raisonnable à l'opinion exprimée ci-après.

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 les points suivants exposés dans les notes aux comptes consolidés :

- l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 2.2.1 et 31.2 à 31.5, résulte comme indiqué en note 2.2.1 des meilleures estimations de la Direction. Cette évaluation est sensible aux hypothèses retenues en termes de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme, d'échéanciers de décaissements, ainsi qu'à l'issue des négociations en cours avec Areva. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées ;
- l'approche privilégiée par EDF pour représenter au bilan ses obligations de renouvellement des biens du domaine concédé relevant de la distribution publique d'électricité en France décrite en note 3, repose sur la spécificité des contrats de concessions. Elle consiste à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué annuellement aux concédants dans le cadre des comptes-rendus d'activité. Une approche alternative, fondée sur la valeur actuelle des montants à décaisser pour faire face au renouvellement de ces biens à l'issue de leur durée de vie industrielle, donnerait une représentation différente des obligations vis-à-vis des concédants. Les effets qu'aurait eus l'adoption de cette dernière approche sur les comptes sont présentés à titre d'information dans la note 3. L'évaluation des passifs de concessions est sujette à des aléas, entre autres en termes de coûts et de dates de décaissements.

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 :

Règles et principes comptables

- Nous nous sommes assurés que les notes 2.4, 2.10.2, 2.12 et 3.2 donnent une information appropriée sur les traitements comptables retenus au titre des engagements de rachat d'intérêts minoritaires sur une entité intégrée globalement, des quotas d'émission de gaz à effet de serre et des concessions, domaines qui ne font pas l'objet de dispositions spécifiques ou obligatoires dans le référentiel comptable IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne au 31 décembre 2007.
- La note 3 présente les conclusions de l'analyse conduite par EDF de l'interprétation IFRIC 12, actuellement soumise au processus d'homologation de la Commission européenne. Elle détaille, par ailleurs, les changements de présentation relatifs : d'une part aux dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession et d'autre part aux actifs et passifs spécifiques des concessions sur les comptes du Groupe.

L'information relative à l'exercice 2006 a été retraitée pour prendre en compte de manière rétrospective ces changements. En conséquence, celle-ci diffère des comptes consolidés publiés au titre de l'exercice 2006. Dans le cadre de notre appréciation des principes comptables suivis par votre société, nous avons examiné le correct retraitement de présentation des comptes de l'exercice 2006 et l'information donnée à ce titre en notes 4.1 et 4.2 de l'annexe.

- Nous nous sommes assurés du caractère approprié des reclassements comptables et changements d'estimation mis en œuvre au 31 décembre 2007 pour se conformer aux dispositions des textes d'application de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, tels qu'exposés dans les notes 4.3 et 5.1.1.1 de l'annexe.

Dans le cadre de notre appréciation des principes comptables suivis par votre société, nous avons examiné l'incidence de ces changements et nous nous sommes assurés que l'information détaillée donnée à ce titre dans les notes 31.2 à 31.5 de l'annexe était appropriée.

Jugements et estimations de la Direction

La note 2.2 décrit les méthodes comptables au titre desquelles la Direction a recours à des jugements et estimations. Nos travaux ont consisté à apprécier ces estimations, les données et les hypothèses sur lesquelles se fondent ces estimations, à revoir, par sondages, les calculs effectués par la société, à comparer les estimations comptables des périodes précédentes avec les réalisations correspondantes, à examiner les procédures d'approbation de ces estimations par la Direction et enfin à vérifier que les notes aux comptes consolidés donnent une information appropriée.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes consolidés, pris dans leur ensemble, et ont 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 professionnelles applicables en France, à la vérification 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.

Paris La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 19 février 2008

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit
Département de KPMG S.A.

Deloitte & Associés

Jean-Luc Decornoy

Michel Piette

Amadou Raimi

Tristan Guerlain



20.3 Honoraires des Commissaires aux comptes

Les honoraires relatifs à l'exercice financier 2007, pour EDF et ses filiales intégrées globalement, pour les missions confiées à ses Commissaires aux comptes et à leurs réseaux respectifs, se décomposent comme suit pour chaque réseau :

(En milliers d'euros)	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit :				
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
• Émetteur	4 388	43,7	3 902	56,2
• Filiales intégrées globalement	3 815	38,0	2 651	38,2
Autres diligences et prestations directement liées à la mission du Commissaire aux comptes				
• Émetteur	318	3,1	254	3,7
• Filiales intégrées globalement	847	8,4	72	1,0
Sous-total	9 368	93,2	6 879	99,1
Autres prestations rendues par les réseaux aux filiales intégrées globalement :				
Juridique, fiscal, social	343	3,4	53	0,8
Autres (à préciser si > 10 % des honoraires d'audit)	338	3,4	10	0,1
Sous-total	681	6,8	63	0,9
Total	10 049	100	6 942	100

Le collège des Commissaires aux comptes d'EDF a été renouvelé, à compter de l'exercice 2005, pour six ans.

Le montant des honoraires a été validé contradictoirement avec chacun des deux réseaux.

Rappel des informations communiquées au titre de l'exercice financier 2006 :

(En milliers d'euros)	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit :				
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
• Émetteur	3 218	37,7	2 960	48,8
• Filiales intégrées globalement	3 155	37,0	2 660	43,8
Autres diligences et prestations directement liées à la mission du Commissaire aux comptes				
• Émetteur	650	7,6	299	4,9
• Filiales intégrées globalement	803	9,4	0	
Sous-total	7 826	91,7	5 919	97,5
Autres prestations rendues par les réseaux aux filiales intégrées globalement :				
Juridique, fiscal, social	619	7,3	35	0,6
Autres (à préciser si > 10 % des honoraires d'audit)	89	1,0	114	1,9
Sous-total	708	8,3	149	2,5
Total	8 534	100	6 068	100

En 2006, les honoraires du réseau KPMG comprennent les diligences opérées dans le cadre de l'ouverture du capital d'EDF Énergies Nouvelles.

20.4 Politique de distribution de dividendes

20.4.1 Rémunération de l'État

20.4.1.1 RÉMUNÉRATION DE L'ÉTAT PRÉALABLEMENT À LA TRANSFORMATION D'EDF EN SOCIÉTÉ ANONYME

Entre 2001 et 2003, le mode de calcul du dividende était défini dans le contrat de Groupe signé le 14 mars 2001 entre l'État et EDF. Il était égal à 37,5 % du résultat net part du Groupe et devait évoluer entre un minimum (1,5 %) et un maximum (4,5 %) calculés sur l'assiette des capitaux propres part du Groupe.

20.4.1.3 DIVIDENDES ET ACOMPTES SUR DIVIDENDES VERSÉS AU COURS DES TROIS DERNIÈRES ANNÉES

Le montant des dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois dernières années a été le suivant :

Exercice	Nombre d'actions	Dividende par action	Dividende total distribué en euros déduction faite des actions auto-détenues	Date de versement du dividende
2004 ^(*)	1 625 800 000	0,23 €	373 934 000,00	6 juillet 2005
2005	1 822 171 090	0,79 €	1 439 170 388,51	20 juin 2006
2006	1 822 171 090	1,16 €	2 113 624 504,40	4 juin 2007

^(*)Rémunération versée à l'État.

Par ailleurs, lors de sa réunion du 7 novembre 2007, le Conseil d'administration d'EDF a décidé, au titre de l'exercice 2007, de mettre en paiement le 30 novembre 2007 un acompte sur dividende de 0,58 € par action ; à ce titre, un acompte sur dividende d'un montant total (déduction faite des actions auto-détenues) de 1 056 809 460,08 € a été versé.

20.4.2 Politique de distribution

La politique de distribution des dividendes est définie par le Conseil d'administration ; elle prend en compte notamment les résultats et la situation financière de la Société, ainsi que les politiques de distribution de dividendes des principales sociétés françaises et des entreprises internationales du secteur. EDF a actuellement pour objectif un taux de distribution de 50 % du résultat net part du Groupe hors éléments non récurrents. Cet objectif ne constitue cependant en aucun cas un engagement d'EDF et les dividendes futurs dépendront notamment des résultats du Groupe, de sa situation financière et de tout autre facteur jugé pertinent par le Conseil d'administration.

Par ailleurs, le Conseil d'administration d'EDF du 7 novembre 2007 s'est fixé pour objectif de procéder au versement chaque année, en fin d'année, d'un acompte sur dividende au titre de l'exercice en cours, sous réserve que les conditions juridiques, comptables, économiques et financières permettent sa mise en œuvre. Le Conseil d'administration a ainsi décidé, au titre de l'exercice 2007, de mettre en paiement le 30 novembre 2007 un acompte sur dividende de 0,58 euro par action.

20.4.1.2 DIVIDENDES VERSÉS POSTÉRIEUREMENT À LA TRANSFORMATION D'EDF EN SOCIÉTÉ ANONYME

Depuis la transformation d'EDF en société anonyme, la détermination et le versement des dividendes sont effectués conformément aux règles applicables aux sociétés anonymes. Au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2006, l'Assemblée Générale annuelle des actionnaires réunie le 24 mai 2007 a décidé la distribution d'un dividende de 1,16 € par action, soit un montant total distribué de 2 113 624 504,40 € (déduction faite des actions autodétenues).

Lors de sa réunion du 19 février 2008, le Conseil d'administration a décidé de proposer à l'Assemblée générale mixte du 20 mai 2008 la distribution d'un dividende égal à 1,28 euro par action (dont il reste à verser, compte tenu de l'acompte sur dividende déjà versé, un montant de 0,70 euro par action). Dans le cas où cette proposition de dividende serait votée, la mise en paiement du dividende s'effectuera dans les trente jours suivant l'Assemblée Générale.

Le Conseil de Surveillance du FCPE Actions EDF a notifié à EDF un projet de résolution visant à revoir à la baisse le montant du dividende (soit 0,84 euro par action contre 1,28 euro par action). Ce projet de résolution, examiné par le Conseil d'administration d'EDF à l'occasion de sa réunion du 3 avril 2008, ne fera pas l'objet d'une recommandation par celui-ci.

20.4.3 Délai de prescription

Les dividendes non réclamés dans un délai de 5 ans à compter de la date de leur mise en paiement sont prescrits au profit de l'État.



20.5 Procédures judiciaires et d'arbitrages

Dans le cours normal de ses activités, le Groupe est impliqué dans un certain nombre de procédures judiciaires, arbitrales et administratives.

Les charges qui peuvent résulter de ces procédures ne sont provisionnées que lorsqu'elles sont probables et que leur montant peut être soit quantifié, soit estimé dans une fourchette raisonnable. Dans ce dernier cas, le montant provisionné est déterminé au cas par cas sur la base de la meilleure estimation possible. Le montant des provisions retenu est fondé sur l'appréciation du niveau de risque au cas par cas et ne dépend pas en premier lieu du stade d'avancement des procédures, étant précisé que la survenance d'événements en cours de procédure peut toutefois entraîner une réappréciation de ce risque.

A l'exception des procédures décrites ci-dessous ainsi que des procédures et/ou enquêtes décrites au Chapitre 6 du présent document, et à l'exclusion des filiales et participations dont le Groupe n'assure pas le contrôle opérationnel, notamment EnBW et Dalkia, il n'existe pas, à la connaissance de la Société, d'autre procédure gouvernementale, judiciaire ou d'arbitrage (y compris en suspens ou dont elle est menacée), susceptible d'avoir ou ayant eu au cours des 12 derniers mois des effets significatifs sur la situation financière ou la rentabilité de la Société et/ou du Groupe.

Les procédures et litiges éventuels concernant EnBW ne peuvent être inclus dans cette déclaration dans la mesure où EnBW, elle-même cotée sur les bourses de Francfort et de Stuttgart, ne communique pas sur ces éléments de manière aussi détaillée que les sociétés françaises. Toutefois, EDF n'a pas connaissance de procédures ayant eu dans un passé récent, ou dont la Direction du Groupe EDF estime que le résultat probable pourrait raisonnablement avoir dans le futur, une incidence négative significative sur la situation financière consolidée, autres que celles ayant été rendues publiques en Allemagne ou ayant fait l'objet d'une provision dans les comptes d'EnBW. Concernant Dalkia, EDF ne détient que 34 % du capital social de cette société, le solde étant intégralement détenu par Véolia Environnement.

20.5.1 Procédures concernant EDF

AIDES D'ÉTAT

Par une lettre du 16 octobre 2002, la Commission Européenne a engagé une procédure contre la France considérant qu'une aide d'État aurait été consentie à EDF à l'occasion de la restructuration de son bilan au 1^{er} janvier 1997. Par décision en date du 16 décembre 2003, la Commission a fixé le montant de l'aide à rembourser à 889 millions d'euros en principal. Le 11 février 2004, l'État a émis à l'encontre d'EDF un titre de perception pour 1 224 millions d'euros comprenant le principal de l'aide d'État à rembourser et les intérêts, qui a été payé par EDF. Le 27 avril 2004, EDF a déposé un recours en annulation de la décision de la Commission devant le Tribunal de première instance des Communautés Européennes. Le 14 novembre 2004, l'État a déposé un mémoire en intervention à l'appui du recours d'EDF. À la date du présent Document, la date de l'audience n'a pas encore été fixée.

CENTRALE DE SAINT-CHAMAS / ÉTANG DE BERRE

En 1999, le syndicat professionnel « Coordination des pêcheurs de l'étang de Berre » (ci-après « le syndicat ») a initié une action pour « voie de fait » devant la juridiction civile à l'encontre d'EDF, au motif notamment que l'autorisation d'exploitation de la centrale hydroélectrique de Saint-Chamas n'était pas valide car ne répondant pas aux critères environnementaux de deux conventions internationales relatives à la protection de la Méditerranée et de ses lagunes contre la pollution d'origine terrestre : la convention de Barcelone (du 17 février 1976) et le protocole d'Athènes (du 17 mai 1980). Dans la mesure où ces deux textes ont été approuvés au niveau communautaire, mais n'ont pas fait l'objet de mesures de transposition ou d'application en droit français, la demande du syndicat a été rejetée par le tribunal de grande instance de Marseille et par la Cour d'appel d'Aix-en-Provence. La Cour de cassation a interrogé, par renvoi préjudiciel, la Cour de justice des Communautés européennes (« CJCE ») sur l'applicabilité directe de ces conventions en droit français. Le 15 juillet 2004, la CJCE a considéré que les dispositions des textes étaient claires et précises, donc applicables directement en droit français. La Cour de cassation a, en conséquence, par un arrêt du 8 mars 2005 renvoyé le litige devant la Cour d'appel de Lyon. L'audience s'est tenue le 4 décembre 2006 et le jugement a été rendu le 22 janvier 2007. La voie de fait alléguée n'a pas été retenue car le défaut d'adaptation aux critères prévus par les conventions internationales de l'autorisation de rejets de la centrale dont bénéficiait régulièrement EDF (consigne d'exploitation du 22 avril 1997) ne pouvait être analysé comme une irrégularité suffisamment grossière au regard du fonctionnement de l'ouvrage public. Le syndicat des pêcheurs a introduit le 29 mars 2007 un recours en cassation contre l'arrêt de la Cour d'appel de Lyon du 22 janvier 2007 puis s'est désisté.

Par ailleurs, une mise en demeure a été adressée par la Commission Européenne à l'État français en 1999 puis un avis motivé en 2000 suite à un autre recours du même syndicat auprès de ladite Commission. La réponse de la France ayant été jugée insatisfaisante, la CJCE saisie par la Commission a jugé, par un arrêt du 7 octobre 2004, que la France avait manqué à ses obligations en ne prenant pas toutes les mesures nécessaires à l'application en France des conventions internationales et que la consigne d'exploitation de 1997 ne répondait pas aux critères prévus par ces conventions. Le 25 février 2005, le gouvernement français a adressé à la Commission européenne une note indiquant notamment que :

- un nouveau décret allait modifier le cahier des charges initial de la concession dans un délai d'un an ;
- il serait prévu une phase d'expérimentation de quatre ans pendant laquelle des mesures visant à réduire les variations de salinité par une régulation des rejets d'eau douce seraient prises ;
- une réduction des rejets de limons serait conduite pour atteindre 60 000 tonnes par an ;
- cette expérimentation serait supervisée par un comité scientifique international.

Le 14 décembre 2005, la Commission Européenne a adressé au gouvernement français une nouvelle mise en demeure en considérant insuffisantes les mesures proposées. Début mars 2006, le gouvernement

français a fait des propositions complémentaires à la Commission tendant à réduire de manière significative les rejets en eau douce.

Après diverses négociations entre l'État et la Commission, les seuils de rejets d'eau douce ont finalement été portés à 1,2 milliard de m³ et une contrainte de salinité minimum à respecter dans l'étang a été imposée.

Le 9 décembre 2006, le décret de modification du cahier des charges de la concession qui intègre les seuils de rejets d'eau douce et la contrainte de salinité négociés avec la Commission a été publié et une nouvelle saisine de la CJCE semblerait actuellement écartée en attendant les résultats de l'expérimentation.

EDF considère que les nouvelles contraintes de rejets d'eau douce, issues de ce décret, auront un impact non négligeable sur le niveau de production de la centrale de Saint-Chamas.

SYNDICAT NATIONAL DES PRODUCTEURS INDÉPENDANTS (« SNPIET »)

EDF a été condamnée en 1996 par le Conseil de la concurrence sur le fondement d'abus de position dominante pour avoir fait obstacle à la signature de contrats d'achat d'électricité avec des producteurs indépendants. Le SNPIET ainsi qu'une vingtaine de producteurs ont, suite à cette condamnation, introduit une action en paiement de dommages et intérêts pour un montant de 70 millions d'euros devant le Tribunal de Commerce de Paris.

Par arrêt en date du 2 juillet 2002, la Cour d'appel de Paris a annulé pour défaut de compétence des juridictions de l'ordre judiciaire la décision du Tribunal de Commerce de Paris accueillant partiellement cette demande, et la Cour de Cassation, dans un arrêt en date du 29 septembre 2004, a confirmé la compétence de la juridiction administrative.

Le 12 décembre 2005, EDF a reçu du SNPIET un recours gracieux valant demande préalable, nécessaire pour lier le contentieux devant le juge administratif. Dans le cadre de cette demande, le SNPIET réclame 160 millions d'euros.

Par un courrier en date du 9 février 2006, EDF a rejeté la demande préalable des producteurs, ce qui a conduit 11 de ces derniers à déposer le 11 juin 2006 un recours en indemnisation devant le Tribunal Administratif de Paris qui a renvoyé ces requêtes devant les tribunaux administratifs localement compétents.

Les parties ont signé, le 20 juillet 2007, un protocole d'accord transactionnel qui a définitivement clos ce contentieux.

AMIANTE

EDF a, par le passé, utilisé des matériaux contenant de l'amiante. Ainsi, certains personnels, notamment des métiers de la maintenance des centrales thermiques, ont pu être exposés principalement avant les mesures de substitution ou de protection mises en place par EDF, à partir de la fin des années 1970.

En France, EDF a fait l'objet, de 1997 à fin décembre 2007, d'environ 440 actions contentieuses en reconnaissance de faute inexcusable en relation avec une exposition à l'amiante de son personnel en milieu professionnel. La reconnaissance d'une faute inexcusable peut entraîner le versement d'indemnités complémentaires à la charge de l'employeur aux victimes ou à leurs ayants droit.

Depuis juin 2004, EDF a décidé de ne plus faire appel, à l'encontre des agents, des décisions prises par les Tribunaux des Affaires de Sécurité Sociales (« TASS ») en ce qu'elles reconnaissent la faute inexcusable de l'employeur (FIE).

À fin décembre 2007, le montant cumulé des condamnations définitives d'EDF s'agissant d'actions contentieuses en reconnaissance de FIE s'élève à environ 16,7 millions d'euros.

Au 31 décembre 2007, une provision d'environ 30 millions d'euros est comptabilisée dans les comptes d'EDF au titre des contentieux d'indemnisation des victimes en matière d'amiante.

DIRECT ÉNERGIE

Le 22 février 2007, Direct Énergie a saisi le Conseil de la concurrence d'une plainte, assortie d'une demande de mesures conservatoires, reprochant à EDF d'avoir mis en œuvre plusieurs pratiques prétendument constitutives d'un abus de position dominante. Dans sa décision du 28 juin 2007, le Conseil de la concurrence a enjoint à EDF, d'une part, de négocier de bonne foi avec Direct Énergie un contrat transitoire d'une durée minimale d'un an pour l'approvisionnement en gros à un prix reflétant ses coûts complets de production et d'autre part, de proposer une offre de fourniture en gros ou toute autre solution permettant aux fournisseurs alternatifs de concurrencer effectivement les offres de détail d'EDF sur le marché libre. Dans sa décision, le Conseil a précisé qu'EDF pouvait, comme elle l'a d'ailleurs proposé en séance le 20 juin 2007, répondre à cette injonction par voie d'engagement(s) (conformément à la procédure prévue à l'article L. 464-2 I du Code de commerce) avant le 14 juillet 2007.

EDF a formalisé son engagement le 13 juillet 2007. Celui-ci a été publié, accompagné d'un résumé de l'affaire, sur le site Internet du Conseil le 19 juillet 2007 et soumis à un test de marché permettant de recueillir les observations des tiers intéressés avant le 15 septembre 2007. Des modifications ont été apportées pour tenir compte de certaines observations formulées par les tiers.

Par sa décision en date du 10 décembre 2007, le Conseil de la concurrence a accepté et a rendu obligatoires les engagements proposés par EDF, c'est-à-dire de mettre à disposition des fournisseurs alternatifs d'énergie un volume significatif d'électricité de 1 500 MW, soit environ 10 TW/an pendant 15 ans, à des niveaux de prix leur permettant de concurrencer effectivement les offres d'EDF sur le marché libre de masse.

EDF a proposé sur la première période de 5 ans, de 2008 à 2012, un prix moyen de fourniture en base de 42 €/MWh en euros courants. Ce prix fixé à 36,8 €/MWh pour la première année croît progressivement jusqu'en 2012.

Concernant la deuxième période de dix ans, il est prévu que le prix soit fixé de manière à couvrir les coûts de développement de l'EPR à Flamanville (soit 46 €/MWh en euros 2005), condition nécessaire au développement souhaitable du secteur électrique dans la durée.

Il est prévu que ces volumes seront attribués par voie d'enchères dynamiques sur la base de trois appels d'offres : (2 en 2008 et 1 en 2009). Ces enchères porteront sur le prix que seront disposés à payer les acquéreurs pour bénéficier, à l'issue des 5 premières années, et pendant 10 ans de l'électricité au coût de développement de l'EPR. La capacité minimale accessible par chaque acquéreur est de 1 MW.

Informations financières



Direct Énergie a fait appel de cette décision devant la Cour d'appel de Paris.

Direct Énergie a par ailleurs saisi le Conseil de la concurrence en non-respect de l'injonction « n° 2 » de la décision du Conseil du 28 juin 2007 précitée, par laquelle le Conseil a fait obligation à EDF de « *négocier de bonne foi avec Direct Énergie, comme EDF l'a proposé en séance, un contrat transitoire d'une durée minimale d'un an permettant l'approvisionnement en gros de Direct Énergie à un prix reflétant les coûts complets de production d'EDF, jusqu'à la mise en place du dispositif prévu par l'article 1^{er} de la décision* ».

KALIBRAXE

La société KalibraXE a saisi le Conseil de la concurrence, le 22 janvier 2007, au sujet de pratiques anticoncurrentielles qui auraient été, selon cette société, mises en œuvre par EDF. Cette saisine a été accompagnée d'une demande de mesures conservatoires.

Sur le fond, la société KalibraXE soutient que les pratiques mises en œuvre par EDF auraient notamment pour objet et pour effet « *d'éliminer purement et simplement la société KalibraXE et plus généralement toute nouvelle concurrente sur le marché* » et « *empêchent le consommateur final de choisir librement son fournisseur ou d'opérer un approvisionnement auprès de plusieurs fournisseurs* ».

Considérant en outre que ces pratiques, d'une part, lui font perdre « *non seulement l'opportunité de conclure de nouveaux contrats mais aussi la possibilité de poursuivre ses relations contractuelles avec ses clients existants, ne pouvant rentabiliser ses investissements* » et, d'autre part, constituent une atteinte aux intérêts des consommateurs ainsi qu'aux intérêts du secteur ou de l'économie générale, la société KalibraXE demande le prononcé de mesures conservatoires, en particulier la suspension des clauses d'exclusivité dans les contrats d'EDF.

Le 25 avril 2007, le Conseil de la concurrence a considéré la saisine recevable au fond mais a rejeté les mesures conservatoires demandées par KalibraXE.

Le Conseil, à titre conservatoire, a toutefois enjoint à EDF de modifier ses conditions générales de vente, à informer sa clientèle ayant exercé son éligibilité qu'aucune pénalité n'est encourue à l'échéance normale du contrat et à communiquer au Conseil un exemplaire des conditions générales de vente modifiées. KalibraXE a fait appel de cette décision et, le 26 juin 2007, la Cour d'appel de Paris a rejeté son recours.

EPR

Divers recours, concernant les travaux préparatoires de l'EPR, ont été déposés par des associations devant le tribunal administratif de Caen :

- un recours en référé pour la suspension des travaux datant du 11 octobre 2006, contre le permis de construire. L'audience devant le Tribunal administratif de Caen est intervenue le 24 octobre et le recours a été rejeté le 26 octobre 2006 pour défaut d'urgence ;
- deux recours en annulation contre le permis de construire délivré par le préfet, déposés le 23 août et le 11 octobre 2006 et deux recours en annulation datant du 11 septembre 2006 contre l'autorisation de travaux sur le domaine public maritime et celle relative aux installations et travaux divers délivrées par le préfet. Ces divers recours ont été rejetés par jugement du Tribunal Administratif de Caen en date du 15 mars 2007.

Des recours en annulation contre le décret d'autorisation de création ont été déposés par trois associations devant le Conseil d'Etat le 5 juin 2007.

LITIGES EN MATIÈRE SOCIALE

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale avec des salariés concernant notamment le calcul et la mise en œuvre du temps de repos. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat financier et sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations qui sont susceptibles de concerner un grand nombre de salariés d'EDF en France, ces litiges pourraient présenter un risque systémique qui pourrait avoir un effet négatif significatif sur les résultats financiers du Groupe.

Le Groupe est également partie à un certain nombre de contentieux avec les organismes sociaux. Le principal contentieux oppose EDF à l'URSSAF de Toulouse concernant l'inclusion dans l'assiette de cotisation de certaines primes, indemnités et autres avantages en nature. Au 31 décembre 2007, une provision de 299 millions d'euros figurait dans les comptes consolidés d'EDF au titre des litiges avec les organismes sociaux (voir note 31.7 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2007).

LITIGES EN MATIÈRE ENVIRONNEMENTALE

Du fait de son activité industrielle, le Groupe est partie à divers litiges environnementaux, en particulier en matière de dépollution des sols. À la date d'enregistrement du présent Document de Référence, le Groupe estime qu'aujourd'hui, aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible, si leur résolution devait être défavorable à EDF, d'avoir un effet négatif significatif sur les résultats financiers du Groupe.

LITIGES EN MATIÈRE FISCALE

Le contrôle fiscal d'EDEV conduit en 2005 sur les exercices 2002 et 2003 s'est traduit par une proposition de rappel d'impôt sur les sociétés de 14,5 millions d'euros. En raison d'un désaccord persistant avec l'Administration fiscale sur les rectifications proposées, une requête introductive d'instance devant le Tribunal Administratif de Paris a été déposée le 13 avril 2007.

OUVERTURE PAR LA COMMISSION EUROPÉENNE D'UNE PROCÉDURE À L'ENCONTRE DU GROUPE EDF CONCERNANT LES CONTRATS LONG TERME DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ

Le 18 juillet 2007, la Commission Européenne a décidé d'ouvrir une procédure à l'encontre du Groupe EDF concernant ses activités en France, pour avoir conclu des contrats long terme de fourniture d'électricité qui auraient eu un effet de verrouillage sur le marché et, par suite, seraient prétendument constitutifs d'un abus de position dominante au sens de l'article 82 du traité CE.

L'ouverture de cette procédure s'inscrit notamment dans le prolongement de l'enquête sectorielle de la Commission sur les marchés européens du gaz et de l'électricité, initiée le 12 juin 2005, dont les résultats ont été publiés le 10 janvier 2007 dans le Rapport final concernant l'enquête sectorielle sur les marchés de l'énergie.

Elle ne signifie pas que la Commission dispose d'ores et déjà de preuves suffisantes concernant l'infraction présumée.

À ce stade, EDF n'a pas de visibilité sur le calendrier précis de la Commission.

ALCAN SAINT-JEAN-DE-MAURIENNE

Le 31 décembre 1985, EDF, Pechiney (devenue Alcan France) et Aluminium Pechiney ont signé un contrat de fourniture d'énergie (2 TWh) destiné en priorité à la fourniture de l'usine Pechiney d'aluminium primaire de Saint-Jean-de-Maurienne, aux termes duquel EDF s'engage à fournir des volumes d'électricité, à un prix déterminé. La durée du contrat a été modifiée par avenants ; le contrat expire en janvier 2012 pour le site de Saint Jean de Maurienne.

Suite à divers courriers d'Alcan France demandant une prolongation du contrat, Alcan France et Aluminium Pechiney ont signifié à EDF le 2 août 2007 une assignation à comparaître devant le Tribunal de Commerce de Paris le 21 septembre 2007 pour une première audience de procédure. La dernière audience de procédure prévue le 22 octobre 2007 a fait l'objet de reports successifs au 9 novembre 2007, au 28 janvier 2008 et enfin au 10 mars 2008 (pour dépôt des conclusions). Un nouveau report d'audience doit être demandé pour le mois d'avril 2008.

Alcan France et Aluminium Pechiney demandent au tribunal de dire et juger :

- que le contrat impose à EDF de tenir compte de l'évolution de la durée de vie prévisible des centrales nucléaires et de leur taux de disponibilité ;
- qu'il convient d'aligner la durée du contrat sur la durée de vie des centrales ;
- que le non-alignement du contrat sur la durée de vie des centrales implique un manque à gagner en fourniture de 11,2 TWh.

REE

EDF et Red Electrica de Espana (REE) avaient conclu au début des années 1990 un contrat de base portant sur la mise à disposition par EDF à REE d'une production d'énergie au point d'interconnexion entre les réseaux électriques français et espagnol ainsi qu'un contrat de pointe permettant de suspendre ponctuellement les livraisons. Ces contrats ont bénéficié, depuis leur signature jusqu'à fin 2005, d'une priorité d'accès à l'interconnexion.

Par un arrêt du 7 juin 2005, la CJCE a déclaré cet accès prioritaire contraire au droit européen.

La Commission a fait injonction aux régulateurs nationaux de supprimer les droits d'accès prioritaires à l'interconnexion et de mettre en place, pour toutes les transactions, un mécanisme d'enchères pour l'acquisition de ces droits ; la CRE s'est conformée à cette injonction par une décision le 1^{er} décembre 2005.

EDF et REE qui devaient alors s'entendre sur les conditions de prélèvement de l'énergie et sur l'acquisition de droits d'accès à l'interconnexion pour que REE puisse l'importer en Espagne, n'ont pu parvenir à un accord pour les premiers mois de l'année 2006.

REE a initié une procédure d'arbitrage international à l'encontre d'EDF et EDF Trading, notifiée par la CCI le 13 juin 2007, afin d'obtenir l'indemnisation du préjudice qu'elle allègue. EDF a fait état également du préjudice que lui a causé REE durant cette période. Le litige est circonscrit aux livraisons sur la période de janvier à mai 2006.

L'acte de mission du Tribunal Arbitral a été signé le 19 janvier 2008. Le Tribunal Arbitral devrait rendre sa décision pour la fin 2008.

ARCELOR

EDF et Usinor (devenue Arcelor) ont conclu un contrat-cadre de vente d'énergie électrique le 30 novembre 1999. Ce contrat cadre indiquait que

les sites d'Usinor, lorsqu'ils deviendraient éligibles, pourraient remplacer leurs « Contrats Existants » par de nouveaux « Contrats de Vente » conclus aux conditions du contrat-cadre. Cette clause d'intégration a été appliquée à plusieurs reprises lorsque les conditions contractuelles étaient remplies.

Suite à la restructuration du groupe, Arcelor a demandé en septembre 2006 d'intégrer les sociétés Mittal Steel Gandrange et Société Métallurgique de Révigny.

EDF a refusé l'extension automatique du contrat-cadre en indiquant à Arcelor que l'extension ne pourrait intervenir qu'à des conditions de prix à définir entre les parties. En dépit de plusieurs réunions, il n'a pas été possible de trouver un terrain d'entente et Arcelor, les sociétés Mittal Steel Gandrange et Société Métallurgique de Révigny ont assigné EDF le 29 janvier 2007 sur le fond et à bref délai, devant le Tribunal de Commerce de Paris.

Le Tribunal de Commerce de Paris a rendu sa décision le 4 juillet 2007. Ce dernier a :

- ordonné à EDF de signer un contrat de fourniture aux conditions du contrat cadre avec les sociétés Mittal Steel Gandrange et Société Métallurgique de Révigny, à partir de la date de prise d'effet de la résiliation des contrats avec leur fournisseur ;
- condamné EDF au paiement de dommages-intérêts au bénéfice des trois sociétés ;
- ordonné une expertise aux fins de calculer le préjudice subi par les trois sociétés ;
- fixé à 2 500 € le montant de la provision à consigner à cet effet par Arcelor France ; et
- condamné EDF à payer à chacune des trois demanderesse la somme de 25 000 € au titre de l'article 700 et ordonné l'exécution provisoire du jugement.

EDF a décidé de faire appel de la décision du Tribunal de Commerce et a signifié ses conclusions dès le 7 août 2007. Les plaidoiries ont été fixées, à la date du présent Document de Référence, au 24 septembre 2008.

SOCIÉTÉ SECAM

Par une décision du 10 décembre 1996, confirmée par la Cour d'appel de Paris, le Conseil de la concurrence a condamné EDF pour abus de position dominante pour avoir fait obstacle à la signature de contrats d'achat d'électricité avec des producteurs indépendants entre 1993 et 1995. Suite à cette condamnation, le Syndicat National des Producteurs Indépendants et Thermiciens (le SNPIET), ainsi qu'une vingtaine de producteurs ont, introduit une action en paiement de dommages et intérêts devant le Tribunal de Commerce de Paris (pour le règlement du litige SNPIET, cf. ci-dessus).

Le 4 avril 2007, EDF a reçu de la SARL SECAM un recours administratif préalable à la saisine du juge administratif. La SARL SECAM, qui n'était pas partie aux instances devant le Conseil de la concurrence et les juridictions judiciaires, réclame 79 millions d'euros.

Par un courrier en date du 29 mai 2007, EDF a rejeté la demande préalable de cette société. En conséquence, la SARL SECAM a déposé le 30 juillet 2007 un recours en indemnisation devant le Tribunal Administratif de Paris, qui a renvoyé cette requête devant le Tribunal Administratif de Châlons-en-Champagne. EDF a déposé un mémoire en défense à l'automne 2007.



20.5.2 Procédures concernant les filiales d'EDF

• RTE – EDF TRANSPORT

TRANSFERT DES LIGNES HAUTE TENSION REMISES EN DOTATION À LA SNCF

La Loi 2004-803 du 9 août 2004 précise que les ouvrages haute tension remis en dotation à la SNCF le 1^{er} janvier 1983 en vertu de la Loi du 30 décembre 1982 d'orientation des transports intérieurs doivent, en tant qu'ouvrages relevant du réseau public de transport d'électricité, être transférés à titre onéreux à RTE-EDF Transport dans un délai d'un an à compter de la création de cette société.

Une cession de ces ouvrages avait déjà été envisagée dès 2002 par la SNCF et RTE (alors service d'EDF) qui s'étaient alors rapprochés en vue de déterminer la valeur de ces ouvrages sur la base de critères objectifs. Cependant, cette démarche de valorisation s'est heurtée à une divergence d'appréciation qui subsiste à ce jour.

En conséquence, RTE-EDF Transport a sollicité en juillet 2007 auprès du ministre de l'Économie, des Finances et de l'Emploi, d'une part, et du ministre de l'Écologie, du Développement et de l'Aménagement durables, d'autre part, la mise en place de la Commission *ad hoc prévue* par l'article 10 de la Loi 2004-803 du 9 août 2004, laquelle sera appelée à trancher le différend entre les parties.

Cette Commission n'est pas constituée à la date du présent document.

CONVENTION DE LOYER ANNUEL CONCLUE AVEC LA SNCF

RTE-EDF Transport verse, en rémunération de son usage des ouvrages et installations du réseau électrique haute tension de transport remis en dotation à la SNCF par la Loi du 30 décembre 1982, un loyer annuel forfaitaire de 3,1 millions d'euros. Ce montant de loyer a été déterminé par RTE en cohérence avec les principes de rémunération de ses propres actifs, sur la base de leur valeur nette comptable, dans le cadre du tarif d'utilisation du réseau public de transport. Le versement de ce loyer de 3,1 millions d'euros fait suite à la dénonciation, par RTE, en 2001, de la convention conclue avec la SNCF le 22 décembre 1999.

Par une requête enregistrée le 22 février 2002, la SNCF a engagé contre RTE-EDF Transport une procédure contentieuse devant le Tribunal Administratif de Paris visant à contester le nouveau montant du loyer annuel versé à la SNCF par RTE-EDF Transport et à réclamer la différence avec le loyer initial

Suite à la saisine par la SNCF du Tribunal Administratif de Paris, l'instruction qui avait été clôturée une première fois a été rouverte jusqu'au 31 décembre 2007. À ce jour, aucune date d'audience n'a été fixée.

En cohérence avec la saisine de la Commission, RTE-EDF Transport a révisé l'estimation du risque éventuel de rattrapage de loyers effectuée jusqu'alors, en lien avec une future valorisation, par la Commission *ad hoc*, des ouvrages remis en dotation par la SNCF.

• EDISON

ASSIGNATION PAR ACEA SPA CONCERNANT LA PARTICIPATION D'EDISON DANS EDIPOWER

En mai 2006, ACEA Spa (« ACEA »), Régie de Rome, avait adressé une plainte au gouvernement italien, ainsi qu'aux autorités italiennes

de la régulation (AEEG) et de la concurrence (AGCM) au motif que la prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et AEM aurait eu pour conséquence le franchissement de la limite de 30 % d'entreprises publiques au capital de la société Edipower (limite fixée par le décret du Président du Conseil des ministres italien en date du 8 novembre 2000 définissant les règles applicables à la privatisation des sociétés (appelées Gencos) alors détenues par Enel SpA).

Le 7 juillet 2006, l'AGCM avait rendu un avis (*segnalazione*) dans lequel elle soutenait la position d'ACEA et demandait officiellement au gouvernement et au parlement italiens que des mesures soient prises afin de faire respecter les termes du décret du 8 novembre 2000.

En août 2006, EDF, IEB et WGRMH Holding 4 (ainsi qu'Edison, AEM Milan, Delmi, Edipower, AEM Turin, ATTEL et TdE) ont été assignées par ACEA devant le Tribunal civil de Rome.

Selon ACEA, le dépassement de ce seuil serait une violation de la législation applicable et pourrait avoir un impact négatif sur le marché de l'énergie au détriment de la concurrence et de l'intérêt final des consommateurs.

ACEA demande donc au Tribunal :

- de constater la nature déloyale du comportement d'EDF et d'AEM ;
- d'obliger EDF et AEM à céder leurs participations de manière à descendre sous le seuil de 30 % et de leur interdire de prélever et d'utiliser l'énergie pour la part qui excède les 30 % ;
- de l'indemniser de son préjudice, qu'elle ne pouvait pas encore évaluer précisément, son estimation devant faire l'objet d'une instance séparée.

ACEA a d'autre part indiqué qu'elle demanderait au Tribunal de prendre des mesures conservatoires afin de préserver ses intérêts dans l'attente du jugement sur le fond.

En janvier 2007, Endesa Italia s'est jointe à la plainte d'ACEA.

Le juge a par ailleurs rejeté à cette occasion l'ajout au dossier d'une note d'ACEA (pièce nouvelle), qui estimait à 800 millions d'euros le préjudice qu'elle aurait subi.

La prochaine audience de plaidoirie sur le fond du litige, ainsi que sur les moyens de preuve par lesquelles ACEA évalue son préjudice, est fixée au 26 juin 2008. EDF et ses filiales n'ayant pas accepté le contradictoire sur la demande d'ACEA d'évaluation de son préjudice, une éventuelle décision du juge italien favorable à cette évaluation ne devrait pas leur être opposable.

ASSIGNATION PAR CARLO TASSARA RELATIVE AUX WARRANTS ITALENERGIA BIS

Italenergia Bis (« IEBIS ») est une société holding italienne qui, en 2002, détenait 63 % du capital de la société italienne Edison. Les actionnaires d'IEBIS étaient, à l'époque, Électricité de France (EDF), Carlo Tassara, Fiat et trois banques italiennes.

Afin d'acquiescer le contrôle d'IEBIS, et ensuite d'Edison, EDF a conclu en septembre 2002 avec chacun des actionnaires d'IEBIS, un accord de *Put* et de *Call*, lui donnant le droit (et potentiellement l'obligation) d'acquiescer, en 2005, la totalité de leurs participations respectives dans IEBIS. Les accords de *Put* et de *Call* conclus avec les actionnaires d'IEBIS, autres que C. Tassara, portaient sur les actions IEBIS, ainsi que sur des *warrants* IEBIS détenus par chacun d'entre eux. L'accord passé avec C. Tassara était limité, à la demande expresse de C. Tassara, à ses actions IEBIS (représentant 20 % du capital de la société).

Des discussions et plusieurs échanges de lettres ont eu lieu ultérieurement (en novembre et décembre 2002), entre EDF et C. Tassara, sur une éventuelle modification de l'accord de *Put* et de *Call*, pour y inclure les *warrants* IEBIS de C. Tassara, en contrepartie, pour EDF, d'un droit de préemption sur des actions Edison détenues par C. Tassara. Les parties n'étant jamais parvenues à s'entendre sur ces modifications, l'accord de *Put* et de *Call* du 16 septembre 2002 est donc resté limité aux actions IEBIS.

Le 20 avril 2005, C. Tassara a, comme les autres actionnaires d'IEBIS, exercé son *Put* sur ses actions IEBIS, et la réalisation de la cession des titres s'est déroulée le 26 juillet 2005.

Le 14 avril 2006, C. Tassara a assigné devant le Tribunal civil de Milan, EDF, IEBIS, les administrateurs d'IEBIS et Transalpina di Energia (« TdE ») afin qu'EDF exécute son prétendu engagement d'acheter ses *warrants* IEB pour un prix de 20,4 millions d'euros.

En sus de sa demande principale, des demandes subsidiaires de C. Tassara se réfèrent à la vente par IEBIS à TdE de sa participation de contrôle dans Edison, opération qu'il considère contraire à l'intérêt social d'IEBIS et en conséquence de laquelle il demande l'annulation de la vente et des dommages et intérêts d'un montant d'environ 122 millions d'euros.

Les conclusions ont été déposées par tous les défendeurs en décembre 2006. Parmi ses moyens de défense, EDF a contesté la compétence du Tribunal de Milan au motif que l'accord de *Put & Call* signé en septembre 2002 avec C. Tassara prévoit la compétence d'un tribunal arbitral siégeant à Genève. EDF a parallèlement déposé le 7 novembre 2006 une demande d'arbitrage devant la Chambre de Commerce et d'Industrie de Genève.

Le 31 octobre 2007, le Tribunal Arbitral de Genève a rendu sa sentence dans l'affaire, donnant raison à EDF. En effet, il s'est reconnu compétent pour juger de la question des *warrants* et a conclu à l'absence d'accord intervenu entre les parties concernant le rachat par EDF des *warrants* IEB détenus par C. Tassara.

Une demande de reconnaissance et d'exécution de la sentence arbitrale (*exequatur*) en Italie a été introduite par EDF, le 7 novembre 2007, devant la Cour d'appel de Brescia. Le même jour, lors d'une audience devant le Tribunal de Milan, EDF a fait état de la sentence arbitrale précitée et demandé au tribunal de suspendre la procédure, en l'attente de la décision de la Cour d'appel de Brescia sur la demande d'*exequatur*.

Le 19 novembre 2007, le président de la Cour d'appel de Brescia a rendu une ordonnance d'*exequatur* de cette sentence. La sentence est désormais opposable et exécutoire en Italie.

Le 27 décembre 2007, C. Tassara a déposé un recours devant le Tribunal Fédéral suisse contre la sentence rendue par le Tribunal Arbitral le 31 octobre. Par un arrêt en date du 6 mars 2008, le Tribunal Fédéral suisse a rejeté le recours en annulation déposé par C. Tassara.

Par ailleurs, C. Tassara a également déposé devant la Cour d'appel de Brescia un recours visant à obtenir l'annulation de l'ordonnance d'*exequatur*. Lors d'une audience en date du 12 mars 2008, la Cour d'appel de Brescia a fixé une date d'audience au 15 octobre 2008.

Enfin, le 13 février 2008, le Tribunal de Milan a rendu son jugement : il s'est reconnu compétent sur la question des *warrants* mais a débouté C. Tassara de toutes ses demandes (tant la demande principale que les demandes subsidiaires). Le délai dont dispose C. Tassara pour faire appel devant la cour de Milan expirera le 12 février 2009.

PROCÉDURE D'ARBITRAGE RELATIVE À LA VENTE D'AUSIMONT

La procédure d'arbitrage initiée le 19 mai 2005 par Solvay Sa et Solvay Solexis SpA, à l'encontre d'Edison, à la suite de plusieurs litiges entre les parties concernant les déclarations et garanties prévues dans le contrat portant sur la vente par Edison de sa participation dans Agorà SpA (société mère de Ausimont SpA), vient de connaître la clôture de son instruction au cours de l'audience de mars 2007. Lors de cette même audience, le Tribunal Arbitral a donné un terme aux parties pour remettre leurs conclusions. Les parties ont produit leurs mémoires et sont en attente de la décision du Tribunal Arbitral.

PROCÉDURE INITIÉE PAR LES ACTIONNAIRES D'ÉPARGNE ET UBS EN RAISON DU PRÉJUDICE CAUSÉ PAR LA FUSION-ABSORPTION D'EDISON PAR ITALENERGIA

Le 9 août 2002, le représentant des actionnaires d'épargne a attaqué la délibération de l'Assemblée extraordinaire d'Edison du 27 juin 2002 qui a décidé la fusion par absorption d'Edison dans Italenergia. Il demandait la suspension de l'exécution de la décision, l'annulation de la décision et la reconnaissance de la responsabilité d'Edison pour tous les dommages causés aux actionnaires d'épargne provenant de la fusion.

Le 9 octobre 2002, le Tribunal de Milan a refusé la demande de suspension de la fusion.

Le 29 avril 2003, UBS s'est constituée volontairement et a demandé la condamnation d'Edison à l'indemnisation des dommages subis pour la perte de valeur des actions Edison ainsi que pour la fixation d'un rapport d'échange pénalisant pour les actionnaires d'Edison et donc d'UBS.

L'expert désigné par le Tribunal a rendu son rapport dans lequel il relève que bien que les critères utilisés fussent corrects, la procédure d'évaluation était entachée de quelques manquements (absence d'utilisation de méthode de contrôle) et d'erreur d'application des critères pouvant entraîner des dommages pour les actionnaires d'épargne.

Le dossier n'a pas connu de développements significatifs depuis la remise par l'expert de son rapport.

Le magistrat a fixé l'audience de discussion au 15 mai 2008.

ACTIONS INITIÉES PAR DES SALARIÉS EN RAISON DE LEUR EXPOSITION À L'AMIANTE OU À D'AUTRES SUBSTANCES CHIMIQUES NOCIVES

Au cours de ces dernières années, Edison a dû faire face à une augmentation significative du nombre de demandes visant à l'octroi de dommages et intérêts en raison de la mort ou de la maladie de salariés qui auraient été la conséquence de leur exposition à plusieurs formes d'amiante dans différentes usines appartenant à Montedison (aujourd'hui Edison) ou en raison d'autres procédures judiciaires reprises par Edison à la suite d'opérations d'acquisition de sociétés. Edison a décidé de constituer une provision dans ses comptes, venant s'ajouter à celles créées spécialement pour certains litiges en cours, pour un montant estimé sur la base d'une moyenne entre la valeur des demandes de dommages et intérêts reçues et payées par Edison dans des affaires similaires au cours des dernières années et celles reçues par Edison à cette date en raison de procédures judiciaires et extrajudiciaires.

Par ailleurs, Edison est partie à plusieurs procédures pénales initiées par des anciens salariés de sociétés du groupe Edison ou leurs ayants-droits, en raison de leur exposition à des substances chimiques nocives émises

Informations financières



par les installations Montedison (transférées depuis à Enimont).

LITIGES EN MATIÈRE ENVIRONNEMENTALE

Edison est partie à plusieurs procédures pénales en cours concernant des dommages causés par le fonctionnement d'usines chimiques de Montedison (établissements pétrochimiques de Porto Marghera, Brindisi, Mantua, Priolo (Syracuse) et Cesano Maderno) du groupe avant leur cession à Enimont. Les procédures pénales incluent également des actions initiées par des tiers fondées sur des atteintes corporelles liées aux dommages environnementaux allégués.

• BERT ET EC ZIELONA GORA SA

RECOURS CONTRE LA DÉCISION DE LA COMMISSION EUROPÉENNE EN MATIÈRE D'AIDES D'ÉTAT

Le 3 mars 2006, BERT, filiale du Groupe EDF, et le 12 mai 2006 EC Zielona Gora SA, une filiale de production de ZEW Kogeneracja SA, elle-même contrôlée par le groupe EDF (EDF I, ECK et EnBW), ont engagé une procédure judiciaire devant le Tribunal de Première Instance de Luxembourg par le dépôt d'un recours contre la décision d'ouverture d'une enquête formelle d'investigation portant sur les contrats d'achat d'énergie électrique à long terme (PPA), rendue par la Commission Européenne en vertu de l'article 88, alinéa 2 du traité CE en novembre 2005.

La Commission estime dans le cadre de son enquête formelle d'investigation contre la Pologne et la Hongrie, mettant en cause la compatibilité des PPA avec le droit communautaire, qu'a priori les PPA seraient :

- des aides d'État nouvelles, illégales du fait de l'absence de notification préalable des États avant leur mise en execution ;
- et incompatibles avec le droit communautaire car ne remplissant pas les conditions posées par la Commission.

EC Zielona Gora SA et BERT contestent la compétence de la Commission pour contrôler la validité des PPA qu'elles ont signé et demandent, en conséquence, au Tribunal de Première Instance de Luxembourg l'annulation des décisions de la Commission.

CONCERNANT EC ZIELONA GORA SA :

Le 25 septembre 2007, la Commission européenne a rendu une décision déclarant la nouvelle Loi polonaise du 29 juin 2007 sur la résiliation des PPA et le système de compensation qu'elle prévoit compatibles avec la réglementation communautaire. Elle a en même temps considéré les PPA existants comme aide d'État illicite, sans demander le remboursement des aides qui auraient été versées depuis mai 2004, date d'adhésion de la Pologne à la CE, considérant qu'elles étaient couvertes par la nouvelle loi.

Les niveaux de compensation ayant été considérés comme acceptables par EDF dans un contexte d'évolution haussière des prix de l'électricité, EC Zielona Gora SA a signé fin décembre 2007 un accord de résiliation de son/ses contrat(s) long terme. Par conséquent, le recours déposé par EC Zielona Gora SA sera retiré.

CONCERNANT BERT :

Compte tenu de la position de la Commission Européenne, les autorités hongroises ont initié en juin 2007 un processus de négociation entre BERT et MVM (Magyar Villamos Muvek Zrt., acheteur unique hongrois) dans le but de remplacer les PPA par des contrats commerciaux euro-compatibles.

Les négociations sont toujours en cours.

Par ailleurs, le 1^{er} janvier 2008, un décret est entré en vigueur en Hongrie, permettant à BERT de bénéficier partiellement du régime plus favorable de la cogénération.

20.5.3 Litiges postérieurs à la clôture de l'exercice 2007

Néant.

20.6 Changement significatif de la situation financière ou commerciale

Les événements significatifs intervenus entre la date de clôture de l'exercice 2007 et la date du présent Document de Référence sont mentionnés à la note 41 de l'annexe aux comptes consolidés pour les événements intervenus avant le 19 février 2008, date d'arrêté des comptes par le Conseil

d'administration, et pour les événements postérieurs au 19 février 2008, à la section 9.13 (« Événements postérieurs à la clôture ») du présent Document de Référence.

Informations complémentaires

21



21.1 Renseignements de caractère général concernant le capital de la Société

P.327

21.2 Actes constitutifs et statuts

P.330

21.1 Renseignements de caractère général concernant le capital de la Société

21.1.1 Montant du capital social émis à la date d'enregistrement du présent Document de Référence

À la date du présent Document de Référence, le capital social de la Société se décompose de la manière suivante :

Nombre d'actions émises :	1 822 171 090
Valeur nominale :	0,50 € par action
Nature des actions émises :	actions ordinaires
Montant du capital social :	911 085 545 €

Le capital social émis par la Société a été intégralement libéré.

À la date d'enregistrement du présent Document de Référence, la Société n'a émis ni autorisé aucune action de préférence.

21.1.2 Autodétention et autocontrôle

PROGRAMME DE RACHAT D' ACTIONS EN VIGUEUR AU JOUR DE L'ENREGISTREMENT DU DOCUMENT DE RÉFÉRENCE (PROGRAMME AUTORISÉ PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE ORDINAIRE DU 24 MAI 2007).

L'Assemblée Générale du 24 mai 2007, conformément aux dispositions des articles L. 225-209 et suivants du Code de commerce, a autorisé par sa sixième résolution, la mise en œuvre par le Conseil d'administration d'un programme de rachat des actions de la Société pour un maximum de 10 % du capital de la Société. Cette résolution a mis fin, avec effet immédiat, pour la fraction non utilisée, à l'autorisation donnée par la première résolution de l'Assemblée générale mixte du 9 juin 2006, d'acheter des actions de la Société.

Les objectifs du programme de rachat sont :

- de remettre des actions à l'occasion de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières représentatives de titres de créance donnant accès par tous moyens immédiatement ou à terme à des actions de la Société, ainsi que de réaliser toutes opérations de couverture à raison des obligations d'EDF (ou de l'une de ses filiales) liées à ces valeurs mobilières, dans les conditions prévues par les autorités de marché et aux époques que le

Conseil d'administration ou la personne agissant sur la délégation du Conseil d'administration appréciera ;

- de conserver des actions pour remise ultérieure à l'échange ou en paiement dans le cadre d'opérations éventuelles de croissance externe ;
- d'assurer la liquidité de l'action EDF par un prestataire de services d'investissement au travers d'un contrat de liquidité conforme à la charte de déontologie reconnue par l'Autorité des marchés financiers ;
- d'allouer des actions aux membres du personnel du Groupe EDF et notamment dans le cadre de tout plan d'achat ou d'attribution gratuite d'actions au profit des membres du personnel dans les conditions prévues par la loi, en particulier par les articles L. 225-197-1 et suivants du Code de commerce ou les articles L. 443 1 et suivants du Code du travail, ainsi que de réaliser toutes opérations de couverture afférentes à ces opérations, dans les conditions prévues par les autorités de marché et aux époques que le conseil d'administration ou la personne agissant sur la délégation du conseil d'administration appréciera ;
- de réduire le capital de la Société (dans le cadre de l'autorisation conférée par l'Assemblée Générale du 24 mai 2007 par sa 16^{ème} résolution) ;
- de mettre en œuvre toute pratique de marché qui viendrait à être reconnue par la Loi ou l'AMF.

Les achats d'actions de la Société pourront porter sur un nombre d'actions tel que :

- le nombre d'actions que la Société achète pendant la durée du programme de rachat n'excède pas 10 % des actions composant le capital social existant au jour de l'Assemblée Générale du 24 mai 2007 ; et
- le nombre d'actions que la Société détiendra à quelque moment que ce soit ne dépasse pas 10 % des actions composant le capital de la Société.

L'acquisition ou le transfert de ces actions peut être effectué, dans les conditions et limites, notamment de volumes et de prix, prévues par les textes en vigueur à la date des opérations considérées, par tous moyens, notamment sur le marché ou de gré à gré, y compris par acquisition ou cession de blocs, par le recours à des instruments financiers dérivés ou à des bons ou valeurs mobilières donnant accès à des actions de la Société, ou par la mise en place de stratégies optionnelles, dans les conditions prévues par les autorités de marché et aux époques que le Conseil d'administration ou la personne agissant sur la délégation du Conseil d'administration appréciera.

La part du programme de rachat pouvant être effectuée par négociations de blocs n'est pas limitée. Le montant maximal des fonds destinés à la réalisation de ce programme d'achat d'actions sera de 2 milliards d'euros.

Informations complémentaires



Dans le cadre de ce programme, le prix d'achat ne devra pas excéder 90 euros par action. Le Conseil d'administration pourra toutefois ajuster le prix d'achat sus-mentionné en cas d'incorporation de primes, de réserves ou de bénéfiques, donnant lieu soit à l'élévation de la valeur nominale des actions, soit à la création et à l'attribution gratuite d'actions, ainsi qu'en cas de division de la valeur nominale de l'action ou de regroupement d'actions, ou de toute autre opération portant sur les capitaux propres, pour tenir compte de l'incidence de ces opérations sur la valeur de l'action.

L'autorisation est conférée pour une durée maximum de 18 mois à compter de l'Assemblée générale ordinaire du 24 mai 2007. Elle pourra être utilisée en période d'offre publique, dans les limites permises par la réglementation applicable.

Le nombre d'actions acquises par la Société en vue de leur conservation et de leur remise ultérieure en paiement ou en échange dans le cadre d'une opération de fusion, de scission ou d'apport ne peut excéder 5 % de son capital.

Le Conseil d'administration aura tous pouvoirs en vue de mettre en œuvre cette autorisation, avec faculté de délégation, à l'effet de :

- passer tous ordres en bourse ou hors marché ;
- affecter ou réaffecter les actions acquises aux différents objectifs poursuivis dans les conditions légales et réglementaires applicables ;
- conclure tous accords en vue notamment de la tenue des registres d'achats et de ventes d'actions ;
- effectuer toutes déclarations et formalités auprès de l'Autorité des marchés financiers et de tout autre organisme ; et
- remplir toutes autres formalités, et d'une manière générale, faire tout ce qui est nécessaire.

Le Conseil d'administration devra informer chaque année l'Assemblée Générale des opérations réalisées en application de la présente résolution.

SYNTHÈSE DES OPÉRATIONS RÉALISÉES PAR LA SOCIÉTÉ SUR SES PROPRES TITRES DANS LE CADRE DU PROGRAMME AUTORISÉ PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE ORDINAIRE DU 24 MAI 2007.

Un contrat de liquidité a été conclu le 24 mai 2006 avec la société Crédit Agricole Chevreux pour une durée d'un an, renouvelable par tacite reconduction. La somme initiale de 35 000 000 € a été affectée au compte de liquidité pour la mise en œuvre du contrat de liquidité à compter de sa signature dans le cadre du programme de rachat des titres de la Société.

Entre le 1^{er} janvier 2007 et le 31 décembre 2007, la Société a acquis 557 339 de ses propres actions pour une valeur moyenne unitaire de 67,14 €, et cédé 462 579 actions pour une valeur moyenne unitaire de 68,14 €. Au 31 décembre 2007, la Société détenait 129 503 de ses propres actions, représentant 0,0071 % de son capital social. Au titre de l'exercice 2007, la commission forfaitaire versée par EDF dans le cadre du contrat de liquidité s'élève à 195 418 euros. Entre le 1^{er} janvier 2008 et le 29 février 2008, la Société a acquis 1 276 648 de ses propres actions pour une valeur unitaire moyenne de 68,73 €, et cédé 932 408 actions pour une valeur unitaire de 70,66 €.

Par ailleurs, la Société détient, à la date d'enregistrement du présent Document de Référence, 874,3 parts du compartiment « Énergie Multi » du Fonds commun de placement d'entreprise « EDF Actions » correspondant à 8 743 actions de la Société (soit approximativement 0,00048 % de son capital à la date du présent Document de Référence) en raison des ordres d'achat d'actions de la Société annulés dans le cadre de l'offre réservée

aux membres du personnel du Groupe EDF (telle que décrite dans le prospectus y afférent visée par l'AMF en date du 27 octobre 2005 sous le numéro 05-743). À l'issue de la période de blocage de cinq années, ces 874,3 parts seront vendues et le produit de cette vente sera reversé à l'État. D'autre part, EDF a acquis 5 000 actions (soit approximativement 0,0003 % de son capital) en prévision d'une livraison par anticipation de titres, en cas de décès de bénéficiaires du plan « ACT2007 ».

RÉSOLUTION RELATIVE À L'AUTORISATION DONNÉE AU CONSEIL D'ADMINISTRATION POUR OPÉRER SUR LES ACTIONS DE LA SOCIÉTÉ, SOUMISE À L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE ORDINAIRE DU 20 MAI 2008.

Le Conseil d'administration du 19 février 2008 a soumis au vote de l'Assemblée générale ordinaire du 20 mai 2008, un programme de rachat d'actions, dont les caractéristiques sont similaires au programme de rachat autorisé par l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2007, notamment en ce qui concerne les objectifs dudit programme et les limitations portant sur le nombre d'actions pouvant être rachetées. À la différence du programme actuellement en vigueur, le nouveau programme de rachat d'actions prévoit que le prix d'achat n'excédera pas 100 euros par action au lieu de 90 euros par action dans le programme actuel.

21.1.3 Titres non représentatifs du capital

En application de l'article L. 228-40 du Code de commerce, le Conseil d'administration a seul qualité pour décider ou autoriser l'émission d'obligations, sauf si l'Assemblée Générale décide d'exercer ce pouvoir.

En vertu de l'article 46 alinéa 2 de la Loi du 9 août 2004, le premier alinéa de l'article L. 228-39 du Code de commerce qui dispose que « l'émission d'obligations par une société par actions n'ayant pas établi deux bilans régulièrement approuvés par les actionnaires doit être précédée d'une vérification de l'actif et du passif dans les conditions prévues aux articles L. 225-8 et L. 225-10 du Code de commerce » n'est pas applicable à EDF en 2004, 2005 et 2006.

EDF a mis en place le 18 avril 1996 un programme d'émission de titres de créances sous forme d'Euro Medium Term Notes (« EMTN »). Ce programme a été renouvelé chaque année depuis cette date.

Une mise à jour du programme d'émission de titres de créances d'un montant maximum de 11 000 000 000 € a été réalisée le 8 juin 2007 par EDF.

Au 31 décembre 2007, l'encours de la dette obligataire d'EDF (emprunts émis sous format EMTN et autres titres de créances) s'élevait à 8 956 millions d'euros.

21.1.4 Autres titres donnant accès au capital

À la date d'enregistrement du présent Document de Référence, il n'existe, hormis les actions ordinaires de la Société, aucun autre titre donnant accès, directement ou indirectement, au capital social d'EDF.

21.1.5 Capital autorisé mais non émis

Le tableau ci-après présente de façon synthétique les délégations de compétence et autorisations d'intervenir sur le capital de la Société accordées par l'Assemblée Générale mixte des actionnaires de la Société du 24 mai 2007 au Conseil d'administration pour augmenter le capital :

	Délégations données au Conseil d'administration par l'Assemblée générale extraordinaire	Montant nominal maximal de l'augmentation de capital (en millions d'euros)	Durée de la délégation ⁽¹⁾
1.	Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires	45	26 mois
2.	Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires	45 ⁽²⁾	26 mois
3.	Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le nombre de titres à émettre en cas d'augmentation de capital dans le cadre des émissions visées aux points 1. et 2.	15 % du montant de l'émission initiale ⁽²⁾	26 mois
4.	Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital par incorporation de réserves, bénéfices, primes ou autres sommes dont la capitalisation serait admise	1 000	26 mois
5.	Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital en rémunération d'une OPE initiée par la Société	45 ⁽²⁾	26 mois
6.	Délégation de pouvoirs au Conseil pour augmenter le capital en vue de rémunérer des apports en nature (art. L. 225-147 du Code de commerce)	10 % du capital social de la Société ^{(2) (3)}	26 mois
7.	Délégation de pouvoirs au Conseil pour augmenter le capital au profit des adhérents à un plan d'épargne	10	26 mois
8.	Délégation de compétence au Conseil pour procéder à l'attribution gratuite d'actions ordinaires de la Société	0,2 % du capital social de la Société ⁽³⁾	12 mois

¹ À compter de la date de l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2007.

² Dans la limite du plafond nominal global prévue au point 1, soit 45 millions d'euros.

³ À la date de l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2007.

21.1.6 Information sur le capital de tout membre du Groupe faisant l'objet d'un accord conditionnel ou inconditionnel

Les engagements d'acquisition et de cession de titres de filiales sont décrits à la note 24.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2007. À l'exception de ces engagements d'acquisition et de cession de titres et des autres engagements décrits au Chapitre 6 du présent Document de Référence, EDF n'a conclu aucune promesse d'achat ou de vente permettant d'acquérir ou de céder, selon le cas, tout ou partie du capital de la Société ou de l'une de ses filiales, au sens de l'article L. 233-1 du Code de commerce.

21.1.7 Pacte d'actionnaires

À la date d'enregistrement du présent Document de Référence et à la connaissance de la Société, aucun pacte d'actionnaires portant sur les titres de la Société n'a été conclu.

21.1.8 Nantissement des titres de la Société

À la connaissance de la Société, aucune des actions ordinaires composant son capital social ne fait l'objet d'un nantissement.

21.1.9 Évolution du capital social au cours des trois dernières années

EDF a été transformée en société anonyme et son capital fixé à 8 129 000 000 euros, divisé en 1 625 800 000 actions de 5 € de nominal le 20 novembre 2004 en application de la Loi du 9 août 2004.

L'Assemblée Générale d'EDF en date du 31 août 2005 a donné tous pouvoirs au Conseil d'administration d'EDF à l'effet de réaliser une réduction de capital d'un montant maximum de 7 316 100 000 €, par diminution de la valeur nominale de 5 € à un minimum de 0,5 €. Lors de sa réunion du 27 octobre 2005, le Conseil d'administration a décidé de réduire le capital social d'un montant de 7 316 100 000 €, par réduction de la valeur nominale des actions de 4,5 euros, qui est ainsi passée de 5 euros à 0,5 €. Le capital social a ainsi été porté à 812 900 000 €.

Informations complémentaires



Lors de sa réunion du 18 novembre 2005, le Conseil d'administration, faisant usage de l'autorisation qui lui a été donnée par l'Assemblée Générale mixte du 10 octobre 2005, a décidé les augmentations du capital social de la Société relatives à l'Offre à Prix Ouvert et au Placement Global Garanti réalisées dans le cadre de l'introduction en bourse du Groupe. Le Conseil d'administration a ainsi porté le capital social à 906 834 514 €

divisé en 1 822 171 090 actions ordinaires.

21.2 Actes constitutifs et statuts

21.2.1 Objet social

EDF a pour objet, tant en France qu'à l'étranger :

- d'assurer la production, le transport, la distribution, la fourniture et le négoce d'énergie électrique de même que d'assurer l'importation et l'exportation de cette énergie ;
- d'assurer les missions de service public qui lui sont imparties par les lois et règlements, en particulier par la Loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie, la Loi précitée du 8 avril 1946, la Loi précitée du 10 février 2000 et l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales, ainsi que par les traités de concession, et notamment la mission de développement et d'exploitation des réseaux publics d'électricité et les missions de fourniture d'électricité aux clients non éligibles, de fourniture d'électricité de secours aux producteurs et aux clients visant à pallier des défaillances imprévues de fournitures, et de fourniture d'électricité aux clients éligibles qui ne trouvent aucun fournisseur, en contribuant à réaliser les objectifs définis par la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le ministre chargé de l'énergie ;
- de développer plus généralement toute activité industrielle, commerciale ou de service, y compris des activités de recherche et d'ingénierie dans le domaine de l'énergie, à toute catégorie de clientèle ;
- de valoriser l'ensemble des actifs mobiliers et immobiliers qu'elle détient ou utilise ;
- de créer, d'acquérir, de louer, de prendre en location-gérance tous meubles, immeubles et fonds de commerce, de prendre à bail, d'installer, d'exploiter tous établissements, fonds de commerce, usines, ateliers se rapportant à l'un des objets précités ;
- de prendre, d'acquérir, d'exploiter ou de céder tous procédés et brevets concernant les activités se rapportant à l'un des objets précités ;
- de participer de manière directe ou indirecte à toutes opérations pouvant se rattacher à l'un des objets précités, par voie de création de sociétés ou d'entreprises nouvelles, d'apport, de souscription ou d'achat de titres ou de droits sociaux, de prises d'intérêt, de fusion, d'association ou de toute autre manière ;
- et, plus généralement, de se livrer à toutes opérations industrielles, commerciales, financières, mobilières ou immobilières se rattachant directement ou indirectement, en totalité ou en partie, à l'un quelconque des objets précités, à tous objets similaires ou connexes et encore à tous objets qui seraient de nature à favoriser ou à développer les affaires de la Société.

21.2.2 Exercice social

Chaque exercice social a une durée de 12 mois ; il commence le 1^{er} janvier et se termine le 31 décembre de chaque année.

21.2.3 Organes de gestion

La société est administrée par un Conseil d'administration de dix-huit membres composé conformément aux dispositions de la Loi précitée du 26 juillet 1983 modifiée relative à la démocratisation du secteur public, notamment son article 6, et aux dispositions du décret-loi modifié du 30 octobre 1935 organisant le contrôle financier de l'État sur les entreprises ayant fait appel au concours financier de l'État.

Dans ce cadre, le Conseil d'administration comprend notamment six représentants de l'État nommés par décret et six représentants des salariés élus conformément aux dispositions du titre II de la Loi du 26 juillet 1983.

Il peut comprendre au plus deux parlementaires ou détenteurs d'un mandat électoral local, choisis en raison de leur connaissance des aspects régionaux, départementaux et locaux des questions énergétiques.

Le Conseil nomme un secrétaire, qu'il peut choisir en dehors de ses membres.

Le Président-Directeur Général est tenu de communiquer à chaque administrateur tous les documents et informations nécessaires à l'accomplissement de sa mission.

La durée du mandat des membres du Conseil d'administration est de cinq ans. En cas de vacance pour quelque cause que ce soit du siège d'un membre du Conseil d'administration, son remplaçant n'exerce ses fonctions que pour la durée restant à courir jusqu'au renouvellement de la totalité du Conseil d'administration.

L'Assemblée Générale fixe le montant des jetons de présence alloués, le cas échéant, aux administrateurs. Le mandat des administrateurs qui ne sont pas nommés par l'Assemblée Générale est gratuit.

Les frais exposés par les administrateurs pour l'exercice de leur mandat sont remboursés par la société sur justificatifs.

Les représentants des salariés bénéficient d'un crédit d'heures égal à la moitié de la durée légale du travail.

Chaque administrateur nommé par l'Assemblée Générale est révocable par elle et doit être propriétaire d'au moins une action de la société détenue sous la forme nominative.

À l'initiative du Président-Directeur Général, le Conseil d'administration peut, s'il l'estime nécessaire et en fonction de l'ordre du jour, inviter des membres de l'entreprise ou des personnalités extérieures à l'entreprise à assister aux réunions du Conseil d'administration sans voix délibérative.

Le secrétaire du comité d'entreprise ou de l'organisme en tenant lieu assiste au Conseil d'administration sans voix délibérative.

Les personnes appelées à assister aux délibérations du Conseil d'administration sont tenues aux mêmes obligations de discrétion que les administrateurs.

Conformément à la Loi de 1983 précitée, le président du Conseil d'administration de la société est nommé par décret, parmi les administrateurs, sur proposition du Conseil d'administration. La durée de ses fonctions ne peut excéder celle de son mandat d'administrateur. Son mandat peut être renouvelé dans les mêmes formes que celles de sa nomination. Il peut être révoqué par décret. Depuis l'Assemblée Générale en date du 14 février 2006 qui a modifié les statuts d'EDF, le président du Conseil d'administration ne doit pas être âgé de plus de 68 ans ; s'il vient à dépasser cet âge, il est réputé démissionnaire d'office.

La direction de la Société est assumée, sous sa responsabilité, par le président du Conseil d'administration, qui porte le titre de Président-Directeur Général. Les dispositions législatives et réglementaires qui sont relatives au Directeur Général s'appliquent à lui.

En application de l'article L. 228-40 du Code de commerce, le Conseil d'administration peut déléguer au Président-Directeur Général ou, en accord avec ce dernier, à un ou plusieurs Directeurs Généraux délégués, les pouvoirs nécessaires pour réaliser, dans un délai d'un an, l'émission d'obligations et en arrêter les modalités. La même délibération fixe les conditions dans lesquelles il est rendu compte de l'exercice de ces pouvoirs au Conseil d'administration.

21.2.4 Droits attachés aux actions

Chaque action donne droit, dans les bénéfices et l'actif social, à une part proportionnelle à la quotité du capital qu'elle représente.

En outre, elle donne droit au vote et à la représentation dans les Assemblées Générales, dans les conditions et sous les restrictions législatives, réglementaires et statutaires.

À la date du présent Document de Référence, EDF n'a émis qu'une seule catégorie d'action.

La propriété d'une action emporte de plein droit adhésion aux statuts et aux décisions de l'Assemblée Générale.

Les actionnaires ne supportent les pertes qu'à concurrence de leurs apports.

Les héritiers, créanciers, ayants droit ou autres représentants d'un actionnaire ne peuvent requérir l'apposition des scellés sur les biens et valeurs de la Société, ni en demander le partage ou la licitation, ni s'immiscer dans les actes de son administration ; ils doivent, pour l'exercice de leurs droits, s'en rapporter aux inventaires sociaux et aux décisions de l'Assemblée Générale.

Chaque fois qu'il sera nécessaire de posséder plusieurs actions pour exercer un droit quelconque, en cas d'échange, de regroupement ou d'attribution d'actions, ou en conséquence d'augmentation ou de réduction de capital, de fusion ou opération sociale, les propriétaires d'actions isolées ou en nombre inférieur à celui requis ne peuvent exercer ce droit qu'à condition de faire leur affaire personnelle du groupement et, éventuellement, de l'achat ou de la vente d'actions nécessaires.

Les actions sont nominatives ou au porteur, au choix de l'actionnaire, sous réserve des dispositions législatives ou réglementaires.

Les actions peuvent être inscrites au nom d'un intermédiaire dans les conditions prévues aux articles L. 228-1 et suivants du Code de commerce. L'intermédiaire est tenu de déclarer sa qualité d'intermédiaire détenant des titres pour le compte d'autrui, dans les conditions législatives et réglementaires. Ces dispositions sont également applicables aux autres valeurs mobilières émises par la société.

La Société est en droit, dans les conditions législatives et réglementaires en vigueur, de demander à tout moment, contre rémunération à sa charge, au dépositaire central d'instruments financiers, selon le cas, le nom ou la dénomination, la nationalité, l'année de naissance ou l'année de constitution, et l'adresse des détenteurs de titres au porteur conférant immédiatement ou à terme le droit de vote dans ses propres assemblées d'actionnaires, ainsi que la quantité de titres détenus par chacun d'eux et, le cas échéant, les restrictions dont les titres peuvent être frappés. La société, au vu de la liste transmise par l'organisme susmentionné, a la faculté de demander aux personnes figurant sur cette liste et dont la société estime qu'elles pourraient être inscrites pour le compte de tiers les informations ci-dessus concernant les propriétaires des titres.

S'il s'agit de titres de forme nominative, donnant immédiatement ou à terme accès au capital, l'intermédiaire inscrit dans les conditions prévues à l'article L. 228-1 précité du Code de commerce est tenu, dans un délai de dix jours ouvrables à compter de la demande, de révéler l'identité des propriétaires de ces titres sur simple demande de la société ou de son mandataire, laquelle peut être présentée à tout moment.

21.2.5 Cession et transmission des actions

Les actions sont librement négociables sous réserve des dispositions législatives et réglementaires. Elles font l'objet d'une inscription en compte et se transmettent par voie de virement de compte à compte. Ces dispositions sont également applicables aux autres titres de toute nature émis par la Société.

Outre l'obligation légale d'informer la Société de la détention de certaines fractions du capital ou des droits de vote, toute personne physique ou morale, agissant seule ou de concert, qui viendrait à détenir, directement ou indirectement, un nombre de titres correspondant à 0,5 % du capital ou des droits de vote de la Société est tenue, dans les cinq jours de bourse à compter de l'inscription des titres qui lui permettent d'atteindre ou de franchir ce seuil, de déclarer à la Société, par lettre recommandée avec accusé de réception, le nombre total d'actions, de droits de vote et de titres donnant accès au capital qu'elle possède.

L'intermédiaire inscrit comme détenteur des titres est tenu, sans préjudice des obligations des propriétaires des titres, d'effectuer les déclarations ci-dessus.

Cette déclaration doit être renouvelée dans les conditions ci-dessus, chaque fois qu'un nouveau seuil de 0,5 % est atteint ou franchi, à la hausse comme à la baisse, quelle qu'en soit la raison, et ce y compris au-delà du seuil de 5 % prévu à l'article L. 233-7 du Code de commerce.

En cas d'inobservation des dispositions ci-dessus, le ou les actionnaires concernés sont, dans les conditions et limites fixées par la loi, privés du droit de vote afférent aux titres dépassant les seuils soumis à déclaration.



21.2.6 Assemblées Générales

21.2.6.1 CONVOCATIONS, CONDITIONS D'ADMISSION, EXERCICE DU DROIT DE VOTE

Les Assemblées Générales sont convoquées par le Conseil d'administration ou, à défaut, par les Commissaires aux comptes, ou par toute personne habilitée à cet effet. Elles sont réunies au siège social ou en tout autre lieu indiqué dans la convocation. Elles peuvent avoir lieu par visioconférence ou par des moyens de télécommunication permettant l'identification des actionnaires et dont la nature et les conditions d'application sont déterminées par les articles 145-2 à 145-4 du décret du 23 mars 1967. Dans ce cas, sont réputés présents, pour le calcul du quorum et de la majorité, les actionnaires qui participent à l'assemblée par lesdits moyens, dans les conditions légales.

Les Assemblées Générales se composent de tous les actionnaires dont les titres sont libérés des versements exigibles et ont été inscrits en compte à leur nom cinq jours au plus tard avant la date de la réunion, dans les conditions ci-après :

- les propriétaires d'actions au porteur ou inscrites au nominatif sur un compte non tenu par la Société doivent, pour avoir le droit d'assister, de voter par correspondance ou de se faire représenter aux Assemblées Générales, déposer un certificat établi par l'intermédiaire teneur de leur compte constatant l'indisponibilité des titres jusqu'à la date de la réunion de l'Assemblée Générale, aux lieux indiqués dans ladite convocation, cinq jours au moins avant la date de la réunion ;
- les propriétaires d'actions nominatives inscrites sur un compte tenu par la Société doivent, pour avoir le droit d'assister, de voter par correspondance ou de se faire représenter aux Assemblées Générales, avoir leurs actions inscrites à leur compte tenu par la société cinq jours au moins avant la date de la réunion de l'Assemblée Générale.

Toutefois, le Conseil d'administration peut abréger ou supprimer ces délais de cinq jours.

L'accès à l'Assemblée Générale est ouvert à ses membres sur simple justification de leurs qualité et identité. Le Conseil d'administration peut, s'il le juge utile, faire remettre aux actionnaires des cartes d'admission nominatives et personnelles et exiger la production de ces cartes.

Tout actionnaire peut donner pouvoir à son conjoint ou à un autre actionnaire en vue d'être représenté à une Assemblée Générale. Les propriétaires des titres régulièrement inscrits au nom d'un intermédiaire dans les conditions prévues à l'article L. 228-1 du Code de commerce peuvent se faire représenter dans les conditions prévues audit article par un intermédiaire inscrit.

Il peut également voter par correspondance après avoir fait attester de sa qualité d'actionnaire, cinq jours au moins avant la réunion de l'Assemblée, par le dépositaire du ou des certificats d'inscription ou d'immobilisation de ses titres. À compter de cette attestation, l'actionnaire ne peut choisir un autre mode de participation à l'Assemblée Générale. Le formulaire de vote doit être reçu par la Société au plus tard trois jours avant la date de la réunion de l'assemblée.

Les pouvoirs et les formulaires de vote par correspondance, de même que les attestations d'immobilisation des actions, peuvent être établis sur support électronique dûment signé dans les conditions prévues par les dispositions législatives et réglementaires applicables en France.

Le Conseil d'administration du 20 février 2007 a proposé à l'Assemblée Générale mixte des actionnaires du 24 mai 2007 de se prononcer sur l'approbation d'une résolution visant à modifier l'article 21 (« Assemblées Générales ») des statuts afin de le mettre en conformité avec les dispositions du décret n° 2006-1566 du 11 décembre 2006.

21.2.6.2 DROITS DE VOTE DOUBLE

Néant.

21.2.6.3 LIMITATION DES DROITS DE VOTE

Néant.

21.2.7 Dispositifs statutaires ayant pour effet de retarder une prise de contrôle de la société

En vertu des statuts d'EDF, les modifications de son capital social ne peuvent avoir pour effet de réduire la participation de l'État en dessous du seuil légal de 70 %. À l'exception de cette restriction, aucun autre dispositif statutaire ne vise spécifiquement à prévenir ou retarder une prise de contrôle de la société par un tiers.

21.2.8 Obligations en matière de modifications du capital

Le capital social peut être augmenté, réduit ou amorti dans les conditions prévues par la loi.



À l'exception des contrats décrits dans le Chapitre 6 du présent Document de Référence, et notamment de ceux présentés ci-dessous, EDF n'a pas conclu, au cours des deux dernières années précédant la date du présent Document de Référence, de contrats importants autres que ceux conclus dans le cadre normal de ses affaires :

- contrat de service public décrit à la section 6.4.3.4 (« Service public en France ») ;
- contrats conclus avec AEM Milan (désormais A2A) relatifs à la prise de participation conjointe dans Edison figurant à la section 6.3.1.3.1.2 (« Prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et AEM Milan (désormais A2A) ») ;
- contrat de partenariat industriel signé avec Exeltium décrit à la section 6.2.1.2.2.2 (« Les prix de vente de l'électricité aux clients ayant exercé leur éligibilité ») ;
- accord de coopération conclu avec Enel dans le domaine du nucléaire décrit à la section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire »), et *Memorandum of Understanding* concernant les moyens de production thermique à flamme décrit à la section 6.2.1.1.5 (« Production thermique à flamme (« THF ») ») ;
- accord de partenariat conclu avec Constellation Energy décrit à la section 6.3.2.4 (« États-Unis d'Amérique ») ;
- accord de joint-venture conclu avec China Nuclear Power Energy Corporation décrit à la section 6.3.3.1 (« Activités du Groupe EDF en Chine »).

Des informations relatives aux contrats conclus par le Groupe au cours de l'exercice 2007 figurent aux notes 11 et 39 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2007.

23

Informations provenant de tiers, déclarations d'experts et déclarations d'intérêts



Néant.

24

Documents accessibles au public



21.1 Consultation des documents juridiques

P.335

21.2 Responsables de l'information

P.335

24.1 Consultation des documents juridiques

L'ensemble des documents juridiques relatifs à la Société (les statuts, rapports, courriers et autres documents, informations financières historiques d'EDF et de ses filiales pour chacun des deux exercices précédant la date d'enregistrement du présent Document de Référence) devant être mis à la disposition du public peuvent être consultés au siège social d'EDF, 22-30, avenue de Wagram, 75382 Paris Cedex 08, pendant la durée de validité du Document de Référence.

L'Annexe D du présent Document de Référence reprend l'ensemble des informations rendues publiques par le Groupe EDF au cours des douze derniers mois, en application de l'article 222-7 du Règlement général de l'AMF.

24.2 Responsables de l'information

Daniel Camus
Directeur Général délégué Finances

David Newhouse
Directeur des Relations Investisseurs
Tél : 01 40 42 32 45
Email : comfi-edf@edf.fr

25

Informations sur les participations



Concernant les entreprises dans lesquelles EDF détient une fraction du capital susceptible d'avoir une incidence significative sur l'appréciation de son patrimoine, de sa situation financière ou de ses résultats, voir Chapitre 7

(« Organigramme ») et Chapitre 6 (« Aperçu des activités ») ainsi que la note 42 figurant à l'annexe des comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2007.

Glossaire



AIEA	Agence Internationale de l'Énergie Atomique, basée à Vienne (Autriche).
Aléa générique	Dans le domaine nucléaire, incident technique non prévisible commun à un ensemble de centrales nucléaires.
Amont	Voir Cycle du combustible et Portefeuille d'actifs Amont.
ANDRA (Agence Nationale pour la gestion des Déchets Radioactifs)	La Loi du 30 décembre 1991 a créé un établissement public à caractère industriel et commercial, l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA), en charge de la gestion à long terme des déchets radioactifs. À ce titre, l'Agence, placée sous la tutelle des ministres de l'Industrie, de la recherche et de l'environnement, a notamment mis en service les centres de stockage de l'Aube pour la gestion à long terme des déchets à vie courte.
Architecte ensemble	<p>Pour EDF, la notion d'architecte ensemble recouvre la maîtrise :</p> <ul style="list-style-type: none">• de la conception et du fonctionnement des centrales ;• de l'organisation des projets de développements ;• du planning de réalisation et du coût de construction ;• des relations avec l'Autorité de Sûreté Nucléaire ;• de l'intégration directe du retour d'expérience d'exploitation. <p>Le rôle d'architecte-ensemble assure à EDF la maîtrise de sa politique industrielle de conception, de construction et d'exploitation de son parc de centrales.</p>
ASN (Autorité de Sûreté Nucléaire)	L'ASN assure, au nom de l'État, le contrôle de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France pour protéger les travailleurs, les patients, le public et l'environnement des risques liés à l'utilisation du nucléaire. Elle est en charge notamment du contrôle externe des installations nucléaires en France. L'ASN est une autorité administrative indépendante de plus de 300 personnes. L'ASN est représentée, à l'échelon national, par la Direction Générale de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection (« DGSNR »).
Assemblage/combustible	Le combustible nucléaire se présente sous la forme d'assemblages constitués d'un faisceau de 264 crayons, liés par une structure rigide constituée de tubes et de grilles. Chaque crayon est constitué d'un tube de zirconium étanche dans lequel sont empilées les pastilles d'oxyde d'uranium, constituant le combustible. Les assemblages, chargés les uns à côté des autres dans la cuve du réacteur — il faut 205 assemblages pour un réacteur de 1 500 MW —, constituent le cœur du réacteur. En fonctionnement, ces assemblages sont traversés de bas en haut par l'eau primaire qui s'échauffe à leur contact et emporte cette énergie vers les générateurs de vapeur.
Aval	Voir Cycle du combustible et Portefeuille d'actifs aval.
Becquerel (Bq)	Unité légale de mesure internationale utilisée en radioactivité. Le Becquerel (Bq) est égal à une désintégration par seconde. Cette unité représente une activité tellement faible que l'on emploie ses multiples : le MBq (mégabecquerel ou million de becquerels) et le GBq (gigabecquerel ou milliard de becquerels).
Centre de stockage	Les déchets radioactifs à vie courte de faible et moyenne activité (FMA) issus des centrales nucléaires, de l'usine de la Hague, ou encore de l'usine CENTRACO, sont expédiés vers le Centre de stockage de Soullaines dans l'Aube de l'ANDRA, opérationnel depuis 1992. Ce centre d'une capacité de 1 000 000 m ³ a déjà reçu 150 000 m ³ de déchets et possède une capacité d'accueil d'environ 60 ans. Les déchets radioactifs à vie courte de très faible activité (TFA) sont expédiés vers le Centre de stockage de Morvilliers (dans l'Aube également) de l'ANDRA. Ce centre a été mis en service en octobre 2003, a reçu à ce jour 20 000 m ³ de déchets et possède une durée de fonctionnement de 30 années environ.

Glossaire



Chaîne de valeur électrique

La chaîne de valeur électrique comprend les activités non-régulées — production et commercialisation — et les activités régulées — transport et distribution.

Cogénération

Technique de production combinée d'électricité et de chaleur. L'avantage de la cogénération est de récupérer la chaleur dégagée par la combustion alors que dans le cas de la production électrique classique, cette chaleur est perdue. Ce procédé permet ainsi, à partir d'une même installation, de répondre aux attentes des industriels et collectivités territoriales qui ont besoin à la fois de chaleur (eau chaude ou vapeur) et d'électricité. Ce système améliore l'efficacité énergétique du processus de production et permet d'utiliser en moyenne 20 % de combustible en moins.

Combustible

Voir Assemblage/combustible.

Comptage

Système permettant l'enregistrement, en un point donné de connexion au réseau, des volumes de l'électricité transportée ou distribuée (puissance, fréquence, énergie active et réactive).

Congestion

Situation dans laquelle une interconnexion reliant des réseaux de transport nationaux ne peut pas accueillir tous les flux physiques résultant d'échanges internationaux demandés par les opérateurs du marché, en raison d'un manque de capacité de l'interconnexion et/ou des réseaux nationaux de transport en cause.

CRE (Commission de Régulation de l'Énergie)

La Commission de Régulation de l'Énergie a été mise en place le 30 mars 2000. Son but est de veiller au bon fonctionnement du marché de l'électricité et du gaz. La CRE, autorité administrative indépendante, est un organe de régulation pour l'ouverture du marché de l'énergie. Elle s'assure que tous les producteurs et clients éligibles disposent d'un accès non discriminatoire au réseau. Dans le cadre de ses prérogatives, elle surveille, autorise, règle les différends et, le cas échéant, sanctionne. Pour une description détaillée de ses compétences, voir section 6.5.1.2 (« Législation française »).

Cycle combiné à gaz

Technologie la plus récente de production d'électricité dans une centrale thermique fonctionnant au gaz naturel. Un cycle combiné est constitué d'une ou plusieurs turbines à combustion (TAC) et d'une turbine à vapeur, ce qui permet d'en améliorer le rendement. Le gaz de synthèse est envoyé dans la turbine à combustion qui génère de l'électricité et des gaz d'échappements très chauds (fumées). La chaleur des fumées est récupérée par une chaudière qui produit ainsi de la vapeur. Une partie de la vapeur est alors récupérée par la turbine à vapeur pour produire de l'électricité.

Cycle du combustible

Le cycle du combustible nucléaire regroupe l'ensemble des opérations industrielles menées en France et à l'étranger qui permettent de livrer le combustible pour produire de l'énergie en réacteur, puis d'assurer son évacuation et son traitement. Le cycle se décompose en trois étapes :

- l'amont du cycle : le traitement des concentrés issus du minerai d'uranium, la conversion, l'enrichissement et la fabrication du combustible (plus de deux ans) ;
- le cœur du cycle, qui correspond à l'utilisation en réacteur : réception, chargement, exploitation et déchargement (trois à cinq ans) ;
- l'aval du cycle : l'entreposage en piscine, le retraitement des combustibles usés pour réutilisation en réacteurs des matières valorisables, la vitrification des déchets de haute activité, puis l'entreposage des déchets avant stockage.

Déchets

Aujourd'hui, la production de 1 MWh d'électricité d'origine nucléaire (équivalent à la consommation mensuelle de deux ménages) génère de l'ordre de 11 g de déchets, toutes catégories confondues.

Les déchets à vie courte représentent plus de 90 % de la quantité totale, mais ils ne contiennent que 0,1 % de la radioactivité des déchets.

En fonction de leur niveau de radioactivité, ils sont ainsi séparés en deux sous-catégories : les déchets de très faible activité (TFA) et les déchets de faible activité (FA).

	<p>Les déchets de moyenne et haute activité à vie longue (MAVL et HAVL) sont produits en faible quantité, moins de 10 % de la quantité totale, mais ils contiennent la quasi-totalité de la radioactivité des déchets (99,9 %).</p>
Directions Régionales de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement (DRIRE)	<p>Les DRIRE sont chargées de la coordination, au niveau régional, de l'inspection des installations classées pour la protection de l'environnement. L'activité des DRIRE s'exerce pour le compte du ministère en charge de l'Environnement, sous l'autorité des préfets de département.</p>
Disponibilité d'une centrale	<p>Fraction de la puissance disponible sur la puissance théorique maximale en ne tenant compte que des indisponibilités techniques. Le coefficient de disponibilité (Kd) se définit comme le ratio entre la capacité de production réelle annuelle (ou productible annuel) et la capacité de production théorique maximale, avec la capacité de production théorique maximale = puissance installée x 8760 h. Le Kd, qui ne prend en compte que les indisponibilités techniques, à savoir les arrêts programmés, les indisponibilités fortuites et les périodes d'essais, caractérise la performance industrielle d'une centrale. Pour le parc nucléaire d'EDF en France, la capacité de production théorique maximale est de 553 TWh (63,1 GW x 8 760 h).</p>
EaR (<i>Earning at Risk</i>)	<p>Indicateur financier qui désigne la mesure statistique du risque de perte potentielle maximale du résultat d'une entreprise par rapport à son résultat budgété en cas d'évolutions défavorables de marché sur un horizon de temps et avec un intervalle de confiance donnée.</p>
EBITDA	<p>« <i>Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization</i> », correspond à l'excédent brut d'exploitation.</p>
Effacement	<p>Réduction volontaire par un client de sa puissance électrique en échange d'une rémunération.</p>
Effets de change	<p>Les effets de change enregistrés en compte de résultat au cours d'un exercice, reflètent les variations de taux moyen de change entre l'euro et l'une ou l'autre des devises d'opérations des filiales du périmètre de consolidation du Groupe.</p>
Effets de périmètre	<p>Les effets de périmètre, intervenus au cours d'un exercice donné, prennent en compte les acquisitions, cessions et évolutions du périmètre de consolidation du Groupe.</p>
ELD	<p>Entreprise Locale de Distribution.</p>
Enchères de capacité	<p>Début 2001, afin de faciliter l'ouverture du marché français, EDF s'est engagé à vendre aux enchères une partie de sa production, afin de permettre à des énergéticiens européens de la concurrencer en France comme elle le faisait à l'étranger. Cet accord, passé avec la Commission européenne, prévoyait qu'EDF vende des « capacités » électriques à hauteur de 6 000 MW soit 8 % de la production française d'électricité.</p>
Énergies renouvelables	<p>Énergies dont la production n'entraîne pas l'extinction de la ressource initiale. Elles sont essentiellement tirées des éléments terre, eau, air, feu, et du soleil. Elles comprennent l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, l'énergie produite par les vagues et les courants marins, la géothermie (c'est-à-dire l'énergie tirée de la chaleur issue du magma terrestre) et la biomasse (c'est-à-dire l'énergie tirée de la matière vivante, en particulier du bois et des résidus végétaux). On y ajoute souvent l'énergie issue de l'incinération des déchets ménagers ou industriels.</p>
Enrichissement	<p>Procédé par lequel on accroît la teneur en matière fissile d'un élément. Ainsi l'uranium est constitué, à l'état naturel, de 0,7 % d'uranium 235 (fissile) et à 99,3 % d'uranium 238 (non fissile). Pour le rendre efficacement utilisable dans un réacteur à eau pressurisée, il est enrichi en uranium 235 dont la proportion est portée à environ 4 %.</p>

Glossaire



Entreposage

L'entreposage constitue une étape intermédiaire du processus de gestion des déchets nucléaires. Il consiste à placer les colis de déchets dans une installation assurant, pendant une période donnée, leur isolement de l'homme et de l'environnement, avec l'intention de les reprendre par la suite en vue d'un complément de gestion. Les entreposages sont conçus, construits et gérés par les producteurs de déchets (EDF, Areva NC (ex-Cogema), CEA) à proximité des lieux de conditionnement des déchets.

EPR

Réacteur nucléaire à eau pressurisée. Réacteur européen de la dernière génération de réacteur (dite génération 3), né d'une collaboration franco-allemande, offrant des évolutions sur les plans de la sûreté, de l'environnement et des performances techniques.

Fluoration/conversion

Également appelée « conversion », la fluoration permet la purification des concentrés uranifères et leur transformation sous la forme d'hexafluorure d'uranium (UF₆) autorisant son enrichissement avec les techniques actuelles.

FNCCR

Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies.

Fourniture électrique

On distingue dans la demande électrique, quatre formes de consommation :

- la fourniture électrique « de base » (ou « ruban »), qui est produite ou consommée de façon permanente toute l'année ;
- la fourniture de « semi-base » dont la période de production et de consommation est concentrée sur l'hiver ;
- la fourniture de « pointe » qui correspond à des périodes de production ou de consommation chargées de l'année ;
- la fourniture « en dentelle » qui constitue un complément d'une fourniture de « ruban ».

Gaz à effet de serre

Gaz retenant une partie du rayonnement solaire dans l'atmosphère et dont l'augmentation des émissions dues aux activités humaines (émissions anthropiques) provoque une hausse de la température moyenne de la terre et joue très probablement un rôle important dans le changement climatique. Le protocole de Kyoto et la directive 2003/87/CE du 13 octobre 2003 visent les six principaux gaz à effet de serre suivants : le dioxyde de carbone (CO₂), le méthane (CH₄), le protoxyde d'azote (N₂O), les hydrocarbures fluorés (HFC), les hydrocarbures perfluorés (PFC) et l'hexafluorure de soufre (SF₆). Pour la période 2005-2007, seul le dioxyde de carbone fait l'objet en Europe de mesures de réduction d'émissions en application des plans nationaux d'allocation de quotas de gaz à effet de serre.

Gaz naturel liquéfié (GNL)

Gaz naturel mis en phase liquide par l'abaissement de sa température à - 162 °C permettant de réduire 600 fois son volume.

Interconnexion

Ouvrage de transport d'électricité qui permet les échanges d'énergie entre des pays différents, en reliant le réseau de transport d'un pays à celui d'un pays limitrophe.

Marge brute énergies

La marge brute énergies est construite à partir des données comptables du compte de résultat et représente la marge sur coûts d'énergies, de combustibles et d'acheminement dégagée par les ventes d'énergies (c'est-à-dire l'électricité et gaz).

Mécanisme d'ajustement

Créé par RTE le 1^{er} avril 2003, le mécanisme d'ajustement lui permet de disposer de réserves de puissance mobilisables dès que se produit un déséquilibre entre l'offre et la demande.

Midstream

Ensemble des actifs physiques permettant de disposer, d'acheminer et de moduler l'énergie gaz. Ceux-ci peuvent être des actifs physiques (gazoducs, stockage, terminaux GNL, etc.) ou contractuels (droits afférents dans les capacités pré-citées, contrats d'achats, etc.). Le segment midstream inclut les activités de négoce et de trading.

MOX

« *Mixed Oxydes* ». Combustible nucléaire à base d'un mélange d'oxydes d'uranium (naturel ou appauvri) et de plutonium.

MW/MWh	<p>Le MWh est l'unité d'énergie produite par une installation égale à la puissance de l'installation, exprimée en MW, multipliée par la durée de fonctionnement en heures.</p> <p>1 MW = 1 000 kilowatts = 1 million de watts</p> <p>1 MWh = 1 MW produit pendant 1 heure = 1 mégawattheure</p> <p>1 GW = 1 000 MW = 1 milliard de watts</p> <p>1 TW = 1 000 GW</p>
Palier	<p>Dans le domaine nucléaire, le palier désigne l'ensemble des centrales nucléaires d'une même puissance électrique. EDF décline son modèle de réacteur REP selon trois paliers de puissance électrique : le palier 900 MW (34 tranches d'environ 900 MW chacune), le palier 1 300 MW (20 tranches) et le palier 1 500 MW (4 tranches).</p>
Plan National d'Allocation des Quotas (PNAQ)	<p>Ce plan s'inscrit dans le contexte du futur marché européen des permis d'émissions, visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre des industries de l'Union Européenne. Le PNAQ vise à plafonner les émissions de CO₂ des sites industriels et de production d'énergie les plus pollués pour la période 2005-2007.</p>
Plutonium (Pu)	<p>Élément de numéro atomique 94 (nombre de neutrons) dont aucun isotope (éléments dont les atomes possèdent le même nombre d'électrons et de protons — donc les mêmes propriétés chimiques —, mais un nombre différent de neutrons) n'existe dans la nature. Le plutonium 239, isotope fissile, est produit dans les réacteurs nucléaires à partir de l'uranium 238.</p>
Portefeuille d'actifs amont	<p>Ensemble des actifs garantissant la disponibilité d'énergie électrique. Ceux-ci peuvent être des actifs physiques (centrales de production, etc.) ou leur équivalent contractuel : contrats de long terme, participations, contrats donnant droit à une quote-part d'énergie produite.</p>
Portefeuille d'actifs aval	<p>Ensemble des engagements contractuels de cession d'énergie avec des opérateurs ou des clients finals.</p>
Profit at Risk (PaR) (Edison)	<p>Pour ce qui concerne Edison, le <i>Profit at Risk (PaR)</i> représente, pour un intervalle de confiance donné, la dégradation maximale attendue de la valeur d'un portefeuille (MtM) sur un horizon de temps annuel.</p>
Radioprotection (Dosimétrie — Dose)	<p>Dans une centrale, les sources de rayonnements ionisants ont des origines diverses : le combustible lui-même, les équipements activés par les flux neutroniques (particulièrement ceux qui sont proches du cœur, tels la cuve ou son couvercle), des particules issues de la corrosion du circuit primaire des réacteurs et véhiculées par le fluide primaire. Le niveau d'exposition d'une personne est quantifié par l'équivalent de dose exprimé en sieverts (Sv). La somme des équivalents de dose, appelée dosimétrie collective et exprimée en homme-sieverts, est utilisée comme indicateur du niveau de dose reçu par l'ensemble des intervenants. La mobilisation des acteurs de terrain a permis une amélioration continue des performances en matière de protection des personnels contre les effets des rayonnements ionisants.</p>
Réseau de distribution	<p>En aval du réseau de transport, les réseaux de distribution, à moyenne et basse tension, desservent les clients finals (particuliers, collectivités, PME, PMI).</p>
Réseau de transport	<p>Réseau assurant le transit de l'énergie électrique à haute et très haute tension des lieux de production jusqu'aux réseaux de distribution ou des sites industriels qui lui sont directement raccordés ; il comprend le réseau de grand transport et d'interconnexion (400 000 volts et 225 000 volts) et les réseaux régionaux de répartition (225 000 volts, 150 000 volts, 90 000 volts et 63 000 volts).</p>
Responsable d'équilibre	<p>Entreprise avec laquelle RTE-EDF Transport passe un contrat pour le financement des écarts entre le prévu et le réalisé dans les consommations et les productions d'un portefeuille d'utilisateurs mutualisés par le responsable d'équilibre, qui exerce ici un rôle d'assureur en jouant sur l'effet de foisonnement des écarts à la hausse et à la baisse.</p>

Glossaire



Retraitement	Traitement du combustible usé issu d'un réacteur de manière à isoler les matières recyclables (uranium et plutonium) des déchets ultimes.
RPD	Réseaux publics de distribution.
RPT	Réseaux publics de transport.
Stockage	Le stockage consiste à placer les colis de déchets radioactifs dans une installation assurant leur gestion à long terme, c'est-à-dire dans des conditions propres à assurer la sûreté et à maîtriser les risques dans la durée.
Sûreté nucléaire	La sûreté nucléaire regroupe l'ensemble des dispositions techniques, organisationnelles et humaines qui sont destinées à prévenir les risques d'accidents et à en limiter les effets, et qui sont mises en œuvre à toutes les étapes de la vie d'une centrale nucléaire, de la conception à l'exploitation et jusqu'à la déconstruction.
Télé-relève	Comptage à distance de la quantité d'énergie électrique injectée et soutirée du réseau.
Thermie (th)	1 th équivaut à 1,163 kilowattheure ou $4,186 \cdot 10^6$ joules.
Tranche nucléaire	Unité de production électrique comportant une chaudière nucléaire et un groupe turbo-alternateur. Une tranche nucléaire se caractérise essentiellement par son type de réacteur et la puissance de son groupe turbo-alternateur. Les centrales nucléaires EDF comprennent deux ou quatre tranches, plus rarement six.
Tritium (H3)	Isotope de l'hydrogène, émettant des rayonnements bêta, présent dans les effluents des réacteurs à eau pressurisée.
Ultracentrifugation	Ce procédé consiste à faire tourner à très haute vitesse et dans le vide un bol cylindrique contenant de l'hexafluorure d'uranium (UF ₆). Sous l'effet de la force centrifuge, les molécules les plus lourdes (²³⁸ U) se concentrent à la périphérie tandis que les plus légères (²³⁵ U) migrent vers le centre, créant un effet de séparation isotopique.
UO₂	Uranium naturel fluoré puis enrichi. Oxyde d'uranium, forme particulièrement stable chimiquement sous laquelle l'uranium est utilisé en tant que matière fissile dans les assemblages des réacteurs nucléaires à eau sous pression.
Uranium (U)	<p>L'uranium se présente à l'état naturel sous la forme d'un mélange comportant trois principaux isotopes (éléments dont les atomes possèdent le même nombre d'électrons et de protons — donc les mêmes propriétés chimiques —, mais un nombre différent de neutrons) :</p> <ul style="list-style-type: none">• uranium 238, fertile dans la proportion de 99,3 %.• uranium 235, fissile dans la proportion de 0,7 %.• uranium 234. <p>L'uranium 235 est le seul isotope fissile naturel, une qualité qui explique son utilisation comme source d'énergie.</p>
Uranium enrichi	Uranium dont la teneur en isotope 235, le seul fissile, a été portée de son faible niveau naturel (0,7 %) à environ 4 % pour un combustible destiné à un réacteur nucléaire à eau sous pression.
URE (Uranium ré-enrichi)	Pour être utilisé en réacteur, l'URT (uranium issu du retraitement), même s'il contient plus d'uranium fissile qu'à l'état naturel, doit encore être enrichi. On parle alors d'uranium de retraitement enrichi.

URT (Uranium de retraitement)

L'URT, uranium issu du retraitement des combustibles usés, se distingue de l'uranium naturel par sa teneur en uranium 235 légèrement supérieure, et par la présence d'autres isotopes de l'uranium.

VaR (Value at Risk)

Il est recyclable et des recharges d'assemblages combustibles réalisés à partir d'URT sont couramment utilisées en réacteurs.

Vitrification

Indicateur financier qui désigne la mesure statistique du risque de perte potentielle maximale en valeur économique (valeur de marché ou *market to market*) subie par un portefeuille de flux financiers en cas d'évolutions défavorables du marché sur un horizon de temps et avec un intervalle de confiance donnée.

Zones non interconnectées

Opération consistant à immobiliser, dans la structure du verre, par mélange à haute température avec une pâte vitreuse, des solutions concentrées de produits hautement radioactifs.

Zones du territoire national qui ne sont pas reliées (par des lignes électriques) au réseau métropolitain continental (la Corse et les DOM).

ANNEXE A

GROUPE EDF

**Rapport 2007 du Président
du Conseil d'administration d'EDF
sur le gouvernement d'entreprise
et les procédures de contrôle interne**

INTRODUCTION

En application de l'article L. 225-37 du Code de commerce, le présent rapport rend compte des conditions de gouvernance (préparation et organisation des travaux du Conseil d'administration, missions et fonctionnement des comités du Conseil d'administration, information et formation des administrateurs - § 1) d'EDF SA, ainsi que des procédures de contrôle interne mises en place au sein du Groupe EDF (§ 2). Au sens du présent rapport, « le Groupe EDF » est composé de :

- EDF SA ;
- ses filiales appartenant au secteur régulé : RTE et ERDF (cette dernière assurant la gestion du réseau de distribution d'électricité depuis le 1^{er} janvier 2008, avec effet rétroactif au 1^{er} janvier 2007 pour les comptes), pour lesquelles le cadre légal et réglementaire (Loi du 9 août 2004, modifiée par la Loi du 7 décembre 2006 notamment), prévoit une indépendance de gestion spécifique qui limite le contrôle de leurs activités : « les filiales régulées » ;
- ses autres filiales, directes ou indirectes, contrôlées majoritairement, en France ou à l'étranger : « les filiales contrôlées » ;
- ses filiales co-contrôlées au plan financier, sans contrôle opérationnel exclusif (EnBW et Edison, Dalkia International...) : « les filiales co-contrôlées » ;
- ses filiales minoritaires ou participations, directes ou indirectes : « les Participations ».

Nota : le périmètre des comptes consolidés du Groupe est précisé dans l'annexe aux comptes consolidés.

Les pratiques et modalités d'exercice du contrôle peuvent être différentes selon le domaine d'activité spécifique, selon les types d'entités citées ci-dessus, et seront précisées autant que de besoin tout au long du présent rapport.

Pour ce qui concerne la partie décrivant le contrôle interne (§ 2), le plan général du présent rapport est inspiré du référentiel COSO⁷¹, complété, le cas échéant, au vu du cadre de référence en matière de contrôle interne recommandé par l'Autorité des marchés financiers⁷² (AMF). Ainsi, la description de l'organisation du contrôle interne comporte les cinq chapitres du COSO qui traitent des éléments relatifs à l'environnement de contrôle (§ 2.1), à la politique de gestion des risques (§ 2.2), à la communication et la diffusion des informations (§ 2.4), aux activités de pilotage (§ 2.5) et aux activités de contrôle (§ 2.3). Ces dernières sont répertoriées suivant quatre parties qui correspondent aux quatre objectifs préconisés par le cadre de référence de l'AMF :

- procédures de contrôle interne relatives à la réalisation et l'optimisation des opérations (§ 2.3.1) ;
- procédures de contrôle interne relatives à la fiabilité des informations financières (§2.3.2) ;
- procédures de contrôle interne relatives à la conformité aux Lois et aux règlements (§ 2.3.3) ;
- procédures de contrôle interne relatives à l'application des instructions et des orientations de la Tête de Groupe (§ 2.3.4).

Enfin, la conclusion de ce rapport apporte des éléments relatifs à la dynamique d'évolution du contrôle interne au sein du Groupe EDF (§ 3).

Ce rapport a été élaboré par un groupe de travail animé par la Direction de l'Audit et réunissant des experts des Directions Juridique, Contrôle des Risques Groupe, Corporate Finance Trésorerie et Comptabilité ainsi que le Secrétariat Général du Conseil d'administration et le Cabinet de la Présidence. Différents contributeurs, telles la Délégation à l'Éthique et à la Déontologie, la Direction du Système d'Information, la Direction des Ressources Humaines, la Délégation Administrateurs et Sociétés, la Direction Environnement et Développement Durable, la Direction Relations Investisseurs, ont également été sollicités.

1. GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

1.1

Préparation et organisation des travaux du Conseil d'administration

1.1.1 Présentation et pouvoirs du Conseil d'administration

À compter de l'Assemblée Générale du 14 février 2006, conformément à la Loi de démocratisation du secteur public du 26 juillet 1983 et aux dispositions du décret-Loi modifié du 30 octobre 1935, l'État détenant moins de 90 % du capital d'EDF SA, le Conseil d'administration de la

Société est composé de dix-huit membres, dont un tiers sont des représentants des salariés et deux tiers sont nommés par l'Assemblée Générale sur proposition du Conseil d'administration, sous réserve des représentants de l'État nommés par décret. L'État ayant nommé six représentants par décret, l'Assemblée Générale du 14 février 2006 a ainsi nommé six administrateurs : MM Pierre Gadonneix, Frank Dangeard, Daniel Foundoulis, Claude Moreau, Henri Proglio et Louis Schweitzer.

⁷¹ Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission.

⁷² Paru le 22 janvier 2007.

La liste des mandats exercés par les mandataires sociaux figure au chapitre 1.20.7.1 du rapport de gestion d'EDF SA.

Assistent également au Conseil, sans voix délibérative, le chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État⁷³ et le secrétaire du Comité central d'entreprise.

Le Conseil d'administration détermine les orientations de l'activité de la Société et veille à leur mise en œuvre. Il délibère sur toutes les orientations stratégiques, économiques, financières ou technologiques concernant le Groupe ainsi que sur les sujets que la Loi lui a expressément confiés ou qu'il s'est réservés.

Aux termes du règlement intérieur adopté le 23 janvier 2007, le Conseil d'administration doit notamment être saisi pour :

- les opérations de croissance externe et interne ou de cession qui représentent une exposition financière pour l'entreprise supérieure à 200 M€. Ce seuil est abaissé à 50 M€ pour les opérations d'acquisition qui ne s'inscrivent pas dans les orientations stratégiques de la Société ;
- les opérations dans le domaine immobilier supérieures à 200 M€ ;
- les opérations financières, déterminées chaque année par délibération spéciale du Conseil ; ainsi, en 2007 le Conseil a fixé les seuils suivants : les emprunts à long terme de plus de 2,5 Md€ et les cautions, avals ou garanties de plus de 500 M€. En outre, le Président rend compte au Conseil des cautions, avals ou garanties dont le montant unitaire est supérieur à 100 M€, consentis au nom de la Société ou par une entreprise contrôlée par la Société ;
- les marchés, ou ensemble de marchés résultant d'une même consultation (hors achats de combustible nucléaire), dont le montant, y compris le cas échéant leurs avenants successifs, est égal ou supérieur à 100 M€ ; les achats ou ventes à long terme d'énergie, crédits d'émission et quotas de CO₂, par la Société ou par une société qu'elle contrôle exclusivement, portant sur des volumes ou montants annuels supérieurs à :
 - 10 TWh pour l'électricité,
 - 20 TWh pour le gaz (les contrats d'achat ou vente à long terme de gaz supérieurs à 5 TWh et inférieurs à 20 TWh font par ailleurs l'objet d'une information détaillée lors de la séance du Conseil d'administration qui suit leur signature),
 - 250 M€ pour le charbon et le dioxyde de carbone.

Le Conseil d'administration a ainsi examiné et autorisé en 2007, outre de nombreux dossiers liés à l'activité courante de l'entreprise, des sujets majeurs comme :

- la filialisation de l'activité de gestionnaire de réseau de distribution d'électricité, obligation légale résultant de la Loi du 9 août 2004 modifiée par la Loi du 7 décembre 2006, transposant la directive européenne 2003/54 CE qui impose une séparation juridique des activités de distribution. La nouvelle filiale dénommée Électricité Réseau Distribution France (ERDF) est opérationnelle depuis le 1^{er} janvier 2008 ;
- la commande de la chaudière nucléaire pour le réacteur EPR en construction sur le site de Flamenville ;
- les orientations stratégiques en matière de développement nucléaire à l'international ;
- le partenariat avec la société Constellation Energy Group dans le domaine de la production nucléaire aux États-Unis. Ce partenariat se traduira par le développement, la réalisation, la détention et l'exploitation de manière conjointe de centrales nucléaires de type EPR aux États-Unis ;
- la cession des actifs de production détenus au Mexique ;

⁷³ Cette mission exerce le contrôle économique et financier de l'État, conformément au décret du 26 mai 1955. Elle peut exercer des procédures de contrôle de façon étendue.

- la poursuite du renforcement et du renouvellement du parc de production thermique à flamme en France ;
- l'actualisation du référentiel stratégique du Groupe.

1.1.2 Nomination et pouvoirs du Président du Conseil et des Directeurs Généraux délégués

Le Président du Conseil d'administration assume la fonction de Directeur Général. Il est nommé par décret sur proposition du Conseil d'administration.

À l'issue de l'Assemblée Générale du 14 février 2006, le Conseil d'administration a proposé au Gouvernement de nommer Pierre Gadonneix en qualité de Président-Directeur Général. Cette nomination a été décidée par décret en date du 15 février 2006.

Le Président-Directeur Général a tous pouvoirs pour engager la Société sous réserve de ceux attribués au Conseil d'administration (cf. § 1.1.1).

Le Conseil d'administration peut nommer, sur proposition du Président-Directeur Général et à la majorité des membres présents ou représentés, jusqu'à cinq Directeurs Généraux délégués. Leurs pouvoirs et la durée de leur mandat leur sont conférés par le Conseil d'administration, en accord avec le Président-Directeur Général. Les Directeurs Généraux délégués sont, à fin 2007 :

- Daniel Camus, Directeur Général délégué Finances ;
- Yann Laroche, Directeur Général délégué Ressources Humaines et Communication ;
- Jean-Louis Mathias, Directeur Général délégué Intégration et Opérations Dérégulé France.

1.1.3 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration

Le Conseil d'administration s'est réuni 11 fois au cours de l'année 2007 et 20 réunions de comités se sont tenues pour préparer ces séances (cf. § 1.2).

Le taux de participation des administrateurs aux Conseils est relativement stable depuis 2003 (84,32 % en moyenne), avec une légère hausse en 2007 (81,82 %) par rapport à 2006 pour des raisons conjoncturelles. Conformément aux règles de bonne gouvernance d'entreprise (issues notamment des rapports Viénot et Bouton ou encore du rapport AFEP-MEDEF d'octobre 2003) qui recommandent de réaliser un travail d'évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration, le règlement intérieur du Conseil indique que le Comité d'éthique « réalise chaque année un bilan du fonctionnement du Conseil d'administration (...) et propose des sujets de réflexion ».

S'inscrivant dans le cadre des recommandations du rapport Bouton, EDF a en outre décidé de confier tous les trois ans à un cabinet extérieur la réalisation de cette évaluation. À l'issue d'un processus de consultation, le Comité d'éthique du 17 octobre 2007 a donc retenu un cabinet extérieur pour évaluer le fonctionnement du Conseil au cours de l'année 2007. Les administrateurs seront notamment interrogés sur l'organisation et le fonctionnement du Conseil, ses domaines de compétences et ses méthodes de travail, l'organisation et le fonctionnement des comités.

Les résultats seront examinés par le Comité d'éthique et présentés au Conseil d'administration à la fin du premier trimestre 2008.



1.2 Missions et fonctionnement des comités du Conseil d'administration

Pour l'exercice de ses missions, le Conseil s'est doté de comités chargés d'examiner et de préparer certains dossiers en amont de leur présentation en séance plénière. Ces instances sont à fin 2007 : le Comité d'audit, le Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN), le Comité de la stratégie, le Comité d'éthique, et le Comité des nominations et des rémunérations.

1.2.1 Comité d'audit

Le Comité d'audit, composé de cinq membres, est présidé par Monsieur Dangeard, administrateur nommé par l'Assemblée Générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe EDF. Les autres membres sont Messieurs Bézard et d'Escatha, administrateurs représentant l'État, Messieurs Chorin et Villota, administrateurs élus par les salariés. Le Comité entend les Commissaires aux comptes, la Direction Générale, la Direction Financière, le Directeur de l'Audit et le Directeur des Risques. Le Comité étudie et donne, avant passage au Conseil, son avis sur la situation financière de la Société, le plan à moyen terme et le budget, les projets de comptes préparés par la Direction Financière (comptes sociaux d'EDF et comptes consolidés du Groupe). La politique de contrôle des risques est régulièrement examinée par ce Comité qui passe en revue chaque semestre la cartographie consolidée des risques du Groupe, les méthodes de contrôle des risques, le programme d'audit, et les principaux constats et actions correctrices mises en œuvre à la suite des audits du semestre précédent.

Au cours de l'année 2007, le Comité d'audit a examiné les aspects financiers et juridiques de la filialisation de l'activité de gestionnaire de réseau de distribution d'électricité ainsi que différents sujets tels que les assurances ou la centralisation du financement long terme du Groupe EDF.

Le taux moyen de participation au Comité d'audit est de 96 % sur l'année 2007 pour cinq réunions, dont une sous forme de réunion *ad hoc* en l'absence du Président du Comité.

1.2.2 Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN)

Le Comité de suivi des engagements nucléaires est composé de six administrateurs, dont les cinq membres du Comité d'audit et un administrateur dont l'expertise est reconnue dans le domaine nucléaire. Il est présidé par Monsieur Bézard, administrateur représentant l'État, ses autres membres sont Messieurs Dangeard, administrateur nommé par l'Assemblée Générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe EDF, Messieurs Abadie et d'Escatha, administrateurs représentant l'État, Messieurs Chorin et Villota, administrateurs élus par les salariés.

Le Comité a pour mission de suivre l'évolution des provisions nucléaires, de donner son avis sur les questions de gouvernance des actifs dédiés, sur les règles d'adossment actif-passif et sur l'allocation stratégique, et de vérifier la conformité de la gestion des actifs dédiés constitués par EDF aux règles retenues. Il formule au Conseil d'administration les avis et recommandations qu'il juge nécessaires. Ce comité s'est réuni trois fois en 2007, avec un taux de participation moyen de 88,9 %.

1.2.3 Comité de la stratégie

Le Comité de la stratégie, composé de sept membres, est présidé par Monsieur Proglio, administrateur nommé par l'Assemblée Générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe EDF. Les autres membres sont Messieurs Abadie, Bézard et Errera, administrateurs représentant l'État, Madame Daguerre, Messieurs Grillat et Pesteil, administrateurs élus par les salariés. Le comité donne son avis au Conseil d'administration sur les grandes orientations stratégiques de la Société. Il a notamment examiné en 2007 les stratégies amont et aval du cycle du combustible nucléaire, l'évolution de l'équilibre offre-demande en France sur la période 2007-2020, le développement du nucléaire à l'international, ainsi que l'actualisation du référentiel stratégique du Groupe. Le Comité de la stratégie s'est réuni quatre fois en 2007, dont une fois en réunion *ad hoc* en l'absence de quorum, avec un taux de participation moyen de 64,3 %.

1.2.4 Comité d'éthique

Le Comité d'éthique, composé de six membres, est présidé par Monsieur Aurengo, administrateur, personnalité externe au Groupe EDF représentant l'État. Les autres membres sont Messieurs Foundoulis et Moreau, administrateurs nommés par l'Assemblée Générale des actionnaires, Messieurs Chorin, Pesteil et Rignac, administrateurs élus par les salariés. Le Comité veille à la prise en compte de la réflexion éthique dans les travaux du Conseil d'administration et dans la gestion de la Société. Il examine le rapport annuel hors états financiers (rapport d'activité et rapport sur le développement durable), le rapport d'activité du délégué à l'éthique et à la déontologie, ainsi que les rapports du médiateur et de l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection.

De plus, le Comité d'éthique réalise chaque année un bilan du fonctionnement du Conseil d'administration et de l'application de son règlement intérieur, et propose des sujets de réflexion.

Le taux de participation au Comité d'éthique s'élève à 93,3 % en 2007 pour cinq réunions. Ce comité a notamment travaillé à la mise à jour du règlement intérieur approuvé par le Conseil d'administration le 23 janvier 2007, a poursuivi ses travaux de réflexion sur la politique de partenariat avec les prestataires du nucléaire et d'étude sur la gestion des déchets nucléaires. Il a également examiné la mise en œuvre du Code de bonne conduite du distributeur, la politique de communication ainsi que le nouveau référentiel éthique d'EDF.

1.2.5 Comité des nominations et des rémunérations

Le Comité des nominations et des rémunérations est composé de trois membres, et est présidé par Monsieur Schweitzer, administrateur nommé par l'Assemblée Générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe EDF. Les deux autres membres sont Messieurs Dangeard, administrateur nommé par l'Assemblée Générale des actionnaires et également personnalité externe au Groupe EDF, et Monsieur Bézard, administrateur représentant l'État. Le Comité transmet au Conseil d'administration des propositions en vue de la nomination d'administrateurs par l'Assemblée Générale, adresse au ministre de tutelle un avis sur la rémunération du Président-Directeur Général, examine la rémunération des Directeurs Généraux délégués (DGD).

Il transmet au Conseil d'administration son avis sur les modalités de fixation de la rémunération des principaux dirigeants (part fixe et part variable, mode de calcul et indexation), ainsi que sur le montant et les modalités de répartition des jetons de présence. Il s'assure de l'existence de tables de succession pour les postes du Comité Exécutif (cf. § 2.1.6.1).

Les éléments relatifs à la rémunération des mandataires sociaux figurent au chapitre 1.20.7.2 du rapport de gestion d'EDF.

En 2007, ce Comité s'est réuni trois fois avec un taux de participation de 100 %.

1.3 Information et formation des administrateurs

Le Président-Directeur Général porte régulièrement à la connaissance des membres du Conseil d'administration les principaux faits et événements significatifs de la Société intervenus depuis la date du précédent Conseil d'administration.

Le Secrétariat Général du Conseil d'administration communique également aux administrateurs des éléments d'information, que ceux-ci peuvent compléter par des rencontres avec les principaux dirigeants du Groupe sur les sujets figurant à l'ordre du jour du Conseil.

En outre, le Secrétariat du Conseil d'administration organise des réunions

d'information sur des sujets complexes ou à fort enjeu ou sur demande des administrateurs. Ainsi, ont été présentés en 2007 des sujets comme l'optimisation amont-aval et le trading à l'occasion d'une rencontre avec les équipes d'EDF et d'EDF Trading Paris, et l'engagement d'EDF dans le cadre de la Loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs. Par ailleurs, les membres du Comité d'éthique se sont rendus à la centrale nucléaire de Penly pour étayer leurs travaux sur la politique de sous-traitance dans le nucléaire.

À noter également qu'une séance du Conseil d'administration s'est tenue à Londres dans les locaux de la société EDF Energy, permettant ainsi aux administrateurs de bénéficier d'une présentation des principaux enjeux opérationnels et stratégiques de cette filiale d'EDF.

2. LE CONTRÔLE INTERNE DU GROUPE EDF

L'objectif du présent document n'est pas de présenter de façon exhaustive l'ensemble des moyens de contrôle existant au sein des sociétés du Groupe, mais de mettre l'accent sur les procédures de contrôle relatives

aux activités ou risques estimés significatifs, ainsi que sur les dispositifs pérennes principaux en place en 2007, avec une mise en évidence des actions clé développées durant l'année 2007.

2.1 Environnement de contrôle

2.1.1 Politique de contrôle interne

Une nouvelle politique de Contrôle Interne et d'audit interne a été signée par le Président le 7 mars 2006 et sa déclinaison au sein des sociétés du Groupe, avec des modalités d'application différentes selon les structures, s'est poursuivie tout au long de l'année 2007. Les principaux leviers mis en œuvre dans le cadre de cette Politique sont développés ci-dessous (cf. § 2.1.6.4 et § 2.5).

En ce qui concerne les grandes filiales étrangères co-contrôlées (à savoir en l'occurrence EnBW et Edison), une synthèse a été présentée au COMEX (cf. § 2.1.6.1) en mars 2007 concernant les législations en matière de contrôle interne applicables localement, ainsi que les dispositions correspondantes mises en place au sein de ces sociétés. Une décision du Président-Directeur Général d'EDF SA, prise en accord avec les dirigeants de ces sociétés, demande de se préparer aux exigences des directives européennes 2006/43 et 2006/46 applicables à l'horizon 2008, ainsi que de communiquer chaque année les informations relatives à la

description des dispositifs de contrôle interne mis en œuvre au sein de ces sociétés. Ces informations ont été communiquées via les organes de gouvernance des sociétés concernées.

Les mêmes principes sont mis en œuvre avec RTE et ERDF. Concernant le reste du Groupe, cette nouvelle politique fixe le cadre de référence en matière de contrôle interne et d'audit interne applicable au sein des sociétés du Groupe EDF. Elle vise à renforcer la responsabilisation du management sur son contrôle interne, en cohérence avec sa délégation managériale et avec les principaux risques répertoriés. Plusieurs niveaux de contrôle sont identifiés :

- **l'auto-contrôle** et le contrôle hiérarchique réalisés au niveau des activités ;
- **le contrôle interne de premier niveau** exercé à la maille de l'entité managériale responsable de la conduite des activités (entité ou filiale contrôlée rattachée à une Direction de la maison-mère) ;
- **le contrôle interne de deuxième niveau** exercé à la maille de l'entité de regroupement (Direction, Division ou filiale contrôlée directement rattachée à la Tête de Groupe) ;

Annexe A



- **le pilotage** de l'ensemble assuré par la Direction de l'Audit Groupe : animation de la filière du contrôle interne, contrôle des dispositifs de contrôle interne des entités rattachées au Comité Exécutif (Comex).

Chacun de ces niveaux de contrôle est construit en cohérence avec le niveau de délégation managériale correspondant et avec le processus d'analyse des principaux risques, chaque niveau étant responsable du contrôle de ses propres activités et de la vérification des dispositifs de contrôle des activités qu'il a déléguées. Les anomalies détectées par un niveau de management ainsi que les dispositions mises en œuvre pour assurer leur traitement sont communiquées au niveau supérieur.

Chaque directeur d'entité opérationnelle de regroupement et d'entité fonctionnelle support a désigné un « animateur de Contrôle Interne ». Une animation du réseau de ces animateurs est assurée par la Direction de l'Audit (professionnalisation, réunions périodiques, élaboration de référentiels de contrôle et d'auto-diagnostic, fonds documentaire partagé sur Intranet...).

Un guide de contrôle interne a été élaboré et proposé à chaque entité pour l'aider dans la mise en œuvre de son propre dispositif de contrôle interne. Ce guide, construit sur la base des chapitres du COSO, caractérise les domaines de risque concernés, identifie les principaux objectifs de contrôle à explorer, et propose des bonnes pratiques à mettre en œuvre. Il sera annuellement enrichi sur la base du partage de retour d'expérience.

Chacune des 34 entités opérationnelles de regroupement a élaboré à fin 2007 un rapport annuel de contrôle interne comportant notamment, une description de son dispositif de contrôle interne, une auto-évaluation de ce dispositif, l'engagement du Directeur quant à son ambition, et la description des actions envisagées pour l'atteinte de cette ambition. Ce processus sera reconduit chaque année. Le dispositif de contrôle interne ainsi que son auto-évaluation seront désormais audités par la Direction de l'Audit Groupe, chaque année pour un tiers des entités concernées.

Les entités fonctionnelles ont, quant à elles, élaboré en 2007 les objectifs de contrôle relatifs à l'application des politiques majeures de leur champ de responsabilité. Ces objectifs ont été intégrés dans le guide de contrôle interne, validés en octobre 2007 par le TOP 4 (cf. § 2.1.6.1) et seront déclinés par les entités opérationnelles, par intégration dans leurs propres dispositifs de contrôle.

En outre, des actions spécifiques ont été menées et mises en œuvre en 2007 pour répondre aux préconisations du cadre de référence de l'AMF, dans les domaines financier, juridique, de suivi des instructions et orientations de la Tête de Groupe ; toutes ces actions sont précisées au § 2.3 (activités de contrôle).

2.1.2 Démarches Éthique et Qualité Environnementale

2.1.2.1 DÉMARCHE ÉTHIQUE

La Démarche Éthique a été relancée en 2007 par une décision du Président-Directeur Général du 15 mars.

Un nouveau référentiel éthique a été élaboré pour EDF SA intégrant dans un document unique les cinq valeurs du Groupe (respect de la personne, responsabilité environnementale, recherche de la performance, engagement de solidarité, exigence d'intégrité) et leur développement sous la forme de principes d'action collective et de lignes de conduite individuelle.

La définition des valeurs et le contenu des engagements éthiques ont été mis à jour et adaptés à l'évolution des conditions d'activité de l'entreprise. Le document a été diffusé au dernier trimestre 2007 dans EDF SA, et doit être remis individuellement par son manager à chaque salarié. La désignation d'un correspondant éthique dans chaque entité, chargé d'assister les managers dans la promotion des valeurs et la garantie de leur respect, renforce le dispositif éthique existant.

Les valeurs du Groupe servent de cadre de référence pour les démarches éthiques des filiales, pour les codes déontologiques développés dans les métiers et certains domaines ainsi que pour des processus fondamentaux comme le recrutement (référentiel d'embauche), la formation (sensibilisation des salariés), les relations avec les fournisseurs et la sous-traitance (charte fournisseur, accord social sur la sous-traitance), ainsi que l'évaluation des performances individuelles et collectives.

En 2007, les principales filiales étrangères contrôlées ou non, comme EDF Energy, EnBW et Edison ont poursuivi la mise en œuvre de leur propre démarche éthique en cohérence avec celle d'EDF SA. Ceci a également été le cas pour des filiales en Asie (NTPC au Laos) et en Europe Centrale (Hongrie, Pologne).

Le dispositif d'alerte éthique, mis en place à partir de 2004 sur le périmètre EDF SA, reconnaît à tout salarié, comme à tout partenaire externe, un droit d'interpellation par consultation du Délégué Éthique pour tout manquement aux valeurs. Les 43 alertes reçues en 2007 portent notamment sur le respect de la personne (21) et l'intégrité (5) ; elles ont justifié des mesures individuelles de correction pouvant aller jusqu'à la sanction disciplinaire.

2.1.2.2 DÉMARCHE QUALITÉ ENVIRONNEMENTALE

Le Groupe EDF est certifié sur la norme environnementale ISO 14001 depuis le 9 avril 2002. Le périmètre « Groupe » certifié est annexé au certificat et comporte des entités d'EDF SA, des filiales françaises, dont les filiales régulées, et des filiales étrangères, dont EDF Energy. Les filiales EnBW et Edison sont également certifiées ISO 14001 (hors périmètre Certificat Groupe). Après un premier renouvellement obtenu en 2005, le deuxième renouvellement de ce certificat sera sollicité en 2008. Le Système de Management Environnemental du Groupe EDF est organisé de façon à répondre aux dix engagements formulés par le Président dans la Politique environnementale signée en juin 2005.

Les processus mis en œuvre dans le cadre de cette certification contribuent à renforcer la maîtrise des risques environnementaux du Groupe.

2.1.3 Délégations de pouvoirs et habilitations techniques

Le Président-Directeur Général et les Directeurs Généraux délégués délèguent certains des pouvoirs qu'ils ont reçus du Conseil d'administration à leurs collaborateurs directs. Ces délégations servent de fondement à celles consenties aux principaux responsables opérationnels. Depuis juin 2003, les délégations de pouvoirs ont permis une mise sous contrôle plus forte des achats en déléguant le pouvoir de signature des contrats d'achat au seul Directeur des Achats, sous réserve des pouvoirs du Conseil d'administration en la matière (cf. § 1.1.1).

La délégation « représentant de l'exploitant nucléaire » est confiée au Directeur de la Direction Production-Ingénierie, puis elle est subdéléguée aux Directeurs des Divisions Production Nucléaire et Ingénierie Nucléaire. Les habilitations techniques qui donnent l'autorisation d'exercer des activités

relatives aux installations (centrales de production, réseaux électriques...) sont délivrées par chaque chef d'établissement qui doit s'assurer au préalable de l'évaluation des compétences afférentes. Ces exigences s'appliquent à l'ensemble des intervenants, personnel EDF et prestataires.

Dans le courant de l'année 2007, la Direction Juridique a formulé un certain nombre de recommandations s'agissant des délégations existantes ; le processus de signature des nouvelles délégations de pouvoirs a donc été initié en 2007.

2.1.4 La politique de gestion des Ressources Humaines (RH)

Pour assurer la réussite de son projet industriel, dans le contexte actuel d'ouverture totale du marché de l'électricité et du gaz, et de relance des investissements, le Groupe a continué d'élargir et de renouveler ses compétences ; le recrutement, la formation et la mobilité, restent de ce fait des priorités du domaine RH. Il s'agit également de moderniser la protection sociale de ses salariés, de mettre en œuvre la réforme de son régime de retraite, de proposer des rémunérations attractives pour tous les salariés, et d'améliorer les conditions de travail des salariés et des sous-traitants.

Par ailleurs, en 2007, le dialogue social s'est poursuivi à un rythme soutenu, à l'échelle nationale, européenne, avec le Comité d'Entreprise Européen, et mondiale, avec le Comité de Dialogue sur la Responsabilité Sociale de l'Entreprise.

Les principales actions menées dans le domaine RH en 2007 sont les suivantes :

- un engagement EDF SA pour la diversité, par la signature du 2^{ème} accord sur l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes, dont les efforts se sont poursuivis, entre autres, dans la valorisation des parcours professionnels par l'apprentissages de jeunes de tous horizons, et en faveur des jeunes en situations de handicap ;
- un renforcement du dispositif éthique d'EDF SA, par la mise en place d'un numéro vert « vie au travail » pour ses salariés. Un Observatoire de la Qualité de Vie au Travail a commencé ses travaux en 2007 par un état des lieux des conditions de vie au travail à EDF SA, ainsi que sur la capitalisation des pratiques et des expériences dans ces domaines ;
- la mise en œuvre d'une nouvelle politique de recrutement qui vise à intégrer des jeunes répondant aux besoins nouveaux créés par les évolutions du Groupe, des talents qui reflètent la diversité de la société et des clients, et des compétences rares ou nouvelles de haut niveau ;
- la réforme du régime spécial de retraite, lancée par les pouvoirs publics, qui a conduit à une phase de négociations collectives importantes au niveau de la branche professionnelle des Industries Électriques et Gazières, notamment sur les mesures relatives à l'évolution des rémunérations ;
- la mise en place des Institutions Représentatives du Personnel, conformément aux dispositions légales ;
- l'adoption d'un plan d'attribution d'actions gratuites, lié à la performance pour la période 2006 / 2008, et proposé à l'ensemble des salariés d'EDF SA et de certaines sociétés du Groupe.

Par ailleurs, le déploiement par les Directions du périmètre RH & Communication de la politique de Contrôle Interne du Groupe s'est poursuivi en 2007 par la réalisation de revues de processus semestrielles. Elles ont permis de faire le point sur la mise en œuvre des politiques RH et Communication dans les Directions Opérationnelles.

2.1.5 L'organisation et le pilotage des Systèmes d'Information (SI)

L'organisation n'a pas connu d'évolutions significatives en 2007. Les responsabilités de maîtrise d'ouvrage sont assurées par chacune des Directions de l'entreprise pour le périmètre qui la concerne. Les responsabilités de maîtrise d'œuvre sont réparties entre ces directions et la Direction Informatique et Télécommunications qui joue un rôle d'opérateur transverse pour EDF SA et les filiales régionales.

La cohérence d'ensemble est pilotée par la Direction des SI Groupe qui anime la filière SI au travers de politiques communes, la gouvernance des SI étant assurée à deux niveaux dans l'organisation :

- les décisions et arbitrages stratégiques sont soumis, selon leur nature et le périmètre concerné, à un des Comités décisionnels d'EDF (cf. § 2.1.6.1) ;
- les autres décisions importantes sont prises au sein d'un Comité des Directeurs des Systèmes d'Information qui représentent les Directions.

Deux grands chantiers ont été conduits avec succès en 2007 : la préparation de l'ouverture des marchés au 1^{er} juillet 2007 et la filialisation de la distribution au 1^{er} janvier 2008. Ces chantiers ont mobilisé l'ensemble des composantes de la filière SI, à savoir la maîtrise d'ouvrage des SI métiers de la distribution et du commerce, la maîtrise d'ouvrage des SI transverses (Finance et RH notamment), les maîtrises d'œuvre et la DSI Groupe pour la coordination d'ensemble. Enfin, les relations entre EDF SA et la filiale de distribution ERDF seront précisées par un protocole d'accord à finaliser dans le cadre de la mise en place début 2008 de la gouvernance de cette filiale.

Par ailleurs, les travaux du plan stratégique « EDF SI 2010 » ont été poursuivis en 2007 sous le pilotage direct de la Tête de Groupe.

2.1.6 Les acteurs fonctionnels du pilotage du contrôle interne

2.1.6.1 ORGANES DE PILOTAGE DE LA TÊTE DE GROUPE

Les organes de pilotage mis en place répondent à deux orientations majeures : améliorer le fonctionnement en groupe intégré et associer les opérationnels aux mécanismes de décision.

Depuis le 1^{er} avril 2006, le TOP4, qui regroupe le Président-Directeur Général et les trois Directeurs Généraux délégués, est l'organe décisionnel de la Tête de Groupe. Le Comité Exécutif (Comex), instance d'échange stratégique et de concertation sur tous les sujets transverses, est composé des membres du TOP4, des Directeurs Généraux Adjointes, du Secrétaire Général, du Directeur Général d'EDF Energy, du Président du Directoire d'EnBW et de l'Administrateur délégué d'Edison.

Des comités spécifiques décisionnels, en nombre réduit, complètent l'action du Comex : le Comité Coordination France, le Comité des Engagements et Participations, dont une forme *ad hoc* peut traiter des seuls combustibles (CEP-dossiers Combustibles), le Comité des Cadres Dirigeants, le Conseil de la Sécurité Nucléaire, et le Comité Amont-Aval Trading. Des comités ou directoires *ad hoc* complètent le dispositif pour prendre en charge les enjeux majeurs non récurrents. Des modalités spécifiques à la gouvernance du secteur régulé seront mises en place début 2008.

Annexe A



2.1.6.2 LA DIRECTION FINANCIÈRE (DF)

La DF assure le suivi et la maîtrise des risques financiers. Elle assure une veille sur les évolutions des marchés et des techniques financières et analyse les risques financiers des projets. Le Directeur Général délégué Finances préside le Comité des Engagements et Participations (cf. § 2.3.1.2.1).

Au sein de la Direction Controlling Groupe :

- **Le Contrôle de Gestion** a pour missions :
 - de piloter les processus prévisionnels du cycle de gestion du Groupe⁷⁴ (budgets et plans à moyen terme découlant du Projet Industriel), d'assurer la synthèse et de proposer des arbitrages au niveau des Directions et du Groupe. Il joue un rôle d'alerte et de proposition dans l'analyse, avant décision, des conséquences financières des opérations envisagées, ou des niveaux de performance proposés,
 - d'assister le management opérationnel dans le pilotage de la performance : le suivi de l'exécution du budget (faisant l'objet de re-prévisions quatre fois par an) ainsi que des résultats opérationnels, est assuré au travers de revues de performances régulières généralisées au sein des Directions et des filiales contrôlées majoritairement,
 - d'assurer la fonction de contrôle financier du Groupe, en contribuant notamment aux processus de contrôle des investissements et en réalisant des analyses d'optimisation économique et financière.

Le contrôle de gestion est intégré au niveau de chaque entité managériale. Les contrôleurs de gestion font partie du comité de direction des entités auxquelles ils appartiennent. Les Directeurs Gestion Finances des Directions sont nommés et évalués sous le contrôle du Directeur Général délégué Finances.

- **La Comptabilité** a pour missions de :
 - préciser les règles et méthodes comptables du Groupe permettant le bon traitement comptable et la correcte alimentation de la comptabilité par les processus amont,
 - mettre à jour annuellement, pour EDF SA, les référentiels EDF de contrôle interne et de mesure de la qualité comptable déclinés par processus, et d'organiser un retour sur la mise en œuvre par les entités des contrôles prescrits dans le domaine comptable et financier (cf. § 2.3.2.3).

Par ailleurs, sur le périmètre des filiales directement contrôlées, les politiques de contrôle interne comptables sont de la responsabilité de chacune des Directions Financières.

Au sein de la Direction Corporate Finance et Trésorerie (« DCFT »), le **Département Contrôle des Risques Financiers** est en charge de la maîtrise des risques de taux, de change, de liquidité et de contrepartie (cf. § 2.3.1.1.2). De plus, dans le cadre de la politique de Contrôle Interne, le Département Contrôle des Risques Financiers participe à la maîtrise des risques opérationnels des activités de la DCFT.

2.1.6.3 LA DIRECTION DU CONTRÔLE DES RISQUES GROUPE (« DCRG »)

EDF met en œuvre depuis de nombreuses années une politique de gestion de ses risques sur les plans opérationnel, financier et organisationnel. Face à un contexte évolutif, EDF a décidé, dès 2003, de mettre en place un processus global de gestion et de contrôle de ses risques, permettant de

renforcer les dispositifs existants, notamment en créant la Direction du Contrôle des Risques Groupe (« DCRG »). La DCRG a en particulier pour missions de :

- construire et mettre à jour la cartographie consolidée des risques pour le périmètre d'EDF SA et des filiales contrôlées et co-contrôlées (à l'exception de Dalkia International), sur la base des déclarations de ces dernières (cf. § 2.2) ;
- alerter le Président-Directeur Général et le TOP4 sur les risques émergents ou insuffisamment perçus ;
- consolider et actualiser la politique de contrôle des risques, soit en direct sur le périmètre d'EDF SA et des filiales contrôlées, soit par le biais des organes de gouvernance pour les filiales régulées ou co-contrôlées (cf. § 2.2) en s'assurant notamment de l'exhaustivité et de la mise en cohérence des différentes politiques sectorielles de contrôle des risques (cf. § 2.3.1.1) ;
- assurer le déploiement de la politique de risques marchés énergies sur le périmètre d'EDF SA et des filiales contrôlées et, plus généralement, assurer le contrôle de ces risques marchés énergies soit en direct, sur le périmètre d'EDF SA et des filiales contrôlées, soit par le biais des organes de gouvernance, pour les filiales régulées ou co-contrôlées (cf. § 2.3.1.1.1) ;
- contrôler l'exhaustivité et la pertinence des analyses de risques réalisées sur les projets d'investissement et d'engagements de long terme présentés pour décision à des instances de niveau TOP4 ;
- actualiser la politique en matière de gestion de crise sur le périmètre d'EDF SA et des filiales contrôlées, et définir les modalités de coopération avec les filiales régulées en période de crise (cf. § 2.2) ;
- assurer le contrôle de l'ensemble des fournisseurs et marchés sensibles en liaison avec la Direction des Achats et les Directions métiers concernées sur le périmètre d'EDF SA.

2.1.6.4 LA FONCTION AUDIT DE GROUPE

La fonction audit de Groupe est constituée de l'ensemble des moyens de contrôle du Groupe, maison-mère et filiales, exerçant une activité d'audit interne. Elle est organisée autour d'équipes d'audit « métiers » à la maille des principales entités de regroupement (Production-Ingénierie, Commerce, ...) à EDF SA, d'équipes d'audit « dédiées » autonomes pour les principales filiales étrangères (EDF Energy et EDF-Trading, EnBW, Edison) et pour les filiales régulées. La Direction de l'Audit corporate est en charge du contrôle de certains dispositifs de contrôle interne (EDF SA, EDF Energy, EDF-Trading), ainsi que des audits transverses ou d'importance « corporate » pour le Groupe dans le respect des contraintes réglementaires et de gouvernance⁷⁵. L'animation de cette fonction est placée sous la responsabilité du Président qui en confie la mission au Directeur de l'Audit.

La Direction de l'Audit Corporate du Groupe qui intervient sur l'ensemble du périmètre accessible, applique les normes internationales définies par « The Institute of Internal Auditors » :

NORMES DE QUALIFICATION :

- les missions, pouvoirs et responsabilités des auditeurs sont définis dans une charte qui a été mise à jour dans le cadre de la politique de Contrôle Interne du 7 mars 2006. Cette charte rappelle l'indépendance de la fonction d'audit et son lien hiérarchique direct avec le Président-Directeur Général, les missions et les engagements de l'audit interne, les devoirs et les prérogatives des auditeurs et des audités ;
- le Directeur de l'audit est directement rattaché au Président-Directeur Général :

⁷⁴ Le périmètre du cycle de gestion Groupe est celui des comptes consolidés dont le détail est précisé dans l'annexe aux comptes consolidés.

⁷⁵ Selon des accords au cas par cas via les instances de gouvernance pour les filiales non contrôlées et les filiales régulées.

- tous les auditeurs de la Direction de l'Audit Corporate et des Directions d'Audit Métier sont formés à une même méthodologie alignée sur les normes internationales. Ils sont recrutés dans les différents métiers d'EDF SA, ainsi que dans des cabinets d'audit externes. Chaque auditeur est évalué à la fin de chaque mission et une expérience d'auditeur fait partie d'un cursus professionnalisant et valorisant. Un protocole d'accord a été signé en ce sens entre la Direction de l'Audit et la Direction Développement des Dirigeants ;
- le nombre d'auditeurs corporate est du même ordre que la moyenne observée dans l'industrie, à savoir 0,45 auditeur pour 1000 salariés⁷⁶ ;
- les processus clés utiles au bon fonctionnement de la Direction de l'audit sur l'ensemble de la chaîne d'activités (de la définition du programme d'audits jusqu'au suivi de la mise en œuvre des recommandations) sont décrits sous forme de plans qualité faisant l'objet de revues régulières. Une évaluation indépendante a été menée début 2005 et sera renouvelée en 2008 ; celle-ci portera aussi bien sur le fonctionnement des processus opérationnels et la qualité des audits réalisés par la Direction de l'Audit, que sur l'exhaustivité et la pertinence de la prise en compte des objectifs de contrôle interne fixés par l'AMF dans la nouvelle politique de Contrôle Interne du Groupe.

NORMES DE FONCTIONNEMENT :

- la Direction de l'Audit s'est recentrée sur son nouveau cœur de métier, bâti sur le déploiement de la politique de contrôle interne et l'animation de la filière contrôle interne, ainsi que la réalisation des audits transverses et de niveau corporate ;
- le programme d'audit semestriel est arrêté par le Président-Directeur Général puis présenté en Comité d'audit. Pour répondre au nouveau positionnement de la Direction de l'Audit, il est élaboré en prenant en compte :
 - la politique de contrôle interne du Groupe, conduisant à partir de janvier 2008 des missions d'audits des dispositifs de contrôle interne des entités accessibles,
 - les risques Groupe identifiés dans la cartographie des risques,
 - le suivi de la mise en œuvre des décisions de la Direction Générale et l'audit systématiques des grands projets,
 - les demandes du management Tête de Groupe, hors audits flashs demandés en cours d'exécution du programme,
 - les audits de filiales contrôlées de second rang en prestation des directions qui en ont la charge (par exemple Direction Internationale et Gaz),
 - les audits conjoints avec EnBW pour le périmètre de cette structure, ainsi qu'avec Veolia Environnement pour le périmètre de Dalkia International, et les audits réalisés au périmètre de EDF Energy et de EDF-Trading,
- tous les audits donnent lieu à des recommandations qui, après validation par les audités et leur management, font l'objet de plans d'actions de leur part soumis à validation de la Direction de l'Audit. Au cours de l'année qui suit, la Direction de l'Audit s'assure de la mise en œuvre de ces actions correctives, une clôture satisfaisante de l'audit n'étant prononcée que lorsque ces actions sont définitivement mises en place, a contrario une clôture non satisfaisante ou avec réserves donnent lieu à une alerte managériale ;
- les rapports sont rédigés selon trois niveaux de lecture pour faciliter leur

appropriation : rapport détaillé pour les audités, rapport de synthèse pour les responsables des audités, avis de la Direction de l'audit à l'attention des membres du TOP4 ;

- un rapport de synthèse semestriel est élaboré par la Direction de l'audit. Il récapitule les principaux constats d'audit et les actions managériales correctrices correspondantes, ainsi que le résultat des clôtures d'audit réalisées pendant la période. Il identifie par ailleurs les éventuels problèmes récurrents ou génériques apparus dans plusieurs audits sur la période et qui méritent une attention particulière du TOP4. Ce rapport est présenté au Président-Directeur Général puis au Comité d'audit.

Par ailleurs, le Directeur de l'Audit a été missionné en juillet 2007 par le Président-Directeur Général pour vérifier la bonne application de la séparation entre activités régulées et non régulées pendant la période précédant la mise en place de la filiale ERDF.

2.1.6.5 LA DIRECTION JURIDIQUE (DJ)

Afin d'intervenir au plus près des instances de décision, que cela soit au niveau du TOP4, des Directions ou au niveau régional, l'organisation de la DJ est calée sur celle d'EDF. La DJ est saisie pour la rédaction des contrats ainsi que pour l'analyse des risques juridiques relatifs aux projets de l'entreprise. Elle assure également le suivi centralisé des contentieux importants. L'ensemble de ses activités lui permet d'exercer une fonction d'alerte et de prévention des contentieux.

Suite à une décision du Président-Directeur Général de mai 2007, la Direction Juridique pilote la mise en place d'une contrathèque, base de données visant à centraliser l'ensemble des engagements contractuels majeurs du Groupe. La phase de déploiement opérationnel a démarré fin 2007.

2.1.7 Les contrôles externes

Comme toutes les sociétés cotées, EDF SA est soumis au contrôle de l'AMF. Par son statut de société détenue majoritairement par l'État, EDF SA est soumis aux contrôles de la Cour des Comptes, des Contrôleurs d'État, de l'Inspection des Finances, des Commissions des Affaires Économiques de l'Assemblée Nationale et du Sénat, et de la Commission des Marchés.

Conformément à la Loi, les Commissaires aux comptes certifient les comptes annuels (sociaux et consolidés), attestent les comptes consolidés semestriels du Groupe et émettent un rapport sur le rapport annuel du Président du Conseil d'administration pour ce qui concerne les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Compte-tenu de son activité, EDF SA fait également l'objet de contrôles par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) ainsi que par la Direction Générale de la Sécurité Nucléaire et de la Radioprotection.

Les constats de ces différents contrôles externes alimentent notamment les programmes de contrôle interne.

⁷⁶ Source IFACI : résultat de l'enquête sur la pratique de l'audit interne en France en 2005.



2.2 La politique de gestion et de contrôle des risques

Les objectifs de la politique de gestion et de contrôle des risques sont de :

- permettre l'identification et la hiérarchisation des risques dans tous les domaines en vue d'en assurer une maîtrise de plus en plus robuste, sous la responsabilité du management opérationnel ;
- permettre aux dirigeants et aux organes de gouvernance d'EDF SA d'avoir une vision consolidée, régulièrement mise à jour, des risques majeurs et de leur niveau de contrôle ;
- contribuer à sécuriser la trajectoire stratégique et financière du Groupe ;
- répondre aux attentes et informer les parties prenantes externes sur les risques du Groupe et sur le processus de management de ces risques.

Le périmètre de gestion des risques comprend les activités d'EDF SA et celles des filiales contrôlées. Il ne comprend donc pas les filiales régulées et les filiales co-contrôlées qui assurent la gestion de leurs risques sous leur responsabilité respective.

Le périmètre de contrôle des risques est celui du Groupe, à l'exception des Participations. Ce contrôle est réalisé en direct pour le périmètre EDF SA et filiales contrôlées, ou par le biais des organes de gouvernance pour les filiales régulées ou co-contrôlées.

D'une façon générale, la gestion des risques est de la responsabilité des entités opérationnelles et fonctionnelles, pour les risques qui relèvent de leur périmètre d'activité. Le contrôle des risques est assuré par une filière mise en place en toute indépendance des fonctions de gestion des risques (complétée par des filières de contrôle spécifiques notamment pour les risques marchés financiers et marchés énergies – cf. § 2.3.1.1). Cette filière assure notamment une approche homogène en matière d'identification, d'évaluation et de maîtrise des risques. Selon ces principes, chaque semestre, en cohérence avec les échéances associées à la publication semestrielle des comptes consolidés, EDF élabore la cartographie consolidée de ses risques majeurs pour le périmètre d'EDF SA et des filiales contrôlées et co-contrôlées (à l'exception de Dalkia International). Cette cartographie consolidée est réalisée à partir des cartographies établies par chaque entité opérationnelle ou fonctionnelle sur la base d'une méthodologie commune (typologie, principes d'identification, d'évaluation, de mise sous contrôle des risques...). Chaque risque identifié fait

l'objet d'un plan d'action décrit. Les risques majeurs sont placés sous la responsabilité d'un pilote désigné par le TOP4.

La cartographie consolidée fait l'objet chaque semestre d'une validation par le TOP4 et d'une présentation au Comité d'Audit du Conseil d'administration d'EDF SA. Elle fait également l'objet d'échanges fréquents avec les états-majors des principales directions contributrices et les membres de la filière contrôle des risques.

Le processus global de cartographie des risques constitue un support pour de nombreux autres processus : notamment l'élaboration du programme d'audit, la politique Assurances et sa mise en œuvre, la documentation financière (notamment le chapitre « Facteurs de risques » du Document de Référence AMF), l'analyse des risques portant sur des dossiers examinés par les organes décisionnels d'EDF (TOP 4, Comité des Engagements et des Participations, CEP-dossiers Combustibles, Comité Amont-Aval Trading, etc.). Le processus de contrôle des risques contribue notamment à la sécurisation du processus d'investissements et d'engagements long terme en veillant au respect des principes méthodologiques d'analyse des risques pour les dossiers présentés au Comité des Engagements et Participations.

En complément, une politique de gestion de crise, dont la dernière actualisation a été signée par le Président-Directeur Général en juin 2005, est mise en œuvre sur le périmètre d'EDF SA et des filiales contrôlées. Elle consiste notamment :

- à s'assurer de l'existence de dispositifs de crise pertinents, au regard des risques encourus, dans chaque direction d'EDF SA participant à la gestion de la crise et dans les filiales contrôlées ;
- à définir les modalités de coopération avec les filiales régulées en période de crise ;
- à vérifier la cohérence d'ensemble.

Un programme d'exercices de crise permet de tester régulièrement l'efficacité de ces dispositifs et de capitaliser les retours d'expérience. Enfin, l'organisation de crise est régulièrement réajustée, notamment à chaque changement significatif d'organisation interne ou d'environnement externe, ainsi qu'après chaque retour d'expérience de crise majeure.

2.3 Les activités de contrôle du Groupe

2.3.1 Les procédures de contrôle relatives à la réalisation et à l'optimisation des opérations

2.3.1.1 POLITIQUES SECTORIELLES DE CONTRÔLE DES RISQUES

2.3.1.1.1 CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS ÉNERGIES

La politique de risques marchés énergies, formalisée par la décision du Président-Directeur Général du 9 décembre 2005, codifie la gestion de ces risques pour le périmètre d'EDF SA et des filiales contrôlées et précise l'ensemble du dispositif nécessaire à sa mise en œuvre et au contrôle de

son application. Pour les filiales régulées et les filiales co-contrôlées, la politique de risques marchés énergies et le processus de contrôle sont revus dans le cadre des instances de gouvernance de ces sociétés (Conseil d'administration, Comité d'audit). Cette note de politique décrit :

- le système de gouvernance et de mesure, séparant clairement les responsabilités de gestion et de contrôle des risques et permettant de suivre l'exposition sur le périmètre ci-dessus défini ;
- les processus de contrôle des risques impliquant la Direction d'EDF SA en cas de dépassement des limites de risques. A noter qu'un dispositif de contrôle renforcé est mis en place pour la filiale EDF Trading compte

tenu de la spécificité des métiers exercés et de la réactivité nécessaire :

- l'indépendance de la filière contrôle des risques marchés énergies, organisée en deux niveaux, les entités réalisant le contrôle opérationnel et le département Risques Marchés Énergies Groupe de la DCRG assurant le contrôle de deuxième niveau.

Le Comité d'audit d'EDF SA rend un avis sur la politique de risques marchés énergies et sur ses évolutions. Le TOP 4 valide annuellement les mandats de gestion de risques des entités qui lui sont présentés avec le budget.

2.3.1.1.2 CONTRÔLE DES RISQUES FINANCIERS

EDF a mis en place un département Contrôle des Risques Financiers, en charge de la maîtrise des risques de taux, de change, de liquidité et de contrepartie pour les filiales contrôlées. Ce contrôle s'exerce via :

- la vérification de la bonne application des principes du cadre de gestion financière, notamment au travers du calcul régulier d'indicateurs de risque et du suivi de limites de risque ;
- des missions de contrôle – méthodologie et organisation – sur les entités d'EDF SA et les filiales contrôlées ;
- le contrôle opérationnel de la salle des marchés d'EDF en charge de la gestion de la trésorerie. Pour ces activités, un système d'indicateurs et de limites de risque vérifiés quotidiennement est en place pour suivre et contrôler l'exposition aux risques financiers. Il implique le Directeur Trésorier du Groupe, le chef de la salle des marchés et le responsable du Contrôle des Risques Financiers, qui sont immédiatement saisis pour action en cas de dépassement de limites. Un Comité *ad hoc* vérifie périodiquement le respect des limites et statue sur les modifications de limites spécifiques éventuelles.

Il est rendu compte de la mise en œuvre des politiques de gestion des risques financiers au Comité d'audit sur un rythme annuel.

Rattaché à la Direction Corporate Finance et Trésorerie de la Direction Financière, ce Département a un lien fonctionnel fort avec la Direction du Contrôle des Risques Groupe en vue de garantir son indépendance.

2.3.1.2 CONTRÔLES SPÉCIFIQUES

2.3.1.2.1 PROCÉDURE D'APPROBATION DES ENGAGEMENTS

Le Comité des Engagements et des Participations (CEP), présidé par le Directeur Général délégué Finances, examine l'ensemble des engagements du Groupe, hors filiales régulées et filiales co-contrôlées, notamment les projets d'investissement, les projets de cessions et les contrats long terme « Combustibles ». Il valide tout investissement d'un montant supérieur à 20 M€. Depuis fin mars 2003, les réunions du Comité sont systématiquement précédées d'une réunion où sont associés les experts du niveau corporate (DCRG, DJ, DF...) afin de vérifier l'exhaustivité et la profondeur des analyses de risques des dossiers présentés. Ces travaux s'appuient sur un référentiel méthodologique d'analyse des risques des projets de développement qui intègre l'ensemble des impacts et en particulier la valorisation des scénarios de stress.

2.3.1.2.2 CONTRÔLE DES SYSTÈMES D'INFORMATION (SI)

- Organisation du contrôle interne de la filière SI :

Le dispositif de contrôle interne de la filière SI s'intègre dans la politique de contrôle interne du Groupe (propositions d'objectifs de contrôle à décliner par les entités opérationnelles) et porte sur la mise en œuvre des politiques de la filière. Ces politiques touchent en particulier à la sécurité des systèmes d'information, au pilotage des projets SI, à la gestion des

risques SI et au respect des lois Informatique et Libertés.

- Actions dans le domaine de la sécurité des SI :

Les orientations et l'organisation de la sécurité des SI sont définies dans deux documents de référence : la politique de Sécurité des Systèmes d'Information du Groupe EDF et le référentiel de politique sécurité des SI d'EDF SA. Le déploiement de ces politiques ainsi que le niveau de sécurisation sont suivis de façon trimestrielle par un comité sécurité, présidé par la DSI Groupe, rassemblant les Responsables de Sécurité des Systèmes d'information de toutes les entités d'EDF SA. Le comité sécurité rend compte annuellement au comité des directeurs de systèmes d'information. Une action a été menée concernant la maîtrise des risques liés à un sinistre majeur sur les principaux centres de calcul. Des plans de continuité d'activités sont définis et ont été testés pour les applications les plus critiques pour le fonctionnement de l'entreprise.

- Autres actions du domaine SI :

Une nouvelle politique Informatique et Libertés a été définie et déployée sur le périmètre EDF SA en conformité avec la nomination fin 2006 d'un Correspondant Informatique et Libertés.

La DSI Groupe et la Direction de l'audit ont lancé conjointement un diagnostic concernant la robustesse du dispositif de contrôle interne sur les Systèmes d'Information d'EDF. Ce diagnostic vise à améliorer la maîtrise par le Groupe des risques liés aux SI ; ses conclusions sont attendues pour la fin du premier trimestre 2008.

2.3.1.2.3 L'ADMINISTRATION ET LA SURVEILLANCE DES FILIALES

Toute société filiale ou en participation (à l'exception des filiales régulées) est suivie par un Directeur, membre du Comex ou par son délégué. Celui-ci propose les administrateurs représentant EDF au sein des instances de gouvernance de ces sociétés, et leur adresse une lettre de mission et une lettre d'objectifs. Une actualisation de ces rattachements est validée chaque année par le Comité des Cadres Dirigeants.

La Délégation Administrateurs et Sociétés, en place depuis 2002, veille tout particulièrement :

- à la mise à jour de la cartographie du rattachement des sociétés, en fonction des décisions prises par le TOP4,
- au suivi des « compositions cibles », visions anticipées et collectives des compétences, ainsi que des profils nécessaires à une bonne représentation d'EDF au conseil des sociétés Filiales et Participations, en fonction de la stratégie définie par les Directeurs de rattachement,
- au respect du processus de désignation des administrateurs, préalable managérial à la proposition de nomination (conformité à la composition cible, contrôle du nombre de mandats, avis du hiérarchique de l'administrateur proposé,...),
- à la professionnalisation des nouveaux administrateurs (formation initiale par l'Université Groupe, information via le site internet de la communauté administrateurs, formation permanente via les séminaires et ateliers administrateurs).

2.3.1.3 AUTRES POLITIQUES DE CONTRÔLE

EDF a également défini :

- une politique santé-sécurité, signée par le Président-Directeur Général en octobre 2003,
- une politique d'assurances présentée au Conseil d'Administration du



1^{er} juillet 2004, suite au dossier présenté aux administrateurs le 23 octobre 2003 sur la couverture du risque « tempête » pour les réseaux de distribution. Le Conseil a alors pris acte du bilan présenté sur la situation d'EDF SA et des ses filiales contrôlées au regard des risques assurables identifiés et sur les couvertures mises en place. Il a validé un programme de travail destiné à renforcer la connaissance des risques assurables du groupe, à développer la dimension groupe des assurances, à améliorer et optimiser les couvertures existantes et à mettre en place de nouvelles couvertures. À ce dernier titre, le Conseil a approuvé le 22 février 2006 (après avis du Comité d'audit du 17 février), la mise en place du nouveau programme « dommages nucléaires »⁷⁷, destiné à couvrir les dommages accidentels importants qui pourraient toucher les centrales nucléaires d'EDF SA. Un point sur l'avancement de la mise en œuvre du programme de travail du 1^{er} juillet 2004 a été présenté au Comité d'audit du 5 mai 2006 et à celui du 2 avril 2007, qui a approuvé ses lignes de développement futures. Le Comité a également pris connaissance de la vision actualisée des risques assurables et des couvertures du Groupe. En outre, le Comité d'audit, régulièrement informé des évolutions en la matière, a reçu une information le 28 août 2006, sur la finalisation des négociations relatives au programme « Dommages nucléaires » et sur la mise en place de l'assurance « Tous Risques Chantier » pour la tête de série EPR à Flamanville.

2.3.2 Les procédures de contrôle relatives à la fiabilité des informations financières

2.3.2.1 COMPTES DU GROUPE EDF

2.3.2.1.1 PRINCIPES ET NORMES COMPTABLES DU GROUPE

Les normes comptables utilisées par le Groupe EDF⁷⁸ sont conformes aux règles internationales (IAS, IFRS et interprétations) approuvées par l'Union européenne. Les règles et méthodes comptables sont décrites dans le manuel des principes comptables du Groupe et synthétisées dans l'annexe aux comptes consolidés.

2.3.2.1.2 PROCÉDURE D'ÉTABLISSEMENT ET DE CONTRÔLE DES COMPTES CONSOLIDÉS

Les comptes consolidés sont établis par le Département Consolidation à partir des données saisies localement dans chaque entité (entités de la maison mère et filiales) et retraitées conformément aux normes du Groupe, selon un plan de comptes unique.

Les comptes annuels sont présentés au Comité d'audit puis arrêtés par le Conseil d'administration et approuvés en Assemblée Générale. Les comptes consolidés semestriels résumés sont présentés au Comité d'audit et au Conseil d'administration.

Chaque arrêté semestriel et annuel donne lieu à l'établissement d'un planning détaillé de tous les livrables attendus de chaque acteur concerné par la publication des états financiers et des analyses des comptes devant figurer dans le rapport de gestion ou le document de référence. Des réunions avec les Directions de la maison mère et les filiales permettent de préparer chaque arrêté comptable semestriel ou annuel, d'anticiper l'évolution de certains traitements et de fiabiliser l'information comptable et financière publiée. Des indicateurs sont suivis pour mesurer le respect des délais et la qualité des informations remontées. Une analyse a posteriori des difficultés rencontrées lors de la phase de production permet d'améliorer régulièrement le processus de production et d'analyse des comptes consolidés.

L'unification du langage financier entre Comptabilité et Contrôle de

Gestion contribue à la cohérence du pilotage du Groupe. Elle est l'un des moyens d'assurer la continuité entre :

- les données réelles issues de la comptabilité et les données établies dans le cadre des phases prévisionnelles,
- la communication financière externe et le pilotage interne.

Cette communauté de langage favorise le dialogue et la collaboration entre ces deux fonctions à tous les niveaux de l'organisation, et contribue à sécuriser les échanges d'information entre les acteurs et la qualité des informations produites.

Le pilotage de la performance et le dialogue de gestion s'appuient sur des données produites selon les normes comptables Groupe, telles qu'elles sont mises en œuvre pour la publication des comptes consolidés.

2.3.2.1.3 CONTRÔLE INTERNE DE LA QUALITÉ DE LA COMPTABILITÉ AU SEIN DU GROUPE

Sur le périmètre des filiales directement contrôlées, les politiques de contrôle interne comptables sont de la responsabilité de chaque Direction Financière. Des actions de coordination de ces politiques sont prévues en 2008.

2.3.2.2 COMPTES DE LA MAISON-MÈRE EDF SA

2.3.2.2.1 PRINCIPES ET NORMES COMPTABLES

L'activité Distribution d'électricité sur le territoire métropolitain, historiquement portée par EDF SA, a été filialisée avec effet rétroactif au 1^{er} janvier 2007. Cette activité est désormais portée par Electricité Réseau de Distribution France (ERDF) et donc exclue du périmètre des comptes sociaux d'EDF SA.

Les comptes sociaux de la maison-mère EDF SA sont établis conformément à la réglementation française. Les options compatibles avec les règles internationales sont privilégiées lorsque cela est possible.

Grâce à un réseau de correspondants au sein des directions opérationnelles, la traduction en comptabilité des nouvelles activités du Groupe ainsi que les impacts de la transposition de nouvelles normes comptables ou nouveaux règlements sont assurés.

2.3.2.2.2 PROCÉDURE D'ÉTABLISSEMENT ET DE CONTRÔLE DES COMPTES

La qualité de la production comptable des Directions est garantie par une contractualisation avec la Division Comptabilité Consolidation. Cette contractualisation donne lieu, pour chaque niveau de management, à des attestations annuelles de fin d'exercice qui fournissent l'image de la qualité comptable pour l'exercice écoulé et définissent les voies d'amélioration pour l'exercice suivant. Par ailleurs, plusieurs missions d'audit portant sur le périmètre des fonctions comptable et contrôle de gestion sont inscrites au plan d'audit du Groupe, (ainsi en 2007 des missions sur la « justification des dépenses d'investissement - Capex », le « processus budget / PMT / reprévision », la « robustesse du processus paiements », la « gouvernance de la filière achats » et la « mise en œuvre de la politique de risque de contrepartie » ont notamment été réalisées).

En complément aux comptes sociaux, aux termes de la Loi⁷⁹, EDF présente à la CRE, après examen par les Commissaires aux Comptes, des comptes dissociés par domaine d'activité : production, distribution et autres activités. Ces comptes sont élaborés en conformité avec les principes de dissocia-

⁷⁷ Mis en place au 1^{er} avril 2006.

⁷⁸ Le périmètre des comptes consolidés du Groupe est précisé dans l'annexe aux comptes consolidés.

⁷⁹ Loi 2000-108 du 10 février 2000 modifiée par la Loi 2004-803 du 9 août 2004 et la Loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006.

tion et les recommandations formulées par la CRE. Les principes de production de comptes dissociés selon de nouveaux critères (fourniture aux clients ayant exercé leur éligibilité – bénéficiant de nouvelles offres commerciales, fourniture aux clients n'ayant pas exercé leur éligibilité – restés aux tarifs réglementés et fourniture de gaz) sont en cours de validation avec la CRE.

2.3.2.3 CONTRÔLE INTERNE DE LA QUALITÉ DE LA COMPTABILITÉ AU SEIN DE LA MAISON MÈRE EDF SA

La Division Comptabilité Consolidation a formalisé en 2007 la politique de contrôle interne du domaine comptable. Cette politique rappelle les objectifs de fiabilité et de conformité des informations comptables publiées, de préservation des actifs et de prévention et détection des fraudes. Elle concerne le pilotage de l'organisation comptable, les processus amont permettant d'alimenter la base des données comptables et le processus de production de l'information comptable, d'arrêté comptable et de communication financière.

Le dispositif de contrôle interne du domaine comptable est, depuis 2007, complètement intégré à l'ensemble du dispositif de contrôle interne du Groupe. En effet, le guide de contrôle interne du Groupe a été enrichi des objets de contrôle devant être mis en œuvre par l'ensemble des entités concernant la partie des processus transverses amont à la comptabilité (ventes, achats, frais de personnel, immobilisations, stocks, trésorerie, fiscalité et production comptable), ainsi que des objets de contrôle devant être mis en œuvre par les entités de production comptable décentralisées. A l'appui de ce guide de contrôle interne, un référentiel de contrôle de la qualité comptable utilisé au sein de la maison-mère permet, par grands processus transverses de mesurer, via des indicateurs, la qualité des informations comptables produites. Il précise notamment les critères à tester, les méthodes d'échantillonnage préconisées et le reporting à fournir. Ces éléments de mesure contribuent, pour le domaine comptable, à justifier l'auto-évaluation réalisée par les entités depuis l'année 2007.

Les procédures de contrôle de la production comptable visent à vérifier en particulier :

- l'exactitude et l'exhaustivité des enregistrements comptables,
- la correcte évaluation des actifs et des passifs, notamment par le niveau approprié des provisions pour dépréciation et des provisions pour risques,
- la justification régulière des comptes,
- le respect de la séparation des exercices,
- le respect des obligations légales,
- la sécurisation des processus,
- la réalisation des inventaires,
- la prise en compte exhaustive des opérations de centralisation.

Le Guide d'application relatif au contrôle interne de l'information comptable et financière publiée, défini par l'AMF début 2007, a été pris en compte dans le Guide de contrôle interne Groupe et dans les dispositifs de contrôle interne des structures centrales de production des comptes sociaux et consolidés et dans les structures fonctionnelles contribuant à l'information financière publiée. Les dispositifs de contrôle interne continueront à être enrichis sur cette base à l'avenir. L'auto-évaluation annuelle de l'ensemble des structures d'EDF SA et les audits des dispositifs de contrôle interne ultérieurs intégreront également ce nouveau référentiel.

En complément, afin de conforter l'assurance raisonnable sur la qualité des comptes publiés, un travail d'identification des comptes à risques selon différents critères (montants et sensibilité) a été réalisé en 2007.

Pour les comptes identifiés, la vérification de la bonne adaptation du dispositif de contrôle a été initiée. Elle sera poursuivie en 2008.

La mise à jour du référentiel de sécurité financière prenant en compte notamment la généralisation de l'outil SAP a trouvé un aboutissement en 2007.

2.3.2.3.1 ACTIONS DE CONTRÔLE INTERNE COMPTABLES MENÉES EN 2007

Pour préparer l'échéance d'ouverture des marchés du 1^{er} juillet 2007, des actions de sécurisation des comptes clients ont été poursuivies en 2007.

Après l'inventaire des actifs réalisé en 2002/2003, et afin de préparer la filialisation du distributeur, des travaux ont été menés sur les durées d'utilité et l'estimation des valeurs servant de base au calcul de la provision pour renouvellement (cf. annexe aux comptes consolidés). Ces travaux ainsi que des actions de fiabilisation des flux concernant les immobilisations seront poursuivis au niveau de la filiale.

Avec le développement des investissements industriels relatifs au parc de production électrique et en accompagnement des évolutions de normes et d'organisation, entre 2007 et 2012, des actions de renforcement de la fiabilisation du processus d'investissement et d'entrée en immobilisation ont été mises en place au sein de l'activité production. Elles seront poursuivies dans les années à venir.

2.3.2.3.2 PLAN D'ACTIONS DE CONTRÔLE INTERNE COMPTABLE 2008

La vérification de la pertinence du dispositif de contrôle au sein d'EDF SA sera poursuivie en 2008 dans le cadre d'une démarche conjointe associant la comptabilité, le contrôle de gestion et l'Audit interne. Elle sera ensuite étendue aux filiales directement contrôlées et intégrées dans les comptes consolidés. Ces actions permettront d'identifier les bonnes pratiques et de les partager afin d'enrichir le Guide de contrôle interne Groupe.

Sur la base du référentiel de sécurité financière et dans le cadre du renforcement du dispositif de contrôle interne des processus comptables, des actions de maîtrise de scénarii de fraudes seront développées avec les directions opérationnelles et les directions fonctionnelles concernées selon les activités.

Une évolution de l'organisation de la production comptable au sein d'EDF SA est prévue à partir de 2008. L'activité contrôle interne accompagnera cette évolution afin de continuer à garantir voire renforcer la qualité de l'information comptable et financière publiée.

2.3.3 Les procédures de contrôle relatives à la conformité aux lois et aux règlements

La Direction Juridique exerce traditionnellement une mission de veille concernant les évolutions législatives et réglementaires : elle alerte et assure des actions de sensibilisation auprès des directions concernées s'agissant des évolutions susceptibles d'avoir un impact pour le Groupe. Par décision du 1^{er} juin 2007, la Direction Juridique et la Direction de l'Audit ont adopté un plan d'actions visant à formaliser le rôle de la Direction Juridique concernant la définition d'objets de contrôle prescrits aux différentes entités d'EDF afin que leur propre plan de contrôle interne les intègre. Ces objets de contrôle visent à ce que ces entités :

- indiquent à la Direction Juridique les champs de réglementation les concernant plus particulièrement de sorte qu'elle puisse réaliser sa mission de veille de façon optimale,
- associent systématiquement et le plus en amont possible la Direction Juridique à leurs dossiers à enjeux et à risques juridiques majeurs, s'assurent que les délégations qu'elles accordent en leur sein reflètent bien



leur organisation, identifient leurs besoins, en termes de sensibilisation juridique, dans les domaines qui les concernent, y compris les besoins transverses à identifier par la Direction Juridique,

- s'assurent que leurs détenteurs de délégations de pouvoir ont reçu une formation de la Direction Juridique afin d'être en mesure, ensuite, de faire respecter, au sein de leur entité, les textes légaux et réglementaires jugés « fondamentaux ».

2.3.3.1 RÉGLEMENTATION LIÉE À L'EXPLOITATION INDUSTRIELLE

Dans le domaine de l'exploitation industrielle, de nombreuses procédures de contrôle existent et notamment pour le nucléaire, où deux acteurs peuvent être plus particulièrement mentionnés :

- **L'Inspecteur Général pour la Sûreté Nucléaire** (IGSN) qui s'assure, pour le compte du Président, de la bonne prise en compte des préoccupations de sûreté et de radioprotection dans toutes leurs composantes pour les installations nucléaires et dont le rapport annuel est publié à l'externe,
- **L'Inspection Nucléaire**, service directement rattaché au Directeur de la Division Production Nucléaire (DPN), dont les actions de vérification permettent d'évaluer le niveau de sûreté des différentes entités de la DPN. Il peut être noté que ces champs ont fait l'objet d'un audit corporate en 2007.

La Loi du 28 juin 2006 et son décret d'application du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires imposent à l'entreprise de spécifier dans un rapport les procédures et dispositifs permettant d'identifier, d'évaluer, de gérer et de contrôler les risques liés à l'évaluation des charges nucléaires et à la gestion des actifs de couverture. La première version du rapport, répondant aux exigences de la Loi, a été finalisée au mois de juin 2007 ; ce rapport comprend un volet spécifique sur le contrôle interne et sa mise à jour se fera sur une base à minima triennale, avec actualisation annuelle.

Dans les autres domaines (comme par exemple le contrôle des appareils à pression et la surveillance des barrages), chaque entité est responsable de la définition et de la mise en œuvre des procédures de contrôle adéquates.

2.3.3.2 AUTRES RÉGLEMENTATIONS

Des contrôles sont également effectués sur l'application de la réglementation sociale et du travail.

La mise en place de systèmes de management, en particulier dans le domaine environnemental (cf. § 2.1.2.2) et de la Santé Sécurité, a permis d'obtenir un meilleur contrôle de l'application de la réglementation et d'anticiper les évolutions réglementaires.

2.3.4 Les procédures de contrôle de l'application des instructions et des orientations du TOP4

Dans le cadre du déploiement de la nouvelle politique de Contrôle Interne, un diagnostic du contrôle interne de la Tête de Groupe a été mené par la Direction de l'audit dès 2006, avec en particulier une vérification de la bonne application des décisions de la Tête de Groupe sur les 18 derniers mois.

Une décision précise depuis 2007 les modalités d'élaboration, de diffusion et de contrôle des décisions du Président-Directeur Général et des Directeurs Généraux délégués pour les comités qu'ils président. Le contrôle de leur mise en œuvre est respectivement de la responsabilité du chef de cabinet du Président-Directeur Général et des secrétaires des comités correspondants, et peuvent être délégué à la Direction de l'audit à travers notamment les audits du Programme annuel. La Direction de l'audit rend compte dans son rapport semestriel de la mise en œuvre de ces décisions.

2.4 Communication et diffusion des informations

Les points essentiels à noter sont les suivants :

- la communication financière :

depuis son entrée en bourse en 2005, EDF SA a préparé des procédures de nature à prévenir les infractions boursières. Ainsi une procédure organisant les rôles respectifs au sein de la Société en matière d'élaboration, de validation et de diffusion des éléments de communication financière a été définie. En particulier il a été constitué un Comité de l'Information Financière dont les principales missions sont d'assurer la validation et la cohérence des différentes sources de communication financière d'EDF ainsi que d'examiner et de valider le contenu de l'ensemble des vecteurs d'information financière. Ce comité comprend des représentants de la Direction financière, de la Direction de la Communication et de la Direction Juridique. Il est présidé par le Directeur Général délégué Finances. Par ailleurs, il a été rédigé une charte de déontologie boursière dont l'objectif est de sensibiliser aux obligations en matière de communication financière et notamment rappeler les règles en matière de délit d'initié et de prévoir des périodes au cours desquelles les dirigeants et salariés initiés sont invités à ne pas effectuer de transactions sur les titres de la Société,

- le code de bonne conduite :

le respect des codes de bonne conduite pour les filiales régulées est chaque année vérifié par la CRE, qui publie les résultats de ces contrôles dans son rapport annuel,

- la sensibilisation des cadres dirigeants :

l'année 2007 a vu la consolidation des actions mises en œuvre l'année précédente. Ainsi, l'Intranet manager, disponible pour les dirigeants d'EDF a été étendu aux cadres supérieurs. Il permet la communication et le partage d'informations utiles à ces populations (décisions du Président-Directeur Général, référentiels de Groupe, dossiers d'actualité, ...). De même des séminaires sont régulièrement organisés pour permettre à l'ensemble des dirigeants du Groupe de partager les dossiers importants et les évolutions majeures, les thèmes abordés en 2007 étant le fonctionnement des marchés de l'énergie, la formation des prix et le modèle d'activité du Groupe EDF, ainsi que la réforme des Institutions Représentatives du Personnel.

2.5

Les activités de Pilotage de Contrôle Interne du Groupe

Les activités de pilotage de la Direction de l'audit sont de trois types :

- réalisation des audits de contrôle des dispositifs de contrôle (utilisant 20 % des ressources environ), et des différentes autres catégories d'audits corporate, (cf. § 2.1.6.4) intégrant la prise en compte des risques, des dysfonctionnements majeurs éventuels ou des recommandations externes (cf. § 2.1.7),
- suivi de la mise en œuvre des recommandations de ces audits à travers un processus formalisé de clôture d'audit, qui implique la ligne managériale et les animateurs de contrôle interne de chaque entité concernée (cf. § 2.1.6.4), ces derniers étant en charge de s'assurer du pilotage des contrôles au sein de chacune des entités de leur périmètre,
- prise en compte du retour d'expérience, à travers :
 - des synthèses semestrielles de la Direction de l'audit qui pointent les faits saillants mais aussi, le cas échéant, les familles de dysfonctionnements récurrents apparaissant dans plusieurs audits de la période,
 - points annuels réalisés entre la Direction de l'audit et chaque responsable managérial au cours desquels une analyse est partagée sur le

dispositif de contrôle interne, mais également sur l'avancement des plans d'action des audits antérieurs, ainsi que sur les programmes d'audit futurs, ce qui permet de renforcer le lien entre les audits, les risques et les actions de contrôle interne,

- des réunions périodiques bimestrielles du réseau des animateurs de contrôle interne du Groupe (45 personnes environ) qui permettent notamment des benchmarks et des échanges de bonnes pratiques,
- des réunions périodiques des directeurs d'audits des grandes filiales étrangères (notamment EDF Energy, EnBW, Edison) pour des échanges de bonnes pratiques et de benchmarks, ainsi que des travaux communs pour aider les directions générales de ces sociétés dans le renforcement de leurs dispositifs de contrôle interne.

Enfin, un référentiel élaboré par la Direction de l'audit Groupe définit les rôles et responsabilités des équipes d'audit métier, les modalités d'établissement de leurs programmes d'audit, et les modalités de professionnalisation de leurs auditeurs.

3. DYNAMIQUE D'ÉVOLUTION

Depuis plusieurs années, les différentes évolutions dans l'organisation et les modes de fonctionnement du Groupe ont permis de clarifier et de renforcer les procédures de contrôle interne. Ainsi la mise en place d'un processus de gestion et de contrôle des risques, l'affirmation de la démarche éthique, la volonté de normaliser et d'accélérer la production des comptes consolidés, la mise en œuvre d'une nouvelle politique de contrôle interne en adaptation continue pour répondre au mieux aux quatre objectifs clé préconisés par l'AMF (cf. introduction) s'inscrivent dans cette dynamique d'amélioration continue. De plus des chantiers

nouveaux seront menés en 2008, comme par exemple le contrôle du risque de Fraudes ou le diagnostic de l'efficacité du dispositif de Contrôle Interne des Systèmes d'Information.

Ce rapport élaboré par un groupe de travail animé par la Direction de l'Audit dont l'ensemble des participants sont cités en introduction a été examiné successivement par le Comité de l'Information Financière (8 février 2008), les Directeurs Généraux délégués, le Comité d'audit (15 février 2008) et le Conseil d'administration (19 février 2008).

Paris, le 19 février 2008

Le Président-Directeur Général d'EDF SA
Pierre GADONNEIX

ANNEXE B

ÉLECTRICITÉ DE FRANCE S.A.

**Rapport des Commissaires
aux comptes établi en application
de l'article L. 225-235 du Code
de commerce sur le rapport
du Président du Conseil d'administration,
pour ce qui concerne les procédures
de contrôle interne relatives
à l'élaboration et au traitement
de l'information comptable et financière**

Exercice clos le 31 décembre 2007

Électricité de France S.A.

22-30, avenue de wagram – 75008 paris

Électricité de France S.A.

Siège social : 22-30, avenue de Wagram – 75008 Paris

**Rapport des Commissaires aux comptes
établi en application de l'article L.225-235 du Code de commerce sur le rapport du Président du Conseil d'administration, pour ce qui
concerne les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière**

Exercice clos le 31 décembre 2007

Aux actionnaires,

En notre qualité de Commissaires aux comptes de la société Électricité de France S.A. et en application des dispositions de l'article L. 225-235 du Code de commerce, nous vous présentons notre rapport sur le rapport établi par le Président de votre Société conformément aux dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2007.

Il appartient au Président de rendre compte, dans son rapport, notamment des conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil d'administration et des procédures de contrôle interne mises en place au sein de la Société.

Il nous appartient de vous communiquer les observations qu'appellent de notre part les informations contenues dans le rapport du Président concernant les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Nous avons effectué nos travaux conformément à la norme d'exercice professionnel applicable en France. Celle-ci requiert la mise en œuvre de diligences destinées à apprécier la sincérité des informations contenues dans le rapport du Président, concernant les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière. Ces diligences consistent notamment à :

- prendre connaissance des procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière sous-tendant les informations présentées dans le rapport du Président ainsi que de la documentation existante ;
- prendre connaissance des travaux ayant permis d'élaborer ces informations et de la documentation existante ;
- déterminer si les déficiences majeures du contrôle interne relatif à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière que nous aurions relevées dans le cadre de notre mission font l'objet d'une information appropriée dans le rapport du Président.

Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur les informations données concernant les procédures de contrôle interne de la société relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière contenues dans le rapport du Président du Conseil d'administration, établi en application des dispositions du dernier alinéa de l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Paris La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 19 février 2008

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit
Département de KPMG S.A.

Deloitte & Associés

Jean-Luc Decornoy

Michel Piette

Amadou Raimi

Tristan Guerlain

ANNEXE C

GROUPE EDF

**Mandats des administrateurs et
des Directeurs Généraux délégués exercés
au cours des 5 dernières années.
(hors EDF)**

Annexe C



Noms	Mandats en cours		Mandats cinq dernières années et expirés	
	Sociétés / Organismes	Fonction	Sociétés / Organismes	Fonction
Pierre Gadonneix	Transalpina di Energia	Président du Conseil d'administration	Gaz de France Fondation	Président Président
	Edison	Administrateur	Gaz de France	
	Conseil Mondial de l'Énergie	Vice-Président Europe – élu Président pour la période fin 2007-fin 2010	Gaz de France International	Président
	Association Electra	Président du Conseil d'administration	Petrofigaz (puis Solfea) MEGAL GmbH	Administrateur Vice-Président
	Conseil Économique et Social	Membre	NOVERCO Inc.	Membre du Conseil de surveillance Administrateur
	Fondation Nationale des Sciences Politiques	Membre du Conseil d'administration	Dalkia	Membre du Conseil de surveillance
	Comité de l'Énergie Atomique	Membre	C3 SAS	Président
	Banque de France	Membre du Conseil Consultatif		
Pierre-Marie Abadie	Direction de la demande et des marchés énergétiques	Directeur		
André Aurengo	Service de médecine nucléaire du groupe hospitalier Pitié-Salpêtrière	Chef du Service	Société française de radioprotection (SFRP)	Président
	Académie de médecine	Membre		
	Haut Conseil de la Santé Publique	Membre		
Bruno Bézard	Agence des Participations de l'État (APE)	Directeur Général	Renault	Administrateur
	Areva	Membre du Conseil de surveillance	France Télévisions SNCF	Administrateur Administrateur
	La Poste	Administrateur		
	Air France-KLM	Administrateur		
	France Télécom	Administrateur		
Thalès	Administrateur	—		
Gérard Errera	Ministère des Affaires Étrangères et européennes	Secrétaire Général		—
	Areva	Membre du Conseil de surveillance		
	Comité de l'Énergie Atomique	Membre		
Yannick d'Escatha	Centre National d'Études Spatiales (CNES)	Président du Conseil d'administration	France Télécom SNET	Administrateur Administrateur
	École Polytechnique	Président du Conseil d'administration	EnBW	Membre du Conseil de surveillance
	Arianespace SA	Représentant permanent du CNES		
	Arianespace Participation	Représentant permanent du CNES		
	STARSEM	Représentant le CNES en qualité de censeur		
	RATP	Administrateur		
Philippe Josse	Ministère du Budget, des Comptes publics et de la Fonction publique	Directeur du budget	Défense Conseil international	Administrateur
	Air France-KLM	Administrateur	Société nationale immobilière	Administrateur
	SNCF	Administrateur		
Frank E. Dangeard	Thomson	Président-Directeur Général jusqu'au 9 avril 2008	Thomson	Administrateur puis Président non exécutif
	Calyon	Administrateur	Equant	Administrateur
	(Groupe Crédit Agricole)		Eutelsat	Administrateur
	Symantec	Administrateur	Orange	Administrateur

Noms	Mandats en cours		Mandats cinq dernières années et expirés	
	Sociétés / Organismes	Fonction	Sociétés / Organismes	Fonction
Daniel Foundoulis	Conseil National de la Consommation	Membre du bureau	—	—
	Groupe Consultatif Européen des Consommateurs à Bruxelles	Membre représentant la France		
	Conseil National des Associations Familiales Laïques	Vice-Président		
Claude Moreau	SCI La Maison de l'Industrie	Gérant	Commission interministérielle	Président
	Pôle de compétitivité Mobilité et transports Avancés	Administrateur	« Véhicules propres et économes en énergie »	
Henri Proglio	Veolia Environnement	Président-Directeur Général	Vivendi Environnement	Président du Directoire
	Veolia Transport	Président du Conseil d'administration	B 1998 SL CEO	Administrateur Membre du Conseil de surveillance
	Veolia Eau	Gérant	CFSP	Membre du Conseil de surveillance
	Veolia Propreté	Président du Conseil d'administration		Administrateur
	Dalkia	Membre des Conseils de surveillance A & B	Comgen Australia Connex	Président-Directeur Général
	Dalkia France	Président du Conseil de surveillance	Connex Asia Holdings Connex Leasing	Administrateur
	Dalkia International	Administrateur	Connex Transport AB	Administrateur
	Eaux de Marseille	Administrateur	Connex Transport	Administrateur
	Sarp Industries	Administrateur	Royaume-Uni	
	Veolia Water	Président du Conseil d'administration	Coteba Management Eaux de Melun	Administrateur Membre du Conseil de surveillance
	Veolia Environmental Services Australia	Administrateur	Esterra	Administrateur
	Veolia Transport Australia	Administrateur	FCC Espagne Grucyca	Administrateur
	Veolia Environmental Services	Administrateur	Montenay International ONYX	Administrateur
	Veolia Transport Northern Europe	Administrateur	ONYX Royaume-Uni Holdings	Président-Directeur Général
	Veolia Environmental Services North America	Administrateur	OWS	Administrateur
	Veolia Eau	Gérant	SAFISE	Administrateur
	Siram	Administrateur	SEURECA	Administrateur
	Casino Guichard	Administrateur	Elior	Membre du Conseil de surveillance
	Perrachon		Wasco	Administrateur
	CNP Assurances	Administrateur	Vinci	Administrateur
	Lagardère	Membre du Conseil de surveillance	Sarp Thalès	Administrateur
	Natixis	Membre du Conseil de surveillance	CNP Assurances	Membre du Conseil de surveillance
	Caisse nationale des Caisses d'Épargne	Censeur au Conseil de surveillance	Veolia Environmental Services Asia	Administrateur

Annexe C



Noms	Mandats en cours		Mandats cinq dernières années et expirés	
	Sociétés / Organismes	Fonction	Sociétés / Organismes	Fonction
Louis Schweitzer	Haute Autorité de Lutte contre les Discriminations et pour l'Égalité (HALDE)	Président	Compagnie Financière Renault	Administrateur
	Renault SA	Président du Conseil d'administration	Pechiney	Administrateur
	Le Monde et Partenaires Associés	Président du Conseil de surveillance	Renault Crédit	Administrateur
	Le Monde SA	Président du Conseil de surveillance	International Banque Renault-Nissan BV	Président du Directoire
	Société Editrice du Monde	Président du Conseil de surveillance		
	BNP-Paribas	Administrateur		
	L'Oréal	Administrateur		
	Veolia Environnement	Administrateur		
	AB Volvo	Administrateur		
	Astra Zeneca	Président du Conseil d'administration		
	Allianz	Membre du Comité consultatif		
	Philips	Vice-Président du Conseil de surveillance		
	Banque de France	Membre du Comité consultatif		
Marie-Catherine Daguerre	—	—	—	—
Jacky Chorin	—	—	Gaz de France	Administrateur
Alexandre Grillat	—	—	—	—
Philippe Pesteil	—	—	—	—
Maxime Villota	—	—	—	—
Jean-Paul Rignac	—	—	—	—
Daniel Camus	Dalkia	Membre du Conseil de surveillance	Aventis Pharma France	Membre du Conseil de surveillance
	EnBW	Membre du Conseil de surveillance	Hoechst Marion Roussel	Membre du Directoire
	EDF Energy	Président du Conseil d'administration	Aventis Pharma Inc.	Administrateur
	EDF International	Président du Conseil de surveillance	Bridgewater	Président du Conseil d'administration
	Edison	Administrateur	Aventis Pharma GmbH	Membre du Directoire
	Transalpina di Energia	Administrateur	Aventis Pharma AG	Membre du Directoire
	Morphosys	Membre du Conseil de surveillance	EDF Trading	Président du Conseil d'administration
	Valeo	Administrateur		
Yann Laroche	EDF Energy	Membre du Conseil d'administration	RAC Électricité	Membre du Conseil de surveillance
	ERDF	Président du Conseil de surveillance		

Noms	Mandats en cours		Mandats cinq dernières années et expirés	
	Sociétés / Organismes	Fonction	Sociétés / Organismes	Fonction
Jean-Louis Mathias	EDF Trading	Président du Conseil d'administration	Gaz de France	Direction
			Fondation Gaz de France	Administrateur
	EDF Développement Environnement	Président du Conseil d'administration	Gaz de France International	Censeur
	Dalkia	Membre du Conseil de surveillance	Compagnie Française des Méthanes	Administrateur
			Compagnie Française des Méthanes Holding	Administrateur
			COFATHEC	Administrateur
			COGAC	Administrateur
			Gaz du Sud Ouest	Administrateur
			Petrofigaz	Administrateur, représentant permanent de Gaz de France
			Gaselys	Membre du Comité de Direction
		Association Française du Gaz	Administrateur	

ANNEXE D

**Informations rendues publiques
par le Groupe EDF durant les douze derniers
mois (document annuel établi en application
de l'article 222-7 du Règlement général
de l'Autorité des marchés financiers)**

DOCUMENT ANNUEL ÉTABLI EN APPLICATION DE L'ARTICLE 222-7 DU RÈGLEMENT GÉNÉRAL DE L'AUTORITÉ DES MARCHÉS FINANCIERS

En application de l'article 222-7 du Règlement général de l'AMF, le tableau suivant présente la liste de toutes les informations rendues publiques par EDF depuis le 1^{er} janvier 2007 pour satisfaire aux obligations législatives ou réglementaires en matière d'instruments financiers, d'émetteurs d'instruments financiers et de marchés d'instruments financiers.

Informations publiées par EDF et accessibles sur les sites Internet de l'Autorité des marchés financiers (AMF) (www.amf-france.org) et/ou de EDF (www.edf.fr)

Information	Date
Le Groupe EDF et le Consortium d'industriels EXELTIUM signent un partenariat industriel et commercial	16/01/2007
EDF commande à AREVA la chaudière nucléaire de la future centrale EPR de Flamanville	24/01/2007
<i>Edison and DEPA : a major step forward in the IGI project to build an Italy-Greece natural gas pipeline (version anglaise)</i>	31/01/2007
<i>Edison is awarded five new hydrocarbon explorations licenses in Norway (version anglaise)</i>	12/02/2007
Chiffre d'affaires 2006 du Groupe EDF : 58,9 milliards d'euros, en croissance de 15,4 %	14/02/2007
Chiffre d'affaires 2006 : 334,8 millions d'euros — EDF Energies Nouvelles	14/02/2007
<i>Edison net profit jumps to 654 million euros (+30 %) (version anglaise)</i>	19/02/2007
<i>EnBW presents consolidated financial statements for fiscal 2006 Group net profit in excess of one billion euros for the first time (version anglaise)</i>	20/02/2007
Des résultats 2006 en ligne avec la trajectoire prévue :	
– accélération des investissements opérationnels en France	
– dynamisme des activités internationales	21/02/2007
Présentation des résultats annuels 2006	21/02/2007
<i>Edison and Petrobas form an alliance for a hydrocarbon exploitation project in Senegal (version anglaise)</i>	27/02/2007
EDF Energies Nouvelles lance la construction d'un parc éolien de 52 mégawatts en France	28/02/2007
Nouvelle mise aux enchères de capacités de production d'électricité	07/03/2007
EDF Energies Nouvelles prend position dans les biocarburants :	
signature d'un protocole d'accord avec le leader européen de la distribution d'éthanol	12/03/2007
EDF Energies Nouvelles — 2006 : Forte croissance des résultats	
– EBITDA : + 47,3 %	
– Résultat net : + 31,9 %	
– Confirmation des objectifs opérationnels et financiers	12/03/2007
Mise en service d'un parc éolien de 72 MW en Italie	19/03/2007
<i>Gas liquefaction train 5 was inaugurated in Qatar. Output will be dedicated to the Rovigo LNG Terminal (version anglaise)</i>	20/03/2007
EDF et l'Association des maires de France signent une convention de partenariat	28/03/2007
EDF et l'énergéticien néerlandais Delta vont construire et exploiter une centrale à cycle combiné à gaz aux Pays-Bas	29/03/2007
EDF renforce ses activités dans le domaine des énergies renouvelables réparties et acquiert 66,5 % de SUPRA	29/03/2007
<i>Edison : The shareholders' meeting approves the 2006 Annual Report</i>	05/04/2007
EDF engage le processus de cession du solde de sa participation dans le distributeur d'électricité argentin Edenor	10/04/2007
EDF Energie Nouvelles acquiert 50 % des parcs éoliens de Nurri et d'Andretta Bisaccia, ses deux premières réalisations en Italie	17/04/2007
Nomination du Président du Directoire de RTE-EDF Transport	26/04/2007
<i>2007 annual general meeting : EnBW elaborates further strategy for climate protection and growth (version anglaise)</i>	26/04/2007
<i>2007 annual general meeting : The fourth time in a row — EnBW generates record result for the first quarter (version anglaise)</i>	26/04/2007
<i>Price Cut for EDF Energy Customers (version anglaise)</i>	30/04/2007
Mise en service d'un parc éolien de 24 MW au Royaume-Uni	30/04/2007
<i>EDF Energy signs green electricity deals with Flack Renewables Ltd (version anglaise)</i>	04/05/2007
<i>Net profit rises to 87 Million Euros, +28 % (version anglaise)</i>	09/05/2007
Chiffre d'affaires du 1 ^{er} trimestre 2007 : 47,7 millions d'euros	10/05/2007
1 ^{er} trimestre 2007 : Croissance organique du chiffre d'affaires de 1,8 %, impactée par un climat doux	14/05/2007
L'énergie hydraulique, 1 ^{ère} des énergies renouvelables du groupe EDF	18/05/2007
EDF détermine à apporter son expérience et ses compétences nucléaires au service des projets britanniques	23/05/2007
EDF Energies Nouvelles lance la construction de son premier parc éolien <i>offshore</i> au sein de C-Power	23/05/2007
EDF et EnBW co-investissent dans un projet de développement de capacités de stockage de gaz naturel en Allemagne	31/05/2007
<i>EDF and EnBW secure usage rights for underground gas caverns (version anglaise)</i>	31/05/2007
Pour finaliser sa préparation à l'ouverture des marchés, ES filiale l'activité de fournisseur d'énergies	01/06/2007
EDF et l'ouverture du marché de l'énergie au 1 ^{er} juillet 2007	06/06/2007
Nomination de Marianne Laigneau, Secrétaire général et membre du Comité exécutif du Groupe EDF	11/06/2007
EDF prête à l'ouverture totale des marchés de l'énergie le 1 ^{er} juillet 2007	15/06/2007
EDF renforce son programme de construction de nouvelles centrales thermiques à flamme en France	18/06/2007

Information	Date
EDF attribue à AREVA le premier des grands contrats pour les prochaines visites décennales des réacteurs nucléaires de 900 MW	19/06/2007
<i>Prof. Claassen does not make himself available for the extension of the contract (version anglaise)</i>	19/06/2007
EDF et RasGas annoncent un accord dans le gaz naturel liquéfié	26/06/2007
<i>Hans-Peter Villis succeeds Prof. Utz Claassen as CEO of EnBW (version anglaise)</i>	05/07/2007
EDF Energies Nouvelles franchit une nouvelle étape dans le développement de la filière solaire photovoltaïque	09/07/2007
EDF sponsor officiel et partenaire développement durable de London 2012	11/07/2007
<i>Joint venture with Hellenic Petroleum in Greece (version anglaise)</i>	11/07/2007
<i>The put and call options on the Edipower share capital were exercised (version anglaise)</i>	16/07/2007
EDF et Constellation Energy signent un partenariat stratégique pour le développement conjoint de centrales nucléaires de type EPR aux États-Unis	20/07/2007
<i>EnBW's CEO Prof. Dr. Utz Claassen ends term of office on September 30, 2007 (version anglaise)</i>	24/07/2007
EDF Energies Nouvelles passe une nouvelle commande de turbines à REpower pour son développement éolien aux États-Unis	25/07/2007
<i>EDISON : Profit before taxes rises to 466 million euros, +64 % (version anglaise)</i>	27/07/2007
1 ^{er} semestre 2007 : Croissance organique du chiffre d'affaires de 2,2 %, caractérisée par la douceur climatique du début d'année	02/08/2007
<i>The fourth time in a row — EnBW presents record result for the first six months</i>	08/08/2007
Hausse modérée des tarifs de vente de l'électricité	16/08/2007
EDF dépêche des renforts exceptionnels en Martinique	20/08/2007
Nouvelle progression des résultats au 1 ^{er} semestre 2007 conforme aux objectifs annoncés	31/08/2007
EDF et Toyota annoncent un partenariat technologique en Europe relatif aux véhicules hybrides rechargeables	05/09/2007
Rachat de la participation d'EGL dans Electricité de Strasbourg	07/09/2007
EDF, Partenaire Officiel de la Coupe du Monde de Rugby 2007	12/09/2007
EDF Energies Nouvelles annonce la signature d'un nouveau contrat d'approvisionnement en modules photovoltaïques	17/09/2007
EDF Energies Nouvelles met en service 36 mégawatts éoliens en Grèce	17/09/2007
1 ^{er} semestre 2007 : résultats et perspectives conformes aux objectifs	17/09/2007
Cession de 84,5 % du capital de la Compagnie Eolienne du Détroit qui exploite un parc éolien au Maroc	17/09/2007
Bleu Ciel d'EDF, le nouvel horizon commercial d'EDF	21/09/2007
La Secrétaire d'État chargée de l'Écologie encourage les équipes finalistes d'EDF concourants aux Trophées du développement durable	05/10/2007
<i>EDF Energy calls for positive decision on new nuclear (version anglaise)</i>	08/10/2007
EDF Energies Nouvelles signe son troisième contrat d'approvisionnement en modules photovoltaïques	16/10/2007
EDF poursuit son programme de cessions avec la vente de ses actifs au Mexique	25/10/2007
La déconstruction des centrales nucléaires de première génération	26/10/2007
<i>Green light for EDF Energy's new CCGT at West Burton (version anglaise)</i>	30/10/2007
Chiffre d'affaires EDF Energies Nouvelles des 9 premiers mois de 2007 : 283,4 millions d'euros	07/11/2007
Information trimestrielle : Croissance organique du chiffre d'affaires de 1,4 % sur les 9 premiers mois de 2007	08/11/2007
<i>Profit before taxes rises to 584 Million Euros, a gain of 13.4 % (version anglaise)</i>	08/11/2007
<i>Quarterly financial results for January – September 2007 : EnBW solidly on track for growth (version anglaise)</i>	09/11/2007
EDF Energies Nouvelles met en service un nouveau parc éolien de 16 MW en France	13/11/2007
Communiqué d'EDF publié à la demande de la Commission belge bancaire, financière et des assurances	14/11/2007
EDF Energies Nouvelles annonce la mise en service du parc éolien de Fenton aux États-Unis et franchit le seuil des 1 000 MW nets en fonctionnement	14/11/2007
EDF devient investisseur et opérateur en Chine pour développer des centrales nucléaires de type EPR avec son partenaire CGNPC	26/11/2007
EDF lance une large campagne de recrutement en accueillant plus de 1 000 étudiants à la Cité des Sciences et de l'Industrie	26/11/2007
L'Énergie nucléaire : pivot d'une production d'électricité sûre, efficace, compétitive et sans CO ₂	27/11/2007
Rejoindre EDF, leader européen des énergies de demain	27/11/2007
<i>Investments of 6.2 billion euros in 2008-2013 (version anglaise)</i>	29/11/2007
EDF et Enel signent un partenariat stratégique sur l'EPR de Flamanville au sommet franco-Italien	30/11/2007
EPR de Flamanville : démarrage de la construction de l'îlot nucléaire conformément au calendrier annoncé	04/12/2007
Les propositions d'engagement d'EDF relatives à son offre aux fournisseurs alternatifs d'énergie acceptées par le Conseil de la concurrence	10/12/2007
Le projet EPR (<i>European Pressurized Water Reactor</i>) à Flamanville 3	12/12/2007
Information	Date
Vague de froid : EDF mobilise ses moyens de production et poursuit ses investissements	19/12/2007
ERDF, nouvelle filiale d'EDF, en charge de la gestion du réseau de distribution	20/12/2007
Nominations dans le cadre de la création d'ERDF, nouvelle filiale d'EDF en charge de la gestion du réseau de distribution	21/12/2007
EDF a cédé ses actifs mexicains au groupe espagnol Gas Natural	28/12/2007
EDF Diversiterre : un nouveau statut pour la Fondation EDF	09/01/2008
EDF Energies Nouvelles poursuit son approvisionnement en modules photovoltaïques	14/01/2008
EDF et l'État du Qatar engagent une coopération dans le domaine énergétique	14/01/2008
Le Groupe ES, acteur majeur dans PEREN, réalise la plus importante installation de panneaux photovoltaïques en Alsace	14/01/2008
EDF Energies Nouvelles signe un accord avec REH pour développer la technologie CETO utilisant l'énergie des vagues	15/01/2008
EDF accueille le docteur Pachauri, prix Nobel de la Paix, à l'occasion de la remise des Trophées du Développement durable et annonce la création de la Fondation européenne pour les énergies de demain	17/01/2008

Annexe D



Information	Date
EDF vient de procéder avec succès à une émission obligataire d'un montant de 1,5 milliard d'euros	18/01/2008
L'énergie thermique à flamme : un atout essentiel dans le parc de production d'EDF pour répondre en temps réel aux pointes de consommation d'électricité	22/01/2008
EDF lance un concours d'architecture pour promouvoir l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables dans l'habitat	29/01/2008
EDF donne accès à 1 500 MW d'électricité aux fournisseurs alternatifs en France	31/01/2008
EDF et la relance de l'énergie nucléaire dans le monde	04/02/2008
EDF Energies Nouvelles — Chiffre d'affaires 2007 : 560,5 millions d'euros	07/02/2008
EDF accueille le centre européen de recherche sur l'efficacité énergétique sur son site des Renardières (77)	11/02/2008
Chiffre d'affaires annuel 2007 : 59,6 milliards d'euros, en croissance organique de 2,5 %	13/02/2008
EDF signe un contrat d'approvisionnement en gaz naturel liquéfié avec le groupe espagnol Gas Natural	14/02/2008
Le Groupe EDF poursuit son engagement en faveur de l'insertion professionnelle des jeunes issus des quartiers en difficultés	15/02/2008
Résultats 2007 : EDF affiche une nouvelle année de progression de ses performances et de développement	20/02/2008
Présentation des résultats 2007	20/02/2008
EDF et EDF Energies Nouvelles organisent leur développement dans les énergies réparties	25/02/2008
EDF Energies Nouvelles : résultats annuels 2007 — une nouvelle année de forte croissance	25/02/2008
ERDF : premiers comptes de la filiale de distribution d'EDF	25/02/2008

Informations déposées par EDF auprès du Greffe du Tribunal de Commerce de Paris (date d'enregistrement par le Greffe)

Information	Date
Dépôt d'un avenant au traité d'apport partiel d'actif avec la société RTE-EDF Transport	24/01/2007
Procès-verbal du Conseil d'administration — Changement d'administrateur(s)	23/04/2007
Ordonnance de nomination de Commissaire à la scission	30/05/2007
Extrait du procès-verbal — Modification(s) statutaire(s)	29/06/2007
Statuts à jour	29/06/2007
Traité d'apport partiel d'actif C6	08/11/2007
Extrait du procès-verbal — changement d'administrateur(s)	12/11/2007
Rapport du Commissaire à la scission	20/11/2007

Informations publiées par EDF dans le Bulletin des annonces légales obligatoires (BALO) et accessibles sur le site Internet du BALO (www.balo.journal-officiel.gouv.fr)

Information	Date
Rectificatif à l'annonce parue au BALO du 22/07/2005 relative à un avis d'apport partiel d'actif	14/02/2007
Chiffre d'affaires annuel consolidé 2006 du Groupe	16/02/2007
Convocation à l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2007	12/03/2007
Comptes annuels sociaux et consolidés 2006	11/04/2007
Chiffre d'affaires — 1 ^{er} trimestre 2007	16/05/2007
Avis d'approbation des comptes annuels 2006 par l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2007	08/06/2007
Chiffre d'affaires — 1 ^{er} semestre 2007	10/08/2007
Comptes intermédiaires au 30 juin 2007	03/10/2007
Convocation à l'Assemblée générale extraordinaire du 20 décembre 2007	15/10/2007
Avis de projet d'apport partiel d'actif	14/11/2007
Chiffre d'affaires — 2 ^{ème} trimestre 2007	14/11/2007
Avis d'émission d'un emprunt obligataire d'un montant nominal de 1 500 000 000 euros	04/02/2008
Chiffre d'affaires annuel consolidé 2007 du Groupe	15/02/2008

Informations publiées par EDF à l'étranger

Information	Support	Date
Résultats annuels consolidés 2006	Presse quotidienne internationale	26/02/2007
Résultats annuels consolidés 2007	Presse quotidienne internationale	20/02/2008

Publicité financière

Information	Support	Date
Résultats annuels consolidés 2006	Site internet du Groupe EDF (www.edf.fr)	21/02/2007
	Communiqué de presse mis en ligne sur le site internet de l'AMF (www.amf-france.org)	
	Conférence de presse	
	Conférence analystes	
	Presse quotidienne nationale	21/02/2007
Comptes consolidés au 31 décembre 2006	Site internet du Groupe EDF (www.edf.fr)	01/03/2007
Résultats semestriels consolidés 2007	Site internet du Groupe EDF (www.edf.fr)	31/08/2007
	Communiqué de presse mis en ligne sur le site internet de l'AMF (www.amf-france.org)	
	Conférence analystes	
	Presse quotidienne nationale	31/08/2007
	Sites financiers	
Résultats annuels consolidés 2007	Site internet du Groupe EDF (www.edf.fr)	20/02/2008
	Communiqué de presse mis en ligne sur le site internet de l'AMF (www.amf-france.org)	
	Conférence de presse	
	Conférence analystes	
	Presse quotidienne nationale	20/02/2008
Comptes consolidés au 31 décembre 2007	Site internet du Groupe EDF (www.edf.fr)	27/02/2008

Informations mises à la disposition des actionnaires d'EDF dans le cadre de la tenue de ses Assemblées Générales

Information	Date
L'invitation à l'Assemblée générale mixte	Assemblée générale mixte du 24 mai 2007
Le texte des résolutions et l'exposé sommaire de l'activité du Groupe	Assemblée générale mixte du 24 mai 2007
Le guide de l'Assemblée Générale	Assemblée générale mixte du 24 mai 2007
L'invitation à l'Assemblée générale extraordinaire	Assemblée générale extraordinaire du 20 décembre 2007
Le guide de l'Assemblée Générale	Assemblée générale extraordinaire du 20 décembre 2007
Le traité d'apport partiel d'actif	Assemblée générale extraordinaire du 20 décembre 2007
Le rapport des Commissaires à la scission sur la valeur des apports	Assemblée générale extraordinaire du 20 décembre 2007
Le rapport des Commissaires à la scission sur la rémunération des apports	Assemblée générale extraordinaire du 20 décembre 2007

Documents accessibles sur le site Internet de l'Autorité des marchés financiers (AMF) (www.amf-france.org)

Information	Date
Document de Référence 2006	19/04/2007
Prospectus de base relatif au programme d'émission de titres de dette d'un montant maximum de 11 milliards d'euros	07/06/2007
Supplément au prospectus de base relatif au programme d'émission de titres de dette d'un montant maximum de 11 milliards d'euros	10/09/2007
Supplément au prospectus de base relatif au programme d'émission de titres de dette d'un montant maximum de 11 milliards d'euros	05/12/2007

ANNEXE E

GROUPE EDF

**Comptes sociaux d'EDF SA
et rapport des Commissaires aux comptes**



États financiers	381	Note 6. Autres produits d'exploitation	399
Comptes de résultat	381	Note 7. Consommations externes	399
Bilans	382	Note 8. Impôts et taxes	399
Tableaux de flux de trésorerie	384	Note 9. Charges de personnel	400
Annexe aux comptes annuels	385	Note 10. Autres charges d'exploitation	400
Note 1. Principes et méthodes comptables	385	Note 11. Dotations aux amortissements	401
1.1 RÉFÉRENTIEL COMPTABLE	385	Note 12. Dotations aux provisions	401
1.2 CHANGEMENT DE MÉTHODE COMPTABLE	386	Note 13. Résultat financier	402
1.3 ESTIMATIONS DE LA DIRECTION	386	Note 14. Résultat exceptionnel	402
1.4 CHIFFRE D'AFFAIRES	386	Note 15. Impôts sur les bénéfices	403
1.5 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES	386	15.1 GROUPE FISCAL	403
1.6 IMMOBILISATIONS CORPORELLES	387	15.2 IMPÔT SUR LES SOCIÉTÉS EXIGIBLE	404
1.7 DÉPRÉCIATION DES ACTIFS À LONG TERME	388	15.3 SITUATION FISCALE DIFFÉRÉE OU LATENTE	404
1.8 IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES	389	Note 16. Valeurs brutes des immobilisations incorporelles et corporelles	405
1.9 STOCKS ET EN-COURS	389	Note 17. Amortissements et provisions des immobilisations incorporelles et corporelles	406
1.10 CRÉANCES D'EXPLOITATION ET TRÉSORERIE	390	Note 18. Immobilisations financières	407
1.11 COMPTES DE RÉGULARISATION	390	18.1 VARIATIONS DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES	407
1.12 CONVERSIONS DES DETTES ET CRÉANCES EN DEVICES	391	18.2 FILIALES ET PARTICIPATIONS DÉTENUES À PLUS DE 50 %	408
1.13 PROVISIONS RÉGLEMENTÉES	391	18.3 FILIALES ET PARTICIPATIONS DÉTENUES À MOINS DE 50 %	409
1.14 COMPTES SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS	391	18.4 VALEUR ESTIMATIVE DU PORTEFEUILLE DE TITRES IMMOBILISÉS DE L'ACTIVITÉ DE PORTEFEUILLE (TIAP)	409
1.15 PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES	392	18.5 VARIATIONS DES ACTIONS PROPRES	410
1.16 PROVISIONS ET ENGAGEMENTS EN FAVEUR DU PERSONNEL	393	Note 19. Informations concernant les entreprises liées	410
1.17 INSTRUMENTS DE COUVERTURE DES RISQUES DE TAUX ET DE CHANGE	393	19.1 RELATIONS AVEC L'ÉTAT ET LES SOCIÉTÉS PARTICIPATIONS DE L'ÉTAT	411
1.18 ACTIONS PROPRES	394	Note 20. Stocks et en-cours	412
1.19 ACTIONS GRATUITES	394	20.1 MATIÈRES ET COMBUSTIBLES NUCLÉAIRES	412
Note 2. Événements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice ayant un impact sur les comptes	395	20.2 AUTRES MATIÈRES ET MATÉRIELS	412
2.1 FILIALISATION DE L'ACTIVITÉ DE DISTRIBUTION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE	395	Note 21. Créances	413
2.2 TEXTES D'APPLICATION DE LA LOI DE PROGRAMME N° 2006-739 DU 28 JUIN 2006, RELATIVE À LA GESTION DURABLE DES MATIÈRES ET DÉCHETS RADIOACTIFS	396	Note 22. Valeurs mobilières de placement	413
2.3 PLAN D'ATTRIBUTION D'ACTIONS GRATUITES POUR LES SALARIÉS DU GROUPE	396	Note 23. Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie	414
2.4 DISTRIBUTION D'UN ACOMPTE SUR DIVIDENDE	397	Note 24. Écarts de conversion actif et passif	414
2.5 ÉVOLUTION DU CAPITAL SOCIAL D'EDF ET NOUVELLE OFFRE RÉSERVÉE AUX SALARIÉS	397		
Note 3. Chiffre d'affaires	397		
Note 4. Subventions d'exploitation	398		
Note 5. Reprises sur amortissements et provisions	398		

Note 25. Variation des capitaux propres	415	36.1 QUOTAS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE	435
Note 26. Comptes spécifiques des concessions	416	36.2 CERTIFICATS D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE	435
Note 27. Provisions pour risques	416	Note 37. Rémunération des mandataires sociaux	436
27.1 PASSIFS ÉVENTUELS	416	Note 38. Événements postérieurs à la clôture	436
Note 28. Provisions pour aval du cycle nucléaire	417	38.1 RÉFORME DU RÉGIME SPÉCIAL DE RETRAITE DES INDUSTRIES ÉLECTRIQUE ET GAZIÈRES	436
28.1 IMPACT DES TEXTES D'APPLICATION DE LA LOI DU 28 JUIN 2006 SUR LES PROVISIONS POUR AVAL DE CYCLE NUCLÉAIRE ET SUR LES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	417	38.2 ÉMISSION OBLIGATAIRE PAR EDF	437
28.2 PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	417		
28.3 PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET POUR DERNIERS CŒURS	420		
28.4 SÉCURISATION DU FINANCEMENT DES OBLIGATIONS DE LONG TERME	421		
Note 29. Avantages du personnel	423		
29.1 PROVISIONS POUR AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI	423		
29.2 PROVISIONS POUR AUTRES AVANTAGES À LONG TERME DU PERSONNEL EN ACTIVITÉ	425		
29.3 HYPOTHÈSES ACTUARIELLES	425		
29.4 VARIATION DE LA VALEUR ACTUALISÉE DE L'OBLIGATION ET DES ACTIFS DE COUVERTURE	426		
Note 30. Provision pour renouvellement des immobilisations du domaine concédé	427		
Note 31. Provisions pour autres charges	427		
Note 32. Dettes	428		
Note 33. Dettes financières	430		
33.1 VARIATIONS DES DETTES FINANCIÈRES AVANT SWAPS	430		
33.2 VENTILATION DES EMPRUNTS PAR DEVISES AVANT ET APRÈS SWAPS	430		
33.3 VENTILATION DES EMPRUNTS PAR TYPE DE TAUX D'INTÉRÊT AVANT ET APRÈS SWAPS	430		
Note 34. Instruments financiers	431		
34.1 INCIDENCE DES OPÉRATIONS DE GESTION FINANCIÈRE SUR LE RÉSULTAT DE L'EXERCICE	432		
34.2 JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS	432		
Note 35. Engagements hors-bilan	433		
35.1 ENGAGEMENTS HORS-BILAN DONNES	433		
35.2 ENGAGEMENTS HORS-BILAN REÇUS	434		
Note 36. Environnement	435		

NB : les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros.
Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un léger écart au niveau des totaux ou variations.



Comptes de résultat

(en millions d'euros)	Notes	2007	2006
Production de biens ⁽¹⁾		21 929	20 714
Production de services ⁽²⁾		11 709	12 177
Chiffre d'affaires net	3	33 638	32 891
Production stockée		123	173
Production immobilisée		276	962
Subventions d'exploitation	4	2 002	1 466
Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation	5	3 825	3 267
Transferts de charges		86	116
Autres produits	6	535	722
I Total des produits d'exploitation		40 485	39 597
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	7	24 473	18 465
Achats consommés de combustible production d'énergie		2 671	2 489
Achats d'énergie		5 567	5 493
Autres achats consommés de biens		947	1 600
Achats de services		15 288	8 884
Impôts, taxes et versements assimilés sur rémunérations liés à l'énergie	8	2 168	2 450
autres		98	161
Charges de personnel	9	4 677	6 698
Salaires et traitements		2 940	4 278
Charges sociales		1 737	2 420
Dotations d'exploitation		3 899	6 350
Sur immobilisations: dotations aux amortissements	11	1 722	3 123
Sur immobilisations: dotations aux provisions pour dépréciation	12	63	57
Sur actif circulant: dotations aux provisions pour dépréciation	12	92	115
Pour risques et charges: dotations aux provisions	12	2 022	3 055
Autres charges	10	817	1 171
II Total des charges d'exploitation		36 034	35 133
Résultat d'exploitation (I - II)		4 451	4 465
OPÉRATIONS EN COMMUN			
III Bénéfice attribué ou perte transférée		27	3
IV Perte supportée ou bénéfice transféré		3	6
PRODUITS FINANCIERS			
Produits financiers de participations		661	616
Produits des autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé		599	518
Autres intérêts et produits assimilés		517	333
Reprises sur provisions et transferts de charges		1 824	2 073
Différences positives de change		854	283
Produits nets sur cessions de valeurs mobilières de placement		172	44
V Total des produits financiers		4 627	3 867
Dotations financières aux amortissements et provisions		2 351	2 198
Intérêts et charges assimilées		1 129	877
Différences négatives de change		916	266
Charges nettes sur cessions de valeurs mobilières de placement		12	1
VI Total des charges financières		4 408	3 342
Résultat financier (V - VI)	13	219	525
Résultat courant avant impôts (I - II + III - IV + V - VI)		4 694	4 986
Produits exceptionnels sur opérations en capital		5 116	2 616
Reprises sur provisions et transferts de charges		1 128	510
VII Total des produits exceptionnels		6 244	3 126
Charges exceptionnelles sur opérations en capital:		4 572	540
- Valeurs comptables des éléments immobiliers et financiers cédés		4 572	540
Dotations exceptionnelles aux amortissements et provisions:		597	340
- Dotations aux provisions réglementées		213	190
- Dotations aux amortissements et autres provisions		384	150
VIII Total des charges exceptionnelles		5 169	880
Résultat exceptionnel (VII-VIII)	14	1 075	2 246
IX Impôts sur les bénéfices	15	835	1 176
Total des produits (I + III + V + VII)		51 383	46 592
Total des charges (II + IV + VI + VIII + IX)		46 449	40 537
BÉNÉFICE OU PERTE		4 934	6 055

(1) Production de biens à l'exportation en 2007: 3 639 M€

(2) Production de services à l'exportation en 2007: 203 M€



Bilans

		31 décembre 2007			31 décembre 2006	
ACTIF (en millions d'euros)		Notes	Montants bruts	Amortissements ou provisions	Montants nets	Montants nets
Actif immobilisé	Immobilisations incorporelles	16,17	659	213	446	971
	Immobilisations corporelles du domaine propre :	16,17				
	Terrains		135	10	125	219
	Constructions		8855	5594	3261	3980
	Installations techniques, matériels et outillages industriels		53965	35620	18345	20829
	Autres immobilisations corporelles		968	682	286	362
	Sous-total		63923	41906	22017	25389
	Immobilisations corporelles du domaine concédé :	16,17				
	Terrains		36	-	36	50
	Constructions		8358	4964	3394	3699
	Installations techniques, matériels et outillages industriels		2640	1348	1292	34391
	Autres immobilisations corporelles		12	11	1	5
	Sous-total		11046	6323	4723	38146
	Immobilisations corporelles en cours :	16				
	Travaux en cours		2148	-	2148	2258
	Avances et acomptes versés		401	-	401	208
	Sous-total		2549	-	2549	2466
	Immobilisations incorporelles en cours	16	332	-	332	142
Immobilisations financières :	18-21					
Participations et créances rattachées		30470	461	30009	27119	
Titres immobilisés		8201	185	8016	6246	
Prêts et autres immobilisations financières		10663	21	10642	9286	
Sous-total		49334	667	48667	42650	
TOTAL ACTIF IMMOBILISE	(I)	127843	49109	78734	109765	
Actif circulant	Stocks et en cours :	20				
	Matières premières		6504	11	6493	5314
	Autres approvisionnements		566	131	435	473
	En cours de production et autres stocks		33	16	17	22
	Sous-total stocks		7103	158	6945	5809
	Avances et acomptes versés sur commandes	21	412	-	412	333
	Créances d'exploitation :	21				
	Créances clients et comptes rattachés :		10418	145	10273	9106
	Autres créances d'exploitation		3132	11	3121	2333
	Sous-total créances d'exploitation		13550	156	13394	11439
	Valeurs mobilières de placement	22-23	8461	5	8456	10752
	Instruments de trésorerie	21	59	-	59	60
Disponibilités	23	913	-	913	333	
Charges constatées d'avance	21	454	-	454	467	
Sous-total autres éléments actif circulant		9887	5	9882	11612	
TOTAL ACTIF CIRCULANT	(II)	30952	319	30633	29193	
Comptes de régul.	Charges à répartir sur plusieurs exercices	(III)	13	-	13	16
	Primes de remboursement des obligations	(IV)	85	51	34	39
	Écarts de conversion - actif	(V)	24	35	35	4
TOTAL GÉNÉRAL	(I + II + III + IV + V)	158928	49479	109449	139017	

PASSIF (en millions d'euros)		Notes	31 décembre 2007	31 décembre 2006
Fonds propres	Capital		911	911
	Primes liées au capital social			
	Primes d'émission		6 110	6 110
	Primes de fusion		25	25
	Écarts de réévaluation :			
	Réserve spéciale - Loi du 28.12.59		631	631
	Réserve réglementée - Loi du 29.12.76		17	27
	Réserves diverses			-
	Réserves réglementées			
	Réserve légale		91	91
	Réserves spéciales			-
	Report à nouveau		4 232	290
	Résultat de l'exercice		4 934	6 055
	Acomptes sur dividendes		(1 057)	
	Subventions d'investissement reçues		47	84
	Provisions réglementées :			
	Provisions relatives aux immobilisations amortissables (Loi du 30.12.77)		20	26
	Amortissements dérogatoires		7 177	7 903
	Sous-total capitaux propres	25	23 138	22 155
	Comptes spécifiques des concessions	26	2 049	26 208
TOTAL FONDS PROPRES (I)		25 187	48 363	
Provisions pour risques et charges	Provisions pour risques	27	366	464
	Provisions pour charges :			
	Renouvellement des immobilisations du domaine concédé	30	197	10 695
	Aval du cycle nucléaire	28	16 660	14 602
	Déconstruction et derniers cœurs	28	12 095	12 315
	Avantages au personnel	29	9 679	11 125
	Autres charges	31	1 724	1 980
	TOTAL PROVISIONS RISQUES ET CHARGES (II)		40 721	51 181
Dettes	Dettes financières :	32,33		
	Emprunts obligataires		3 727	3 733
	Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit		-	659
	Autres emprunts		11 147	7 525
	Sous-total emprunts (1)		14 874	11 917
	Avances sur consommation reçues		152	146
	Autres dettes		808	854
	Sous-total dettes financières (2)		15 834	12 917
	Avances et acomptes reçus	32	3 330	3 250
	Dettes d'exploitation, d'investissement et divers :	32		
	Fournisseurs et comptes rattachés		7 035	4 885
	Dettes fiscales et sociales		4 364	5 177
	Dettes sur immobilisations et comptes rattachés		859	434
	Autres dettes		8 019	8 589
	Sous-total dettes d'exploitation, d'investissement et divers		20 277	19 085
Instruments de trésorerie	32	229	297	
Produits constatés d'avance	32	3 712	3 787	
TOTAL DETTES (3)	(III)	43 382	39 337	
Écarts de conversion - Passif	(IV)	159	137	
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV)		109 449	139 017	

(1) Dont en euros : 11 416 M€ et 3 458 M€ en devises.

(2) Dont soldes créditeurs de banques 11 M€.

(3) Dont dettes à plus d'un an : 11 295 M€.



Tableaux de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	2007	2006
Opérations d'exploitation :		
Résultat avant impôt	5 769	7 232
Amortissements, provisions	260	3 172
Plus ou moins valeurs de cessions	(441)	(2 039)
Élimination des produits et charges financières	(795)	(604)
Variation du besoin en fonds de roulement	(381)	1 093
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	4 412	8 853
Frais financiers nets décaissés dont dividendes reçus	653	642
Impôts sur le résultat payés	(1 392)	(918)
Versement Marcoule	-	(551)
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles (A)	3 673	8 026
Opérations d'investissements :		
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	(2 103)	(3 233)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	233	129
Variation d'actifs financiers	2 386	(8 618)
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement (B)	516	(11 722)
Opérations de financement :		
Émissions d'emprunts et conventions de placements	4 869	2 291
Remboursement d'emprunt	(4 735)	(1 634)
Dividendes versés	(3 171)	(1 439)
Participations reçues sur les ouvrages en concession	12	201
Subventions d'investissement reçues	3	30
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement (C)	(3 022)	(551)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie (A) + (B) + (C)	1 167	(4 246)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture *	(417)	3 838
Incidence des variations de change	1	(18)
Incidence apport trésorerie à la filiale ERDF	(1 491)	(0)
Produits financiers nets sur disponibilités et équivalents	(67)	9
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE *	(807)	(417)

* Les postes « trésorerie et équivalent de trésorerie à l'ouverture et à la clôture » ne comprennent pas les OPCVM, les Titres de Créances Négociables (TCN) supérieurs à trois mois et la trésorerie nette des filiales apportée dans le cadre des conventions de trésorerie.
La réconciliation de la trésorerie à l'ouverture et à la clôture avec les postes de bilan est présentée dans la note 23.

Annexe aux comptes annuels

Note

1

Principes et méthodes comptables



1.1 <u>Référentiel comptable</u>	P.385
1.2 <u>Changement de méthode comptable</u>	P.386
1.3 <u>Estimations de la direction</u>	P.386
1.4 <u>Chiffre d'affaires</u>	P.386
1.5 <u>Immobilisations incorporelles</u>	P.386
1.6 <u>Immobilisations corporelles</u>	P.387
1.7 <u>Dépréciation des actifs à long terme</u>	P.388
1.8 <u>Immobilisations financières</u>	P.389
1.9 <u>Stocks et en-cours</u>	P.389
1.10 <u>Créances d'exploitation et trésorerie</u>	P.390
1.11 <u>Comptes de régularisation</u>	P.390
1.12 <u>Conversions des dettes et créances en devises</u>	P.391
1.13 <u>Provisions réglementées</u>	P.391
1.14 <u>Comptes spécifiques des concessions</u>	P.391
1.15 <u>Provisions pour risques et charges</u>	P.392
1.16 <u>Provisions et engagements en faveur du personnel</u>	P.393
1.17 <u>Instruments de couverture des risques de taux et de change</u>	P.393
1.18 <u>Actions propres</u>	P.394
1.19 <u>Actions gratuites</u>	P.394

1.1

Référentiel comptable

ÉLECTRICITÉ DE FRANCE (EDF SA) présente ses comptes selon les principes et méthodes comptables définis par le plan comptable général tel

que présenté par le règlement n° 99-03 du Comité de la Réglementation Comptable du 29 avril 1999 et complétés des règlements subséquents.



1.2 Changement de méthode comptable

Selon les dispositions de l'avis n°2007C du 15 juin 2007 du comité d'urgence, EDF a opté au 1^{er} janvier 2007, pour le rattachement au coût d'acquisition de l'immobilisation, des droits de mutation, honoraires ou commissions et frais d'actes liés à l'acquisition des titres de participations

immobilisés au cours de l'exercice. Les titres concernés relèvent de l'article 39.1.5 du Code Général des Impôts. L'étalement fiscal des frais d'acquisition est comptabilisé dans un compte d'amortissements dérogatoires. Ce changement de méthode est prospectifs.

1.3 Estimations de la direction

La préparation des états financiers amène l'entreprise à procéder à ses meilleures estimations et à retenir des hypothèses qui affectent la valeur comptable des éléments d'actif et de passif, les informations relatives aux éléments d'actif et de passif éventuels, ainsi que la valeur comptable des

produits et charges enregistrés durant la période. En fonction des évolutions de ces hypothèses ou des conditions économiques, les montants qui figureront dans les futurs états financiers pourraient être différents des estimations actuelles.

1.4 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement par des produits issus de la vente d'énergie et des prestations de services. Ces derniers incluent principalement des prestations d'acheminement sur le réseau de distribution d'énergie.

EDF constate les ventes quand :

- l'existence d'un contrat est acquise ;
- la livraison a eu lieu (ou la prestation de service est achevée) ;
- le prix est fixé ou déterminable ;
- et le caractère recouvrable des créances est probable.

La livraison a lieu quand les risques et avantages associés à la propriété sont transférés à l'acheteur.

Les quantités d'énergie livrée non relevée non facturée sont déterminées à partir des quantités consommées par les sites du responsable d'équilibre EDF et des quantités facturées et après prise en compte des pertes évaluées selon une méthode statistique présentée à la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE).

Les prestations de services ou fournitures de biens sont traitées en utilisant le principe de la méthode à l'avancement pour les opérations partiellement achevées à la clôture de l'exercice.

Les opérations de vente d'énergie à EDF Trading, société du groupe en charge de l'activité négoce, sont comptabilisées pour leur valeur contractuelle.

1.5 Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles sont principalement constituées de logiciels, de concessions, brevets et droits similaires, de droits d'exploitation, de frais de développement, de réservation de capacité de stockage, des dépenses de première numérisation de cartographie des réseaux et des quotas d'émissions de gaz à effet de serre.

Une immobilisation incorporelle résultant du développement d'un projet est comptabilisée en immobilisation lorsque l'entreprise peut démontrer :

- la faisabilité technique nécessaire à l'achèvement de l'immobilisation incorporelle en vue de sa mise en service ou de sa vente ;

- son intention d'achever l'immobilisation incorporelle et de l'utiliser ou de la vendre ;
- sa capacité à utiliser ou à vendre l'immobilisation incorporelle ;
- la façon dont l'immobilisation incorporelle générera des avantages économiques futurs probables ;
- la disponibilité de ressources (techniques, financières et autres) appropriées pour achever le développement et utiliser ou vendre l'immobilisation incorporelle ;
- sa capacité à évaluer de façon fiable les dépenses attribuables à l'immobilisation incorporelle au cours de son développement.

Les dépenses de recherche sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

En application de l'ordonnance n° 2004-330 du 14 avril 2004, l'État a affecté aux exploitants, au 1^{er} janvier 2005, au titre d'une période de trois ans, une quantité déterminée de quotas représentatifs d'une tonne d'équivalent dioxyde de carbone.

Les quotas d'émission de gaz à effet de serre sont enregistrés, conformément à l'avis du Conseil National de la Comptabilité n° 2004-C du

23 mars 2004, en immobilisations incorporelles à la valeur du marché constatée à la date d'inscription des quotas dans le fichier SERINGAS géré par la Caisse de Dépôt et Consignation. La contrepartie au passif du bilan est un compte de régularisation spécifique.

Les immobilisations incorporelles à l'exclusion des quotas d'émission de gaz à effet de serre sont amorties linéairement sur leurs durées d'utilité, que ces immobilisations soient générées en interne ou acquises.

1.6 Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles, inscrites à l'actif du bilan, sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production ou à leur valeur réévaluée, diminué du cumul des amortissements et des provisions pour dépréciation :

- la valeur d'entrée à l'actif est égale au coût réel d'achat ou à un coût de production qui comprend, outre les facturations de tiers, les moyens propres engagés directement par l'entreprise ;
- la valeur réévaluée a été déterminée conformément à la loi du 28 décembre 1959 pour les immobilisations mises en service antérieurement au 1^{er} janvier 1960, et en application des textes législatifs et réglementaires pour les ouvrages entrés à l'actif avant le 1^{er} janvier 1977.

Le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif.

Actifs constitués en contrepartie d'une provision :

Dans le cadre de la mise en œuvre du règlement CRC n° 2000-06 sur les passifs, confirmé par le règlement du Comité d'Urgence n° 2005-H, des actifs ont été comptabilisés en contrepartie des provisions constituées au titre d'obligations liées à la déconstruction des centrales nucléaires et des centrales thermiques à flamme d'une part, et de la provision pour derniers cœurs d'autre part.

À la date de mise en service, ces actifs, classés en immobilisations corporelles, sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie.

Ils sont amortis selon la durée de vie et le mode d'amortissement des installations auxquelles ils sont associés.

Aucun actif n'a été comptabilisé lorsque l'obligation est rattachée à une installation totalement amortie.

Les coûts d'emprunt des capitaux utilisés pour financer les installations ainsi que les dépenses de pré-exploitation sont comptabilisés en charges.

Les immobilisations corporelles d'EDF sont constituées de biens propres d'une part et de biens concédés d'autre part.

1.6.1 Domaine propre

L'essentiel des immobilisations du domaine propre est constitué des installations nucléaires.

Dans le cas spécifique des centrales nucléaires en service, sont inclus dans la valeur de ces immobilisations :

- le coût actualisé de la déconstruction des installations ;

- le coût actualisé du dernier cœur de combustible, comprenant la dépréciation du stock résiduel de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif de la production, le coût du retraitement de ce combustible, et le coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations nucléaires constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties selon la durée de vie résiduelle de la dernière tranche du palier auquel ces pièces sont destinées.

Une perte de valeur est constatée au titre des centrales thermiques à flamme mises en réserve d'exploitation, pour lesquelles il existe une faible probabilité de remise en service.

1.6.2 Domaine concédé

EDF est concessionnaire de deux types de concessions de service public :

- les concessions de distribution publique, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) ;
- les concessions de forces hydrauliques, ayant pour concédant l'État.

1.6.2.1 CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ

– Cadre général

Depuis la loi du 8 avril 1946, EDF est le concessionnaire unique chargé par la loi de l'essentiel des réseaux de distribution publique en France.

Le traitement comptable des concessions repose sur les contrats de concession et particulièrement sur leurs clauses spécifiques. Il prend en compte l'éventualité que le statut de concessionnaire obligé d'EDF puisse un jour être remis en cause.

Les concessions de Distribution Publique d'électricité comprennent environ 1 200 contrats d'une durée généralement comprise entre 20 et 30 ans. Ces contrats relèvent, pour 95 % d'entre eux, d'un cahier des charges type des concessions de 1992 négocié avec la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies) et approuvé par les pouvoirs publics, dont les clauses particulières sont les suivantes :

- l'objet et l'étendue de la concession : l'autorité concédante garantit au concessionnaire le droit exclusif d'exploiter le service public de distribution d'énergie électrique sur un territoire déterminé. Le concessionnaire est responsable du fonctionnement du service et l'exploite à ses risques et périls ;



- les principes de tarification, à savoir l'égalité de traitement des usagers, l'efficacité économique et la péréquation géographique;
- le paiement par le concessionnaire de redevances au concédant;
- l'obligation pour le concessionnaire de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions de renouvellement prenant en considération le coût de remplacement des ouvrages devant faire l'objet d'un renouvellement (art 10). Les montants correspondant à ces dernières obligations font l'objet annuellement d'un compte rendu aux concédants (art 32);
- les modalités pratiques et financières en cas de renouvellement, prévoyant notamment le reversement au concédant de l'excédent éventuel de provision pour renouvellement non utilisé (article 31 A);
- les modalités pratiques et financières en cas de non-renouvellement ou de résiliation anticipée lorsque le maintien du service ne présente plus d'intérêt (article 31-B):
 - remise au concédant des ouvrages et du matériel de la concession en état normal de service;
 - versement par l'autorité concédante d'une indemnité égale à la valeur non amortie réévaluée des ouvrages dans la proportion de la participation d'EDF à leur financement (ces dispositions ont vocation à permettre la récupération par EDF de la valeur non amortie des ouvrages financés en tant que concessionnaire);
 - le versement par le concessionnaire au concédant du solde des provisions constituées pour le renouvellement des ouvrages, complété des amortissements industriels constitués dans la proportion de la participation du concédant au financement des ouvrages.

– Constatation des actifs comme immobilisations corporelles du domaine concédé

L'enregistrement de l'ensemble des biens de la concession est porté à l'actif du bilan quelle que soit l'origine du financement. La société en assume le contrôle et le risque :

- exploite les ouvrages à ses risques et périls sur toute la durée de la concession;
- assume la majeure partie des risques et avantages, tant techniques qu'économiques sur la durée de vie de l'infrastructure du réseau.

Ces immobilisations corporelles sont évaluées au coût diminué du cumul des amortissements. Elles sont amorties selon le mode linéaire sur la durée d'utilité estimée.

1.6.2.2 CONCESSIONS DE FORCES HYDRAULIQUES

Les immobilisations affectées au service de la concession concernent les ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines...), et pour les concessions renouvelées récemment, incluent également les ouvrages de production d'électricité (alternateurs...).

L'article 7 de la loi n° 2006-1772 du 30 décembre 2006 sur l'eau et les milieux aquatiques a supprimé le droit de préférence au concessionnaire sortant que la loi du 16 octobre 1919 avait institué.

Par ailleurs l'article 33 de la loi de finances rectificative n° 2006-1771 du 30 décembre 2006, prévoit au profit du concessionnaire sortant le principe d'une indemnisation de la part non amortie de ses investissements réalisés durant la deuxième moitié de l'exécution du contrat, à l'exception de ceux qui auraient été nécessaires à la remise en bon état des ouvrages à la fin de la concession, sans que cette durée puisse être inférieure à 10 ans. Au 31 décembre 2007, le décret fixant les modalités d'application de cette disposition n'était pas paru.

Les biens concédés sont inscrits en immobilisations corporelles du domaine concédé pour leur coût d'acquisition. Les biens sont amortis sur leur durée de vie qui correspond en général à la durée des concessions.

1.6.3 Modes et durées d'amortissement

Les immobilisations sont amorties selon le mode linéaire.

Pour les principaux ouvrages, les durées d'utilité estimées sont les suivantes :

Barrages hydroélectriques.....	75 ans
Matériel électromécanique des usines hydroélectriques.....	50 ans
Centrales thermiques à flamme.....	30 à 45 ans
Installations de production nucléaire.....	40 ans
Installations de transport et de distribution (lignes, postes de transformation).....	20 à 45 ans

1.7 Dépréciation des actifs à long terme

EDF apprécie à chaque clôture des comptes et à chaque arrêté intermédiaire s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est effectué :

- EDF mesure les éventuelles dépréciations des actifs long terme par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs le cas échéant regroupés au sein de groupes d'actifs, et leur valeur recouvrable généralement calculée par la méthode des flux de trésorerie futurs actualisés;

- les taux d'actualisation retenus pour ces besoins s'appuient sur le coût moyen pondéré du capital de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés;
- les flux de trésorerie futurs sont établis sur la base des plans à moyen terme.

Ce test de dépréciation repose sur des plans d'affaires et des hypothèses validés par la Direction.

Compte tenu de la sensibilité des évaluations aux hypothèses macroéconomiques et sectorielles retenues, ce test de dépréciation pratiqué est mis à jour en cas d'identification d'indicateur de perte de valeur.

1.8 Immobilisations financières

1.8.1 Titres de participation et titres immobilisés

Les titres de participation sont valorisés au coût d'acquisition réévalué le cas échéant, pour les titres entrés en portefeuille avant le 1^{er} janvier 1977, en substituant aux valeurs historiques les valeurs vénales à fin 1976 lorsque celles-ci étaient supérieures aux premières. Les plus ou moins values de cession des titres de participation sont évaluées sur la base du coût moyen pondéré.

Lorsque la valeur comptable des titres de participation et des titres immobilisés est supérieure à la valeur d'utilité, déterminée à partir des capitaux propres ou des actifs nets consolidés corrigés prenant en compte, le cas échéant, des éléments d'évaluation à dire d'experts, des informations connues depuis la clôture du dernier exercice ou le cours de bourse pour les titres cotés des entités non consolidées, une provision pour dépréciation est constituée pour la différence.

1.8.2 Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille

EDF a constitué deux portefeuilles de Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) :

- le premier est composé d'actifs financiers dédiés destinés à participer au financement des opérations de fin de cycle nucléaire provisionnées au passif du bilan. Ces actifs sont isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers eu égard à leur objectif. Ils sont composés de titres obligataires, d'actions, d'OPVCM et de fonds dits réservés, constitués par EDF pour son usage exclusif ;
- le second est constitué de titres acquis pour en retirer, à plus ou moins longue échéance, une rentabilité satisfaisante et sans intervenir dans la gestion des sociétés dont les titres sont détenus.

Les TIAP (actions et obligations) sont comptabilisés au coût historique. À la clôture, la valeur d'inventaire retenue pour ces TIAP est appréciée individuellement en tenant compte notamment des perspectives d'évolution de l'entreprise dont les titres sont détenus et du cours de bourse. Lorsque la valeur d'inventaire est inférieure au coût d'entrée, une moins-value latente est intégralement provisionnée sans compensation avec les gains potentiels.

1.9 Stocks et en-cours

Le coût d'entrée des stocks comprend les coûts directs de matières (prenant en compte les effets de couverture), les coûts de main-d'œuvre ainsi que les dépenses qui ont été encourues pour amener les stocks à l'endroit et dans l'état où ils se trouvent. Les stocks sont ensuite évalués en utilisant la méthode du coût moyen pondéré (CMP).

1.9.1 Matières et combustibles nucléaires

Les stocks de matières et de combustibles nucléaires sont constitués de matières fissiles aux différents stades d'élaboration et du combustible en réacteur et en magasin. Le cycle de fabrication des combustibles nucléaires est supérieur à un an.

Les matières et combustibles nucléaires ainsi que les en-cours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main-d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoration, enrichissement...).

Au 31 décembre 2007, du fait de la prise en compte de la nouvelle notion de « combustible engagé » définie par l'arrêté du 21 mars 2007, le coût des stocks pour les combustibles engagés en réacteur et non encore irradiés comprend les charges pour gestion du combustible usé et

pour gestion à long terme des déchets radioactifs, qui trouvent leur contrepartie dans les provisions concernées.

Les charges financières engendrées par le financement du stock des combustibles nucléaires sont enregistrées en charges de période.

Les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication des combustibles, dont la durée est supérieure à un an, et les combustibles nucléaires, qu'ils soient en magasin ou en réacteur, sont enregistrés dans les comptes de stocks.

Les stocks de combustibles nucléaires sont évalués selon la méthode du coût moyen pondéré appliquée à chacune des composantes (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication).

EDF ne valorise pas l'uranium issu du retraitement, compte tenu des incertitudes relatives à son utilisation future.

Les consommations de combustibles nucléaires sont déterminées par composante sur la base des quantités prévisionnelles épuisées par kWh produit. Ces quantités sont valorisées au coût moyen pondéré du stock. L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques.



1.9.2 Matières et matériel d'exploitation

Les stocks sont évalués selon la méthode du coût moyen pondéré. Les coûts d'achat directs et indirects sont inclus dans le coût d'entrée.

Les provisions constituées pour les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance dépendent du taux de rotation de ces pièces et de la durée de vie des unités de production.

Les pièces de rechange de sécurité utilisées pour les centrales nucléaires nécessitant des délais, des exigences de fabrication et des

conditions d'utilisation spécifiques sont enregistrées en immobilisations corporelles.

1.9.3 Gaz destiné au négoce

Les stocks sont évalués selon la méthode du coût moyen pondéré. Les coûts d'achat directs et indirects sont inclus, notamment le coût de transport.

La dépréciation du stock est déterminée en fonction de la valeur de réalisation nette soit le prix de vente futur.

1.10 Créances d'exploitation et trésorerie

1.10.1 Créances d'exploitation

Les créances clients sont inscrites à leur valeur nominale.

Les créances d'exploitation intègrent le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée, relevée et non facturée et celles relatives à l'énergie livrée non relevée et non facturée.

Les pertes techniques sont estimées selon une méthode statistique mise au point par EDF et présentée à la CRE. Les quantités d'énergie livrée aux clients d'EDF non relevée non facturée en fin de période sont déterminées à partir des quantités consommées par les sites du responsable d'équilibre EDF, diminuées des quantités facturées et après prise en compte des pertes.

L'évaluation de la part énergie en compteurs est faite sur la base d'un prix moyen déterminé par référence à l'énergie facturée du dernier mois. L'évaluation de la part acheminement en compteurs est faite sur la base d'un prix moyen déterminé à partir de l'acheminement facturé au cours du dernier mois.

Pour les clients professionnels ayant changé de fournisseur, l'entreprise valorise l'acheminement en compteurs par application du prix moyen de facturation du dernier mois aux quantités non relevées non facturées déterminées selon le même principe que pour les clients EDF.

Une provision pour charges relevant de l'énergie non relevée et non facturée est constituée pour faire face aux dépenses restant à engager ainsi qu'au risque potentiel de non-recouvrement ultérieur.

Une provision pour dépréciation est constituée lorsque la valeur d'inventaire des créances, basée sur la probabilité de leur recouvrement déterminée statistiquement ou au cas par cas selon la typologie de créances, est inférieure à leur valeur comptable. Le risque associé aux créances douteuses est apprécié individuellement.

1.10.2 Valeurs mobilières de placement

Les valeurs mobilières sont inscrites à l'actif pour leur coût d'acquisition. Elles sont évaluées à la clôture à leur valeur d'utilité. En ce qui concerne les valeurs cotées, elles font l'objet d'une évaluation au cours de bourse de fin d'exercice. Les moins-values latentes sont intégralement provisionnées sans compensation avec les gains potentiels.

1.11 Comptes de régularisation

Les primes de remboursement sont amorties linéairement sur la durée de chaque emprunt (ou de chaque tranche d'emprunt en cas d'emprunt multi-échéances).

Les commissions et frais externes supportés par EDF à l'occasion de l'émission d'emprunts font l'objet d'un étalement linéaire sur la durée de vie des emprunts.

1.12 Conversions des dettes et créances en devises

Les dettes et créances en monnaies étrangères sont évaluées au cours du change de fin d'exercice. L'écart de conversion dégagé est inscrit au bilan sous une rubrique spéciale « Écarts de conversion » (actif ou passif). Les pertes latentes de change sur emprunts en devises non couverts pour

leur risque de change sont provisionnées en totalité. Les gains latents ne sont pas enregistrés en compte de résultat.

Les écarts de conversion sur les swaps adossés aux emprunts sont enregistrés sous cette rubrique en contrepartie du poste « Instruments de trésorerie ».

1.13 Provisions réglementées

Sont notamment enregistrés sous cette rubrique :

- les amortissements dérogatoires des installations de production et de distribution calculés selon le mode dégressif ;
- les amortissements accélérés des installations de désulfuration des cheminées des centrales thermiques à flamme ;
- les amortissements dérogatoires des logiciels créés par la société.

1.14 Comptes spécifiques des concessions

Ces passifs sont relatifs aux concessions de distribution publique d'électricité et aux concessions des Forces Hydrauliques.

Passifs spécifiques des concessions de distribution publique

Ces passifs sont représentatifs des obligations contractuelles des cahiers des charges des concessions et sont annuellement présentés aux concédants :

- droits sur les biens existants : ils correspondent au droit au retour gratuit de l'ensemble des ouvrages au bénéfice du concédant. Ce droit est constitué par la contre-valeur en nature des ouvrages – valeur nette comptable des biens mis en concession – déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
- droits sur les biens à renouveler : ils correspondent aux obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler. Ces passifs non financiers sont constitués des rubriques suivantes :
 - l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant ;
 - la provision pour renouvellement, assise sur la différence entre la valeur de renouvellement à la date d'arrêt des comptes et la valeur d'origine, pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la

concession. Les dotations annuelles à la provision correspondent à l'écart entre la valeur de remplacement réappréciée chaque année en date de clôture et la valeur d'origine, diminué des provisions déjà constituées, le net étant amorti sur la durée d'utilité résiduelle des biens. Ceci conduit à enregistrer des charges qui progressent dans le temps.

Lors du renouvellement des biens, la provision et l'amortissement du financement du concédant constitués au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants, étant considérés comme un financement du concédant sur le nouveau bien. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droit du concédant sur les biens existants.

L'évaluation des passifs des concessions est soumise à des aléas de coûts et de décaissements.



1.15 Provisions pour risques et charges

Les provisions pour risques et charges sont comptabilisées par l'entreprise si les trois conditions suivantes sont remplies :

- il existe une obligation actuelle vis-à-vis d'un tiers (juridique ou implicite) qui résulte d'un événement passé, antérieur à la date de clôture ;
- il est probable qu'une sortie de ressources représentative d'avantages économiques sera nécessaire pour éteindre l'obligation ;
- le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par l'entreprise pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de gestion issues du système d'information, d'hypothèses retenues par l'entreprise, éventuellement complétées par l'expérience de transactions similaires, et, dans certains cas, sur la base de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Les éventuels changements d'estimations des provisions à long terme sont enregistrés conformément aux règlements CRC n° 2000-06 et Comité d'Urgence n° 2005-H.

Les profits résultant de la sortie attendue d'actifs ne sont pas pris en compte dans l'évaluation des provisions, même si les sorties d'actifs sont étroitement liées aux événements ayant donné lieu aux provisions.

Lorsqu'il est attendu que tout ou partie de la dépense nécessaire à l'extinction d'une obligation, qui a fait l'objet d'une provision, sera remboursée par une autre partie, la créance est comptabilisée si et seulement si l'entreprise a la quasi-certitude de recevoir le remboursement.

Dans des cas extrêmement rares, il se peut qu'une provision ne puisse être comptabilisée par manque d'estimation fiable. Cette obligation est alors indiquée en annexe en tant que passif éventuel, à moins que la probabilité de sortie de ressources ne soit faible. Les actifs et passifs éventuels ne sont pas comptabilisés.

Les provisions pour risques et charges sont notamment destinées à couvrir :

- les pertes latentes de change ;
- les pertes futures relatives à des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie électrique ou de gaz,
 - les pertes sur contrats d'achat d'énergie sont évaluées en comparant le coût d'achat aux conditions contractuelles et le prix prévisionnel de l'électricité sur le marché européen ;
 - les pertes sur contrats de vente d'énergie électrique sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles avec le coût de production de l'énergie à livrer calculé par référence au coût de production nucléaire ;
 - les pertes sur contrats de vente de gaz sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles avec le coût d'approvisionnement ;
- les dépenses de renouvellement des immobilisations en concessions relatives à la distribution :
Cette provision, destinée à pourvoir au financement du renouvellement des ouvrages avant le terme de la concession, est assise sur la différen-

ce entre la valeur de remplacement de ceux-ci et leur valeur brute.

Elle est constituée sur la durée de vie de l'ouvrage et vient compléter les charges d'amortissement industriel afin d'assurer le préfinancement du renouvellement.

La valeur de remplacement fait l'objet, au 31 décembre de l'exercice, d'une revalorisation sur la base d'indices spécifiques à la profession issus de publications officielles. L'incidence de cette revalorisation est répartie sur la durée de vie résiduelle des ouvrages concernés ;

- les dépenses d'aval du cycle nucléaire : des provisions pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs sont constituées pour l'ensemble des combustibles en cours d'utilisation (pour la partie épuisée) ou consommés.

La législation impose de constituer des provisions sur la totalité des combustibles engagés dans les réacteurs, qu'ils soient irradiés ou non. Elle impose également de classer sous cette rubrique les charges de gestion à long terme des déchets radioactifs issus de la déconstruction des centrales nucléaires ;

- les charges liées à la déconstruction des centrales et les charges relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provision pour derniers cœurs) ;
- les coûts des révisions décennales des centrales nucléaires et des centrales thermiques à flamme.

Les provisions constituées pour dépenses d'aval du cycle nucléaire, pour charges liées à la déconstruction des centrales et aux derniers cœurs, pour pertes futures relatives à des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie, sont estimées en appliquant aux montants des décaissements prévus un indice d'inflation prévisionnel à long terme, et sont actualisées à partir des taux représentant la meilleure estimation d'un taux de rendement à long terme sur les marchés obligataires.

Le taux d'inflation et le taux d'actualisation sont déterminés à partir des paramètres économiques spécifiques à la France.

EDF retient un taux d'actualisation de 5 % et un taux d'inflation à long terme de 2 %, soit un taux réel proche de 3 %. Ce taux a été déterminé sur des séries longues d'un échantillon d'emprunts obligataires et tient compte du fait qu'une partie des dépenses pour lesquelles sont constituées ces provisions seront décaissées sur des horizons de temps qui excèdent largement la durée des instruments couramment traités sur les marchés financiers.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières.

L'effet des changements d'estimation des provisions à long terme dont la contrepartie a été initialement enregistrée à l'actif, qu'ils soient liés à un changement de calendrier, de taux d'actualisation, d'estimation des dépenses ou d'évolutions technologiques, est imputé sur l'actif de contrepartie et au-delà sur l'actif de référence sous-jacent (centrale). Chacun de ces paramètres pris isolément ou de façon combinée est susceptible d'impacter sensiblement ces estimations dans le temps.

1.16 Provisions et engagements en faveur du personnel

Suivant la réglementation statutaire relative à la branche des IEG, les agents d'EDF bénéficient d'avantages pendant leur période d'activité et d'inactivité.

1.16.1 Engagements concernant les retraites et les avantages postérieurs à l'emploi

Les engagements d'EDF en matière de retraites tels qu'ils résultent du régime spécial de retraites des Industries Électriques et Gazières et les avantages postérieurs à l'emploi sont décrits dans la note 29 pour chacun de ces engagements.

1.16.2 Engagements concernant les autres avantages à long terme

Ces avantages concernant les salariés en activité d'EDF relevant du régime des IEG sont accordés selon la réglementation statutaire des Industries Électriques et Gazières. Ils sont décrits dans la note 29 de la présente annexe.

1.16.3 Modes de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

En application de l'avis n° 2000-A du comité d'urgence du CNC publié le 6 juillet 2000 et de l'article 335.1 alinéa 2 du Plan Comptable Général, EDF a opté au 1^{er} janvier 2005, pour la comptabilisation des avantages postérieurs à l'emploi accordés au personnel.

L'intégralité des engagements fait l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture en matière de retraites, d'avantages postérieurs à l'emploi et d'avantages à long terme en tenant compte des conditions économiques et des perspectives d'évolution de salaires.

Ainsi pour les retraites et les autres avantages postérieurs à l'emploi, cette méthode d'évaluation tient compte en particulier des données suivantes, conformément à la recommandation n° 2003-R01 du CNC :

- les salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des

effets de progression de carrière attendus et de l'évolution estimée du niveau de retraites ;

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables (service actif, nombre d'enfants) ;
- les effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité ;
- les reversions de pensions dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité relevé sur la population des agents des IEG ;
- un taux d'actualisation nominal, fonction de la durée des engagements. En cohérence avec la constitution des provisions enregistrées dans les comptes consolidés du groupe EDF, le taux d'actualisation nominal retenu était de 5 % au 1^{er} janvier 2004.

Le montant de la provision tient compte de la valeur des actifs destinés à couvrir certains engagements, qui vient en minoration de l'évaluation des engagements ainsi déterminée.

Suivant la possibilité offerte par la réglementation comptable :

- pour la comptabilisation des engagements de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi, les gains et pertes actuariels excédant 10 % du plus haut des engagements et des actifs du régime (corridor) sont constatés en résultat sur la durée moyenne résiduelle de travail des salariés au sein de l'entreprise ;
- pour les autres avantages à long terme, la provision est constituée selon une méthode d'évaluation simplifiée. Ainsi, si une évaluation actuarielle selon la méthode des unités de crédit projetées est nécessaire, les écarts actuariels sans application de la règle du corridor ainsi que l'ensemble du coût des services passés sont comptabilisés immédiatement dans la provision.

La charge comptabilisée au titre des engagements envers le personnel intègre :

- la charge correspondant à l'acquisition des droits supplémentaires, ainsi qu'à l'actualisation financière des droits existants ;
- le produit correspondant au rendement prévu des actifs de couverture ;
- la charge ou le produit correspondant à l'amortissement des écarts actuariels positifs ou négatifs.

Les droits acquis au cours de l'exercice sont comptabilisés en dotation aux provisions et les charges d'actualisation sont enregistrées en résultat financier.

1.17 Instruments de couverture des risques de taux et de change

1.17.1 Instruments dérivés court terme

Les instruments court terme (swaps court terme, options, contrats de change à terme) sont évalués comme suit :

- les engagements relatifs à ces opérations sont inscrits en hors-bilan pour la valeur nominale des contrats ;
- les appels de marges sont pris en compte immédiatement dans le résultat ;
- les primes payées ou encaissées sont rapportées au résultat lors du dénouement des transactions ;

- les résultats réalisés sur ces marchés sont pris en compte au dénouement ;
- les instruments dérivés de change court terme négociés sur les marchés organisés ou de gré à gré sur des marchés assimilés à des marchés organisés (présentant une forte liquidité), en portefeuille à la date d'arrêt des comptes, sont évalués par référence à leur valeur de marché à la date de clôture. Cette valeur de clôture est comparée, opération par opération, à la valeur historique des primes. En l'absence de mise en place de relation de micro couverture, la perte ou le gain de change



latent est enregistré dans le résultat financier. Les résultats latents sont appréciés sur la base d'une évaluation en valeur de marché.

Les dépôts initiaux effectués en garantie des transactions figurent sous la rubrique « Titres immobilisés ».

Dans le cadre des activités du groupe, EDF est amenée à accorder des prêts court terme en devises à ses filiales. Afin de ne pas exposer le groupe au risque de change, une micro couverture est mise en place par l'émission de papier commercial en devises ou la mise en place de swaps de change court terme. Si le risque de change est totalement couvert, aucune provision n'est enregistrée ni sur le prêt ni sur l'instrument de couverture. Si la couverture n'est pas efficace, la perte de change non couverte est provisionnée en totalité.

1.17.2 Instruments de long terme

L'un des principaux objectifs du cadre de gestion financière est de minimiser l'impact des risques de change et de taux sur les capitaux propres et les résultats. En matière de risque de change, l'endettement des enti-

tés (maison-mère ou filiales) est réalisé dans leur devise locale. En cas d'acquisition dans une devise différente de celle de l'entité, une couverture actif/passif efficace est mise en place chaque fois que possible (micro couverture).

Les instruments de long terme constitués de swaps viennent corriger le résultat de change et la charge d'intérêts de la dette. Si le risque de change est totalement couvert, aucune provision n'est enregistrée ni sur le swap, ni sur l'emprunt. S'il n'est que partiellement couvert, la perte latente de change non couverte est provisionnée en totalité. Les pertes latentes de change sur les swaps non affectés à une couverture ou ne répondant pas aux critères comptables de micro couverture (par exemple swap devise/devise adossé à un emprunt) sont totalement provisionnées.

Sauf exception, les soultes prévues aux contrats sont étalées sur la durée de vie de ceux-ci. Les soultes payées ou encaissées à l'occasion de dénouements anticipés sont immédiatement rapportées au résultat.

L'ensemble de ces instruments figure dans le hors-bilan financier pour la valeur des capitaux notionnels engagés et pour leur juste valeur.

1.18 Actions propres

Les actions propres sont des titres d'auto-contrôle achetés et détenus par l'entreprise.

L'application de l'avis n° 98-D du 17 décembre 1998 du Comité d'Urgence du Conseil National de la Comptabilité conduit au classement comptable suivant :

- autres immobilisations financières, pour l'achat d'actions propres réalisé dans le cadre d'une couverture d'obligations liées à des titres de créance donnant accès au capital, d'un contrat de liquidité conclu avec un prestataire de services d'investissement, d'une opération de croissance externe ou d'une réduction de capital ;

- valeurs mobilières de placement, pour l'achat d'actions propres réalisé dans le cadre d'une attribution aux salariés.

Une provision pour dépréciation est constituée lorsque le cours de bourse des actions EDF est inférieur à la valeur comptable des actions détenues.

Les actions sont enregistrées pour leur coût d'acquisition. En application du règlement 99-03 du CRC et de l'avis n° 2005-J du 6 décembre 2005 du Comité d'Urgence, les droits de mutations, les honoraires, les commissions, les frais d'actes et les frais d'acquisition sont comptabilisés en charge, conformément à l'option retenue pour les autres titres immobilisés et les titres de placement.

1.19 Actions gratuites

Dans le cadre de l'attribution d'actions gratuites aux salariés, une provision pour risques et charges, représentative de l'obligation de livrer les actions, est constituée. Elle est évaluée sur la base :

- de l'estimation du nombre d'actions à remettre aux salariés ;
- du prix d'acquisition des actions déjà acquises, déduction faite de la dépréciation de ces actions éventuellement constatée ;
- du cours de bourse des actions restant à acquérir ou du cours d'achat à terme augmenté de la prime si l'entreprise est couverte par des achats d'options d'achat d'actions propres.

La constitution de cette provision est réévaluée à chaque arrêté précédant la livraison des actions. Cette provision est reprise lors de la livraison des actions aux salariés.

Note 2

Événements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice ayant un impact sur les comptes



2.1 <u>Filialisation de l'activité de distribution d'énergie électrique</u>	P.395
2.2 <u>Textes d'application de la loi de programme n° 2006-739 du 28 juin 2006, relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs</u>	P.396
2.3 <u>Plan d'attribution d'actions gratuites pour les salariés du groupe</u>	P.396
2.4 <u>Distribution d'un acompte sur dividende</u>	P.397
2.5 <u>Évolution du capital social d'EDF et nouvelle offre réservée aux salariés</u>	P.397

2.1

Filialisation de l'activité de distribution d'énergie électrique

En application de la loi n° 2006-1537 relative au secteur de l'énergie du 7 décembre 2006, EDF SA a procédé à la séparation juridique de son activité Distribution sur le territoire métropolitain continental et a conclu, en ce sens, le 25 juin 2007, un traité d'apport partiel d'actif (soumis au régime des scissions) avec la société C6, société détenue à 99,99 % par EDF, devenue Électricité Réseau Distribution France (ERDF) après modification de ses statuts. Ce traité a été complété d'un avenant le 7 novembre 2007.

L'assemblée générale extraordinaire d'EDF SA en date du 20 décembre 2007 et l'assemblée générale mixte de C6 tenue le 21 décembre 2007 ont approuvé le traité d'apport partiel d'actif.

Cet apport est intervenu le 31 décembre 2007 avec effet rétroactif comptable au 1^{er} janvier 2007.

Aux termes de ce traité, EDF a apporté à C6 l'ensemble des biens propres, autorisations, droits et obligations relatifs à l'activité d'EDF de gestionnaire de réseau de distribution d'électricité sur le territoire métropolitain continental, au sens de l'article 210 B du code général des impôts.

Conformément à l'avis n° 2004-01 du CRC, les apports ont été effectués

à la valeur nette comptable et l'actif net apporté s'élève à 2 700 millions d'euros au 1^{er} janvier 2007.

Les éléments d'actifs apportés au 1^{er} janvier 2007 se décomposent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	Montants nets
Immobilisations incorporelles	171
Immobilisations corporelles du domaine propre	3 191
Immobilisations corporelles du domaine concédé	33 309
Immobilisations incorporelles et corporelles en cours	617
Immobilisations financières	10
Total I actif immobilisé	37 298
Stocks et en cours	32
Créances d'exploitation	3 381
Disponibilités	1 491
Charges constatées d'avance	7
Total II actif circulant	4 911
TOTAL DES ÉLÉMENTS D'ACTIFS APPORTÉS	42 209



Les éléments de passifs apportés, au 1^{er} janvier 2007 se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Montants
Comptes spécifiques des concessions	24 139
Total I comptes spécifiques aux concessions	24 139
Provisions pour risques	28
Provisions pour charges	12 284
- Renouvellement des immobilisations du domaine concédé	10 501
- Avantages au personnel	1 232
- Autres charges	551
Total II provisions pour risques et charges	12 312
Dettes financières	
- Emprunts	
- Emprunts auprès des établissements de crédit	-
- Autres emprunts	271
- Avances sur consommations reçues	-
- Autres dettes	54
Avances et acomptes reçus	124
Dettes d'exploitation, d'investissement et divers	
- Fournisseurs et comptes rattachés	1 817
- Dettes fiscales et sociales	664
- Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	17
- Autres dettes	106
Produits constatés d'avance	5
Total III dettes	3 058
Total des passifs apportés	39 509
ACTIF NET APPORTÉ	2 700

En rémunération et représentation de l'actif net apporté par EDF SA, il a été attribué à EDF 540 000 000 actions nouvelles de 0,50 euro de valeur nominale, entièrement libérées, à titre d'augmentation de capital.

Dans le cadre du régime de faveur des fusions édicté par l'article 210 A du code général des impôts, EDF a retiré de son bilan les passifs se rapportant aux biens apportés devenus sans objet, en contrepartie d'un produit exceptionnel pour un montant total de 699 M€ représentatif :

- des amortissements dérogatoires pour un montant de 648 millions d'euros ;
- des subventions reçues relatives aux biens apportés pour un montant de 39 millions d'euros ;
- des provisions spéciales de réévaluation relatives aux immobilisations amortissables (loi du 30 décembre 1977) pour un montant de 4 millions d'euros ;
- des écarts de réévaluation de 1976 pour un montant de 8 millions d'euros.

Dans les notes annexes, lorsque les montants sont significatifs, il est porté dans les tableaux l'impact de la sortie de l'activité distribution sur les comptes d'EDF :

- sur le résultat 2006
- sur le bilan au 1^{er} janvier 2007.

2.2 Textes d'application de la loi de programme n° 2006-739 du 28 juin 2006, relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs

Les textes d'application parus en 2007 comprennent le décret n° 2007-243 du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007, relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Les adaptations nécessaires comprennent à la fois des modifications de présentation et des changements d'estimations de provisions. Elles sont détaillées dans la note 28.

Les comptes publiés au 31 décembre 2007 ont pris en compte les dispositions prévues par les textes d'application de la loi.

2.3 Plan d'attribution d'actions gratuites pour les salariés du Groupe

Un plan d'attribution d'actions gratuites (ACT 2007) portant potentiellement sur près de 3 millions d'actions a été approuvé lors de l'Assemblée Générale des actionnaires du 24 mai 2007. Les modalités définitives d'attribution, en particulier la liste des bénéficiaires au sein des sociétés du Groupe visées par cette opération et le nombre d'actions attribuées à chacun, ont été définies et approuvées lors du Conseil d'administration du 30 août 2007. Les actions seront livrées le 31 août 2009 aux salariés

titulaires d'un contrat de travail durant toute la période d'acquisition des droits, sauf exceptions spécifiées dans le plan, et sous réserve de l'atteinte de l'objectif de performance pour la période 2006-2008.

La provision constituée s'élève à 233 millions d'euros, évaluée sur la base du cours de l'action au 31 décembre 2007 (81,48 euros). Le produit à recevoir des filiales détenues à 100 % par EDF s'élève à 105 millions d'euros.

2.4 Distribution d'un acompte sur dividende

Le Conseil d'administration d'EDF, réuni le 7 novembre 2007, a décidé, au titre de l'exercice 2007, de mettre en paiement le 30 novembre 2007

un acompte sur dividende de 0,58 euro par action, pour un montant de 1 057 millions d'euros.

2.5 Évolution du capital social d'EDF et nouvelle offre réservée aux salariés

L'État a cédé, le 3 décembre 2007, 2,5 % du capital d'EDF à des investisseurs institutionnels français et internationaux.

En application du dernier alinéa de l'article 11 de la loi n° 86-912 du 6 août 1986 et de l'article 26 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, l'État a déci-

dé de proposer aux salariés et anciens salariés d'EDF et de certaines de ses filiales en France et à l'étranger une offre à des conditions préférentielles d'acquisition portant sur un nombre d'actions existantes représentant 15 % du nombre total d'actions cédées, soit 0,4 % du capital. Le calendrier et les modalités pratiques seront définis pour une mise en œuvre en 2008.

Note 3 Chiffre d'affaires



Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2007	2006 sans l'activité distribution filialisée ⁽¹⁾	2006
Ventes d'énergie	21 922	20 754	20 708
Ventes de services liés à l'énergie	10 551	10 303	11 465
Autres ventes de biens	7	5	6
Autres ventes de services	1 158	1 345	712
CHIFFRE D'AFFAIRES	33 638	32 407	32 891

Le chiffre d'affaires est en progression de 3,8 % par rapport à celui de l'exercice 2006 retraité de l'activité filialisée. Il prend en compte l'augmentation des tarifs réglementés de ventes d'électricité en France au 16 août 2007.

(1) L'activité distribution a été filialisée au 31 décembre 2007 avec effet rétroactif au 1^{er} janvier 2007.

À périmètre identique, le chiffre d'affaires 2006 aurait été de 32 407 millions d'euros, soit une baisse de 484 millions d'euros. Cette variation résulte notamment des effets contraires suivants :

- une baisse de 1 162 millions d'euros des ventes de services liés à l'énergie résultant principalement des prestations d'acheminement et des tickets de raccordements facturés par l'activité distribution ;
- une augmentation de 633 millions des autres ventes de services notamment liée à la facturation par EDF à l'activité Distribution de prestations immobilières, de prestations informatiques et de mise à disposition de personnel.



Note Subventions d'exploitation

4



(en millions d'euros)

	2007	2006 sans l'activité distribution filialisée	2006
SUBVENTIONS D'EXPLOITATION REÇUES	2 002	1 466	1 466

Dans cette rubrique est comptabilisée principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre de la « Contribution au Service Public de l'Électricité » (CSPE) instaurée par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003.

Cette compensation s'est traduite dans les comptes par un produit de 1 993 millions d'euros en 2007 contre 1 457 millions d'euros en 2006.

Note Reprises sur amortissements et provisions

5



(en millions d'euros)

	2007	2006 sans l'activité distribution filialisée	2006
Reprise de provisions pour risques	193	104	105
Pensions et obligations assimilées ⁽¹⁾	1 202	1 345	1 636
Renouvellement des immobilisations du domaine concédé	10	3	139
Gestion du combustible nucléaire usé ⁽²⁾	668	814	814
Gestion à long terme des déchets radioactifs ⁽³⁾	535	78	78
Déconstruction des centrales	150	156	156
Derniers cœurs	52	8	8
Autres provisions pour charges ⁽⁴⁾	643	141	169
Reprise de provisions pour charges	3 260	2 545	3 001
Reprise d'amortissement du financement du concédant	-		7
Reprise de provisions pour dépréciation	372	133	155
TOTAL	3 825	2 782	3 267

(1) Dont 303 millions d'euros en 2006 de reprise liée à la non-reconstruction du dispositif de complément exceptionnel de retraite.

(2) Dont 220 millions d'euros en 2006 de reprise suite aux modifications d'hypothèses concernant le retraitement des combustibles.

(3) Dont 394 millions d'euros en 2007 de reprise liée à l'application de la nouvelle définition du cycle d'exploitation donnée par la loi du 28 juin 2006 (voir paragraphe 28.1).

(4) Dont 470 millions d'euros en 2007 de reprise relative à la provision concernant le tarif réglementé transitoire d'ajustement de marché (TARTAM).

Note 6 Autres produits d'exploitation



(en millions d'euros)

	2007	2006 sans l'activité distribution filialisée	2006
AUTRES PRODUITS D'EXPLOITATION	535	942	722

Sont comptabilisées notamment dans cette rubrique, en application de l'avis du Comité d'Urgence n° 2004-C du 23 mars 2004, les reprises des quotas d'émission de gaz à effet de serre alloués par l'État pour l'année écoulée.

La baisse des reprises de quotas d'un montant de 516 millions d'euros s'explique par la chute des cours.

Note 7 Consommations externes



(en millions d'euros)

	2007	2006 sans l'activité distribution filialisée (2)	2006
Achats consommés de combustibles	2 671	2 489	2 489
Achats d'énergie (1)	5 567	4 544	5 493
Autres achats consommés de biens	947	999	1 600
Achats de services	15 288	14 676	8 884
CONSOMMATIONS EXTERNES	24 473	22 708	18 465

(1) En 2007, l'augmentation des achats d'énergie concerne principalement les achats d'électricité à EDF Trading, les achats de gaz et les obligations d'achats.

(2) La filialisation de l'activité distribution entraîne une baisse des achats d'énergie, correspondant aux achats supportés directement par cette activité, et une hausse des achats de services : les redevances d'accès au réseau de transport, supportées par l'activité distribution, n'apparaissent plus dans les comptes d'EDF, par contre, les redevances d'accès au réseau de distribution sont désormais facturées par ERDF et constituent une charge de consommation externe.

Note 8 Impôts et taxes



(en millions d'euros)

	2007	2006 sans l'activité distribution filialisée (1)	2006
Impôts et taxes sur rémunérations	98	109	161
Impôts et taxes liés à l'énergie (2)	669	342	665
Taxes professionnelles	882	855	1 046
Taxes Foncières	252	251	269
Autres impôts et taxes	267	274	308
IMPÔTS ET TAXES	2 168	1 831	2 450

(1) Diminution des taxes FACE (impôts et taxes liés à l'énergie), relevant de la distribution publique métropolitaine ((315) millions d'euros au titre de 2006).

(2) Dans le cadre de la loi du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, la taxe additionnelle en 2007 pour les installations nucléaires de base (INB) payée par EDF s'élève à 102 millions d'euros, sans équivalent en 2006.

Dans le cadre de la mise en place d'un tarif réglementé transitoire d'ajustement de marché (TARTAM), une contribution de 221 millions d'euros a été comptabilisée en 2007.



Note Charges de personnel

9



Salaires et charges

(en millions d'euros)	2007	2006 sans l'activité distribution filialisée	2006
Salaires et traitements	2 940	2 897	4 278
Charges sociales	1 737	1 727	2 420
CHARGES DE PERSONNEL	4 677	4 625	6 698

Effectifs moyens

	2007		2006
	Statut IEG	Autres	Total
Cadres	20 083	199	20 282
Exécutions, Agents de maîtrise et Techniciens	38 172	324	38 496
EFFECTIFS MOYENS	58 255	523	58 778

Les effectifs moyens sont présentés en équivalent temps plein. La baisse des effectifs résulte principalement de la filialisation de l'activité distribution.

Note Autres charges d'exploitation

10



(en millions d'euros)	2007	2006 sans l'activité distribution filialisée	2006
Émissions de gaz à effet de serre ⁽¹⁾	64	493	493
Autres charges d'exploitation	753	532	678
TOTAL	817	1 025	1 171

(1) La diminution des charges d'émissions de gaz à effet de serre résulte de la baisse du prix des permis d'émission.

Note Dotations aux amortissements

11



(en millions d'euros)	2007	2006 sans l'activité distribution filialisée	2006
dotations aux amortissements sur immobilisations incorporelles	75	63	111
dotations aux amortissements sur immobilisations corporelles :			
- domaine propre	1 481	1 382	1 622
- domaine concédé ⁽¹⁾	163	162	1 387
Sous-total	1 644	1 544	3 008
Dotations aux amortissements des immobilisations	1 719	1 607	3 119
Dotations aux amortissements des frais d'émission d'emprunts et autres charges à étaler	3	3	3
TOTAL	1 722	1 610	3 123

(1) En 2007, les dotations relèvent du domaine de concession « Force hydraulique » et des concessions « distribution publique » du Système Électrique Insulaire.

Note Dotations aux provisions

12



(en millions d'euros)	2007	2006 sans l'activité distribution filialisée	2006
Provisions pour risques	153	93	97
Pensions et obligations assimilées	453	508	660
Renouvellement des immobilisations du domaine concédé	14	13	594
Gestion du combustible nucléaire usé	500	526	526
Gestion à long terme des déchets radioactifs ⁽¹⁾	143	390	390
Déconstruction des centrales thermiques	70	21	21
Autres provisions pour charges ⁽²⁾	689	718	767
Provisions pour charges	1 869	2 176	2 959
Provisions pour dépréciation	155	153	172
TOTAL	2 177	2 422	3 227

(1) Dont 132 millions d'euros en 2007 et 373 millions d'euros en 2006 de dotations complémentaires liées à des changements d'estimation de la provision pour la gestion à long terme des déchets radioactifs de haute et moyenne activité à vie longue, suite à la loi du 28 juin 2006.

(2) Dont 497 millions d'euros de dotation en 2007 concernant le tarif réglementé transitoire d'ajustement de marché (TARTAM) représentatif d'une estimation des contributions au titre des années 2008 et 2009.



Note 13 Résultat financier

(en millions d'euros)	2007	2006 sans l'activité distribution filialisée	2006
Charges sur dettes financières long terme	(681)	(711)	(704)
Charges sur passifs financiers court terme	(364)	(275)	(139)
Charges nettes sur cessions actifs financiers court terme	(12)	(1)	(1)
Produits des créances financières long terme ⁽¹⁾	599	539	518
Produits des actifs financiers court terme	297	200	200
Produits nets sur cessions actifs financiers court terme ⁽²⁾	172	44	44
Frais Financiers Nets	11	(204)	(83)
Pertes de change réalisées	(916)	(266)	(266)
Gains de change réalisés	854	283	283
Résultat de change ⁽³⁾	(62)	17	16
Autres produits financiers	219	132	133
Autres charges financières	(84)	(34)	(34)
Dotations financières aux amortissements et provisions ⁽⁴⁾	(2 351)	(2 127)	(2 198)
Produits financiers des participations ⁽⁵⁾	661	616	616
Reprises de provisions sur actifs financiers ⁽⁶⁾	1 825	2 065	2 073
Autres produits et charges financiers	270	652	591
RÉSULTAT FINANCIER	219	465	525

NB : par convention, les charges sont présentées entre parenthèses.

(1) Ce poste concerne principalement les intérêts des prêts accordés à RTE et à EDF Energy

(2) Les cessions d'OPCVM ont généré 172 millions d'euros de plus-value en 2007

(3) Le résultat de change de (62) millions d'euros s'explique principalement par une perte de change nette de 46 millions d'euros après couverture économique des prêts accordés à EDF Energy.

(4) Dont 2 100 millions d'euros de charges de désactualisation en 2007 et 53 millions d'euros de dotation aux provisions pour dépréciation des titres Italenergia Bis.

(5) En 2007, ce poste inclut notamment 259 millions d'euros de dividendes reçus de RTE SA, 100 millions d'euros de Wagram Holding 4,86 millions d'euros de GGF, 71 millions d'euros de SOFILO et d'IEB.

(6) La provision sur les titres EDF International a fait l'objet d'une reprise en 2007 à hauteur de 1 521 millions d'euros contre 1 866 millions d'euros en 2006.

Note 14 Résultat exceptionnel

L'entreprise a pris l'option de ne maintenir en résultat exceptionnel que des opérations nettement déconnectées de l'exploitation.

En 2007, le résultat exceptionnel représente un produit de 1 075 millions d'euros dont les principaux éléments sont les suivants :

- suite à la filialisation de l'activité distribution par apport partiel d'actifs au 1^{er} janvier 2007, les passifs correspondants aux écarts de réévaluation

1976, aux subventions et aux amortissements dérogatoires se rapportant aux biens apportés sont devenus sans objet et ont été repris en produits exceptionnels pour 699 millions d'euros, comme détaillé dans le paragraphe 2.1 ;

- les cessions d'immobilisations corporelles ont dégagé une plus-value de 153 millions d'euros, dont 124 millions d'euros pour l'apport fait à SOFILO et 23 millions d'euros pour les autres cessions immobilières ;

- une charge nette de 129 millions d'euros a été comptabilisée afin de couvrir les charges liées à l'actionnariat salarié ;
- la cession de bons de souscription et de titres EDISON a dégagé une plus-value de 111 millions d'euros ;
- les cessions d'OPCVM ont généré une plus-value nette de 95 millions d'euros ;
- les reprises nettes sur les amortissements dérogatoires sur immobilisations corporelles et incorporelles s'élèvent à 78 millions d'euros ;
- la reprise du supplément d'amortissement dégagé par la réévaluation de 1976 est de 34 millions d'euros.

La filialisation de l'activité distribution a conduit à l'enregistrement pour la valeur nette comptable de 3 362 millions d'euros tant en charges qu'en produits de cessions des éléments d'actifs, neutre sur le résultat exceptionnel.

En 2006, le résultat exceptionnel représente un produit de 2 246 millions d'euros dont les principaux éléments sont les suivants :

- la cession d'EDF Trading à la filiale EDF Holding SAS (C11) a généré une plus-value de 1 729 millions d'euros ;
- la cession de titres ARCELOR, a dégagé une plus-value de 231 millions d'euros ;
- les reprises nettes sur les amortissements dérogatoires sur immobilisations corporelles s'élèvent à 142 millions d'euros ;
- les cessions d'immobilisations corporelles ont dégagé une plus-value de 69 millions d'euros, principalement liée à des cessions immobilières ;
- la cession de titres EDISON a généré une plus-value de 47 millions d'euros ;
- la reprise du supplément d'amortissement dégagé par la réévaluation de 1976 est de 36 millions d'euros ;
- les cessions d'OPCVM ont généré une plus-value de 22 millions d'euros.

Note Impôts sur les bénéfices

15



15.1 Groupe fiscal

P.403

15.2 Impôt sur les sociétés exigible

P.404

15.3 Situation fiscale différée ou latente

P.404

15.1 Groupe fiscal

Depuis le 1^{er} janvier 1988, la société intégrante EDF et ses filiales intégrées forment entre elles un groupe soumis au régime de l'intégration fiscale prévu aux articles 223 A à 223 U du Code général des impôts. Le périmètre d'intégration de l'exercice 2007 a été modifié compte tenu des évolutions du groupe EDF et comprend les filiales suivantes :

- EDEV, EDEV CPL TECHNOLOGIE, EDEV ENR REPARTIES, EDEV TELESERVICES (EDELIA), DUNKERQUE LNG, COFIVA, EDF PARTENARIATS SERVICES, EVERBAT, H4, HYDROSTADIUM, SAE, SAFIDI, SCS, SHEMA, SODETREL, SYNERGRID, VTHR ;
- RTE EDF TRANSPORT SA, @RTERIA ;
- ERDF SA ;
- CSR, EDF International, GGF, SAPAR, EDF HOLDING SAS ;
- C2, C3, C4, C9, C13, C14, C15, C16, C17, IES France, EDF ASSURANCES ;
- EDF PEI SAS, EDF PEI CORSE DU SUD, EDF PEI POINTE JARRY, EDF PEI DEGRAD DES CANNES, EDF PEI BELLEFONTAINE, EDF PEI PORT EST, EDF PEI HAUTE CORSE ;
- SOFILO, IMMOBILIERE MONTPELLIER COMEDIE, IMMOBILIERE WAGRAM ETOILE.



15.2 Impôt sur les sociétés exigible

La société intégrante EDF, conformément aux dispositions de l'article 223 A du Code général des impôts, s'est constituée seule redevable de l'impôt sur les sociétés, de l'imposition forfaitaire annuelle, des contributions additionnelles à l'impôt sur les sociétés.

La convention d'intégration fiscale liant les sociétés membres du groupe fiscal prévoit le principe de neutralité. En application de ce principe chaque filiale verse à la société intégrante à titre de contribution au paiement de l'impôt sur les sociétés du groupe une somme égale à l'impôt qui aurait grevé son résultat si elle était imposable distinctement.

La convention d'intégration fiscale conclue entre EDF SA et les filiales membres du groupe fiscal prévoit qu'EDF SA restitue à ses filiales défici-

taires l'économie d'impôt procurée par leurs déficits au rythme de la réalisation de leurs bénéfices futurs.

L'impôt sur les sociétés exigible, relatif au groupe fiscal, s'élève à 1 346 millions d'euros au titre de l'exercice 2007. Il se décompose comme suit :

- 828 millions d'euros au titre de EDF SA dont 101 millions au titre du résultat exceptionnel ;
- 574 millions d'euros au titre des filiales du groupe fiscal, dont 229 millions d'euros provenant de RTE EDF TRANSPORT SA et 288 millions d'euros provenant d'ERDF SA ;
- (56) millions d'euros au titre des retraitements liés à l'intégration fiscale.

15.3 Situation fiscale différée ou latente

La fiscalité latente et différée n'est pas traduite dans les comptes individuels.

- les impôts différés traduisent l'effet des différences entre les bases comptables et les bases fiscales. Il s'agit notamment des différences temporaires constatées dans le rythme d'enregistrement des charges et produits ;
- les impôts différés actifs traduisent des charges qui seront fiscalement déductibles ultérieurement ou des reports déficitaires qui entraîneront une diminution d'assiette fiscale ;

- les impôts différés passifs traduisent soit des anticipations de déductions fiscales, soit des produits qui seront ultérieurement taxables et qui entraîneront un accroissement de l'assiette fiscale.

Les bases d'impôts et les impôts différés et latents évoluent comme suit :

(en millions d'euros)	2007	Variation	2006 sans l'activité distribution filialisée	2006
1. Différences temporaires générant un actif d'impôt				
Provisions non déductibles ⁽¹⁾	(11 358)	350	(11 708)	(12 705)
Instruments financiers et écarts de conversion	(1 344)	509	(1 853)	(1 853)
Autres	(96)	(12)	(84)	(113)
Total base d'impôt actif au taux normal	(12 798)	847	(13 645)	(14 671)
2. Différences temporaires générant un passif d'impôt				
Charges à répartir	-	(1)	1	15
Instruments financiers et écarts de conversion	619	(172)	791	791
Total base d'impôt passif au taux normal	619	(173)	792	806
Plus-values en sursis d'imposition nettes de moins-values	79	-	79	79
Total base passif d'impôt au taux réduit	79	-	79	79
Situation fiscale différée (en base)	(12 100)	674	(12 774)	(13 786)
Allègement de la dette future d'impôt au taux de droit commun ⁽²⁾	(4 201)	224	(4 425)	(4 774)
Accroissement de la dette future d'impôt au taux réduit	1	-	1	1

(1) concerne principalement les avantages au personnel postérieurs à l'emploi.

(2) Inclut le crédit d'impôt mécénat.

Note 16

Valeurs brutes des immobilisations incorporelles et corporelles



(en millions d'euros)	Valeur brute au 31/12/2006	Filialisation activité distribution au 01/01/2007	Augmentation	Diminution	Valeur brute au 31/12/2007
Immobilisations incorporelles					
Logiciels	438	(141)	106	35	368
Autres ⁽¹⁾	846	(140)	89	504	291
Sous-total	1 284	(281)	195	539	659
Immobilisations corporelles du domaine propre					
Terrains et agencements	243	(89)	9	28	135
Constructions	10 038	(986)	153	350	8 855
Tranches de production nucléaires	43 910	-	897	193	44 614
Matériel et outillage industriel hors réseau	9 500	(1 063)	434	79	8 792
Réseau du domaine propre	4 660	(4 112)	12	1	559
Autres immobilisations corporelles	1 596	(666)	167	129	968
Sous-total	69 947	(6 916)	1 672	780	63 923
Immobilisations corporelles du domaine concédé ⁽²⁾					
Terrains et agencements	51	(15)	-	-	36
Constructions	9 171	(815)	10	8	8 358
Matériel et outillage industriel hors réseau	1 606	(635)	1	5	967
Réseau du domaine concédé	54 267	(52 640)	49	3	1 673
Autres immobilisations corporelles	36	(23)	-	1	12
Sous-total	65 131	(54 128)	60	17	11 046
Immobilisations en cours					
Immobilisations corporelles ⁽³⁾	1 933	(569)	2 251	1 470	2 145
Immobilisations incorporelles	142	(48)	397	159	332
Pré-investissements	325	-	2	324	3
Avances et acomptes versés sur commandes	208	-	193	-	401
Sous-total	2 609	(617)	2 842	1 953	2 881
TOTAL GÉNÉRAL	138 971	(61 942)	4 769	3 289	78 509

(1) La diminution de 504 millions d'euros comprend 490 millions d'euros liés à la restitution à l'État des quotas de CO₂ émis en 2006.

(2) Les immobilisations du domaine concédé relèvent au 31 décembre 2007 du Système Électrique Insulaire (SEI) ainsi que des concessions « Forces Hydrauliques ».

(3) Les investissements réalisés au cours de la période concernent principalement les équipements nucléaires des centrales existantes, l'EPR et la rénovation des centrales thermiques.



Note 17 Amortissements et provisions des immobilisations incorporelles et corporelles



(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2006	Filialisation activité distribution au 01/01/2007	Augmentation	Diminution	Montants cumulés au 31/12/2007
Immobilisations incorporelles					
Logiciels	181	(48)	69	35	167
Autres	132	(62)	17	41	46
Sous-total	313	(110)	86	76	213
Immobilisations corporelles du domaine propre					
Constructions et Agencements	6 082	(437)	199	240	5 604
Tranches de production nucléaires	27 840	-	1 265	279	28 826
Matériel et outillage industriel hors réseau	7 255	(815)	191	71	6 560
Réseau du domaine propre	2 146	(1 927)	16	1	234
Autres immobilisations corporelles	1 234	(544)	60	69	682
Sous-total	44 558	(3 723)	1 731	660	41 906
Immobilisations corporelles du domaine concédé					
Constructions et Agencements	5 472	(614)	123	17	4 964
Matériel et outillage industriel hors réseau	1 073	(365)	15	5	718
Réseau du domaine concédé	20 409	(19 822)	45	2	630
Autres immobilisations corporelles	31	(19)	-	1	11
Sous-total	26 985	(20 820)	183	25	6 323
TOTAL GÉNÉRAL	71 856	(24 653)	2 000	761	48 442

Note 18

Immobilisations financières



18.1 Variations des immobilisations financières	P.407
18.2 Filiales et participations détenues à plus de 50 %	P.408
18.3 Filiales et participations détenues à moins de 50 %	P.409
18.4 Valeur estimative du portefeuille de titres immobilisés de l'activité de portefeuille (TIAP)	P.409
18.5 Variations des actions propres	P.410

18.1 Variations des immobilisations financières

(en millions d'euros)	Valeur brute au 31/12/2006	Augmentation	Diminution	Valeur brute au 31/12/2007
Participations ⁽¹⁾	29 014	2 912	1 464	30 462
Créances rattachées aux participations	31	3	26	8
Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille TIAP ⁽²⁾	6 154	5 853	3 953	8 054
Autres titres immobilisés	141	38	32	147
Prêts ⁽³⁾	271	6	138	139
Prêts aux filiales ⁽⁴⁾	8 398	2 442	1 028	9 812
Dépôts et cautionnements autres	648	122	58	712
Total	44 658	11 376	6 699	49 334

(en millions d'euros)	Valeur au 31/12/2006	Dotations	Reprises	Valeur au 31/12/2007
Provisions sur participations et créances rattachées ⁽⁵⁾	(1 927)	(59)	1 525	(461)
Provisions sur TIAP	(48)	(151)	14	(185)
Provisions sur prêts et autres immobilisations	(32)	(1)	12	(21)
Total	(2 007)	(211)	1 551	(667)
VALEUR NETTE	42 650			48 667

(1) La variation nette de ce poste correspond, pour l'essentiel :

- a. à la valeur des titres du distributeur pour 2 700 millions d'euros suite à la filialisation de l'activité distribution
- b. au remboursement de la prime d'apport de WAGRAM Holding 3 pour 1 192 millions d'euros
- c. à l'augmentation du capital de SOFILO de 182 millions d'euros
- d. au remboursement de la prime d'apport de titres IEB pour 247 millions d'euros

Il est à noter qu'une opération de scission partielle de WAGRAM Holding 3 et 4 pour le transfert des titres et warrants EDISON à MNTC et WAGRAM Holding 3 a été réalisée en 2007. Cette opération d'un milliard d'euros est neutre sur les soldes des comptes au 31 décembre 2007.

(2) Ce poste regroupe pour 7 537 millions d'euros les investissements financiers participant au financement des opérations provisionnées au passif du bilan et relatives à :

- l'aval du cycle nucléaire ;
- la déconstruction des centrales nucléaires ;
- le retraitement du combustible des derniers cœurs et de gestion à long terme des déchets radioactifs correspondants.

De plus, il comprend un portefeuille d'actions constitué pour en retirer, à plus ou moins longue échéance, une rentabilité satisfaisante sans intervenir dans la gestion des sociétés dont les titres sont détenus. Au 31 décembre 2007, ce portefeuille de 473 millions d'euros se compose principalement d'actions VEOLIA ENVIRONNEMENT.

(3) Ce poste correspond, au 31 décembre 2007, pour 90 millions d'euros aux prêts accordés aux salariés dans le cadre de l'ORS 2005.

(4) L'en-cours des prêts aux filiales au 31 décembre 2007 est de 9 812 millions d'euros, dont 5 017 millions d'euros pour le prêt accordé à RTE SA, 2 201 millions d'euros pour EDF Energy, 1 521 millions d'euros pour la société C3 (dont 1 milliard d'euros au titre d'avance en compte-courant). Les mouvements sont également affectés des effets de change de l'exercice.

(5) La variation de ce poste correspond principalement à une reprise de provision sur les titres EDF International à hauteur de 1 521 millions d'euros et une dotation aux provisions sur les titres Italoenergia Bis pour 53 millions d'euros.



18.2 Filiales et participations détenues à plus de 50 %

Raison sociale	Valeur brute comptable des titres détenus	Provisions dépréciations 31/12/2007	% du capital détenu	Capitaux propres	Résultat de l'exercice	Dividendes reçus en 2007	Chiffre d'affaires
<i>(en millions d'euros)</i>							
I. Filiales							
* Sociétés Holdings							
EDEV ⁽¹⁾	459	-	100	538	32	-	4
EDF International ⁽¹⁾	13 309	216	100	10 264	1 377	-	-
MNTC Holding ⁽¹⁾	1 076	-	100	136	(7)	7	-
EDF Production Électrique Insulaire SAS ⁽¹⁾	5	-	100	ns	-	-	ns
EDF holding SAS ⁽¹⁾	1 950	-	100	1 950	ns	-	-
Société Holding Wagram 3 ⁽¹⁾	1 417	-	100	2 600	(30)	-	-
Société Holding Wagram 4 ⁽¹⁾	1 661	-	100	3 034	(446)	100	-
* Sociétés Immobilières							
GGF ⁽¹⁾	471	-	100	456	52	86	26
SOFILO ⁽¹⁾	937	-	100	638	33	71	88
* Sociétés industrielles et commerciales							
En France							
Centrale Électrique Rhénane de GAMBSHEIM ⁽¹⁾	3	-	50	11	ns	-	4
Centrale Sidérurgique de RICHEMONT (CSR) ⁽¹⁾	152	152	100	12	(1)	-	1
EDENKIA ⁽¹⁾	ns	-	50	ns	ns	-	ns
DALKIA Investissement ⁽¹⁾	200	-	50	235	10	5	11
RTE SA ⁽¹⁾	4 030	-	100	4 474	431	259	4 059
ERDF ⁽²⁾	2 700	-	100	3 009	302	-	10 808
À l'étranger							
EDF Belgium ⁽¹⁾	26	-	100	50	9	2	336
Électricité d'EMOSSON SA ⁽¹⁾	14	-	50	88	-	-	26
Rheinkraftwerk Iffezheim (RKI) ⁽¹⁾	3	-	50	10	ns	ns	4
Forces Motrices du Chatelôt ⁽¹⁾	1	-	50	9	ns	ns	3
* Sociétés et Établissements financiers							
Société Anonyme de Gestion et de Contrôle des Participations (SAPAR FINANCE) ⁽¹⁾	15	-	100	15	ns	-	ns
C3 ⁽¹⁾	190	-	100	175	(2)	1	-
* Autres (GIE EIFER)	35	34	-	-	-	-	-
TOTAL I	28 654	402				531	

(1) Capitaux Propres, Résultat et Chiffre d'affaires sociaux 2006.

(2) Capitaux propres, Résultat et Chiffres d'affaires sociaux provisoires 2007.

ns : non significatif (inférieur à 500 000 euros).

18.3 Filiales et participations détenues à moins de 50 %

Raison sociale	Valeur brute comptable des titres détenus	Provisions dépréciations 31/12/2007	% du capital détenu	Capitaux propres	Résultat de l'exercice	Dividendes reçus en 2007
<i>(en millions d'euros)</i>						
Report TOTAL I	28 654	402				531
II. Participations						
II.1 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 50 % et supérieure ou égale à 10 %						
* Sociétés industrielles et commerciales						
En France						
DALKIA International ⁽¹⁾	425	-	24	1 799	15	4
DALKIA Holding ⁽¹⁾	897	-	34	1 269	105	34
À l'étranger						
ITALENERGIA BIS (y compris bons de souscription) ⁽¹⁾	344	53	18	2 850	23	71
TOTAL II.1	1 666	53				109
II.2 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 10 % dont :						
AREVA ⁽¹⁾	123	-	3	2 282	280	7
EDISON	15	-	ns	4 589	351	-
Autres	3	-	ns			-
À l'étranger						
Force Motrice de Mauvoisin	1	-	10	nc	ns	nc
TOTAL II.2	142	-				7
TOTAL II	1 808	53				116
TOTAL BRUT DES FILIALES ET PARTICIPATIONS (I + II)	30 462	455				647
TOTAL NET DES FILIALES ET PARTICIPATIONS	30 007					

(1) Capitaux propres, résultats et chiffres d'affaires 2006.

ns : non significatif (inférieur à 500 000 euros).

nc : non communiqué.

18.4 Valeur estimative du portefeuille de titres immobilisés de l'activité de portefeuille (TIAP)

<i>(en millions d'euros)</i>	Montants à l'ouverture de l'exercice			Montants à la clôture de l'exercice		
	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Valeur estimative	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Valeur estimative
VALEUR DU PORTEFEUILLE DE TIAP	6 154	6 105	7 183	8 054	7 868	9 164

Le portefeuille de TIAP est composé notamment d'actifs dédiés qui sont :

- pour partie constitués de placements actuellement détenus et gérés directement par EDF. Il s'agit d'une part d'un placement d'EDF dans MITTAL et d'autre part des titres de taux (obligations ou TCN) ;
- pour une autre partie constitués d'OPCVM spécialisés sur la plupart des grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion françaises ou étrangères indépendantes sélectionnées sur dossier ou après appel à la concurrence. Ils couvrent différents segments des marchés obligataires ou d'actions sur lesquels EDF souhaite avoir la plus large diversification possible : actions Europe, États-Unis, Japon, obligations

Monde. Il s'agit soit de Sicav ou FCP ouverts soit de FCP réservés constitués par l'entreprise pour son usage exclusif. La performance de chaque fonds est appréciée par rapport à un indicateur de marché de référence différent selon les places boursières choisies.

Ces actifs, gérés dans une optique de long terme, sont composés de placements diversifiés obligataires, monétaires et actions, conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration de l'entreprise, révisable périodiquement.



La décomposition entre les FCP réservés et les autres placements est la suivante :

(en millions d'euros)	2007		2006	
	Valeur nette comptable	Valeur liquidative	Valeur nette comptable	Valeur liquidative
Actions Amérique du Nord	365	404	462	494
Actions Europe	323	417	364	464
Actions Japon	29	29	106	109
Obligations Monde	612	644	465	481
Total des FCP dédiés	1 329	1 494	1 398	1 548
Autres placements financiers directs ou en OPCVM	6 027	6 524	4 310	4 680
TOTAL GÉNÉRAL DES ACTIFS DÉDIÉS	7 356	8 018	5 707	6 228

Ces fonds sont évalués à leur valeur historique et, si nécessaire, dépréciés lorsque la valeur liquidative du fonds est inférieure à la valeur historique. Lorsque la valeur liquidative est supérieure à la valeur historique, aucune plus-value latente n'est comptabilisée.

18.5 Variations des actions propres

(en millions d'euros)	Valeur brute au 31/12/2006	Augmentation	Diminution	Valeur brute au 31/12/2007
ACTIONS PROPRES	1	37	29	9

Le nombre d'actions propres comptabilisées dans la rubrique « TIAP » et détenues au 31 décembre 2007 s'élève à 124 503 actions. Elles ont été acquises dans le cadre d'un contrat de liquidité conclu avec un prestataire de services d'investissement.

Note 19 Informations concernant les entreprises liées

19.1 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État P.411

Sociétés	Créances d'EDF ⁽¹⁾		Dettes d'EDF ⁽¹⁾		Solde Net Créances (Dettes)	Charges financières	Produits financiers
	Prêts	Créances d'exploitation	Dettes nettes inscrites en compte courant financier	Dettes d'exploitation			
(en millions d'euros)							
RTE SA	5 017	189	-	(145)	5 061	-	291
EDF ENERGY	2 201	-	-	-	2 201	-	116
C3	1 521	-	-	-	1 521	-	24
EDEV	399	-	-	-	399	-	6
ERDF	283	388	-	(2 938)	(2 267)	-	21
EDF TRADING	216	450	-	(701)	(35)	-	5
Société Holding Wagram 4	53	-	-	-	53	-	3
EDF Belgium	-	-	-	(77)	(77)	-	-
Compte-courant ERDF	-	-	(2 346)	-	(2 346)	(103)	-
Convention de Trésorerie Groupe avec les filiales	-	-	(1 594)	-	(1 594)	(69)	1
Convention d'intégration fiscale ⁽²⁾	-	-	(519)	-	(519)	-	-
Convention de Placement des liquidités des filiales	-	-	(1 791)	-	(1 791)	(160)	-

(1) Créances et dettes supérieures à 50 M€.

(2) Dont EDF International pour (691) M€.

19.1 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État

19.1.1 Relations avec l'État

L'État détient 84,8 % du capital d'EDF au 31 décembre 2007. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions sociales requérant l'approbation des actionnaires.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, EDF est soumise à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'État, aux procédures de contrôle de la Cour des Comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Un accord sur le suivi des investissements de croissance externe, conclu entre l'État et EDF le 27 juillet 2001, impose des procédures d'agrément préalable et d'information, préalable ou non, de l'État pour certains projets de prise, d'extension ou de cession de participations par EDF. Cet accord a par ailleurs mis en place une procédure de suivi des résultats de ces opérations de croissance externe.

Le contrat de service public entre l'État et EDF a été signé le 24 octobre 2005. Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence des missions de service public que le législateur lui a confiées pour une durée indéterminée, la loi du 9 août 2004 ne fixant pas de durée au contrat mais imposant simplement qu'un bilan triennal soit présenté au Parlement.

Par ailleurs, EDF participe, à l'instar des autres producteurs d'électricité, à la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le ministre chargé de l'énergie, qui fixe notamment les objectifs en matière de répartition des capacités de production.

Enfin, l'État intervient dans le cadre de la réglementation des marchés de l'électricité et du gaz, notamment pour les autorisations de construction et d'exploitation des installations de production, la fixation des tarifs de vente aux clients non éligibles, des tarifs de transport et de distribution ainsi que du montant de la contribution aux charges de service public de l'électricité.

19.1.2 Relations avec Gaz de France

Depuis 1951, l'ensemble des activités de distribution d'EDF est effectué avec Gaz de France au sein d'un service commun. Depuis le 1^{er} juillet 2004, EDF et Gaz de France ont chacun mis en place leur propre gestionnaire de réseau de distribution. L'opérateur commun des réseaux de distribution d'électricité et de gaz, activité filialisée depuis le 1^{er} janvier 2007, assure la gestion du service public de proximité que constituent la distribution des énergies, notamment la construction, l'exploitation et la maintenance des réseaux ainsi que le comptage.

EDF et GDF ont conclu en octobre 2004 une convention visant à définir leurs relations vis-à-vis de l'opérateur commun, ses compétences et le partage des coûts résultant de son activité, ainsi que ses modalités de gouvernance. Cette convention se poursuit post-filialisation des distributeurs respectifs.

Par ailleurs, EDF et GDF disposent de deux autres services communs, également régis par des conventions :

- la Délégation Santé Sécurité;
- la Direction Informatique et Télécommunications (DIT), en charge de certains systèmes d'information.

Le solde du compte-courant avec Gaz de France s'élève à 23 millions d'euros au 31 décembre 2007.

19.1.3 Relations avec les entreprises du secteur public

EDF réalise des transactions courantes avec les entreprises du secteur public, qui concernent essentiellement la fourniture d'électricité, ainsi que la facturation de l'accès au réseau de transport.

Le retraitement et le transport de combustible nucléaire réalisés par AREVA pour EDF constituent l'essentiel des coûts d'achats d'énergie auprès des sociétés participations de l'État. Les autres achats relèvent de la maintenance des centrales nucléaires auprès du Groupe AREVA.

Par ailleurs, EDF détient des titres AREVA pour 123 millions d'euros au 31 décembre 2007.



Note Stocks et en-cours

20



20.1 Matières et combustibles nucléaires

P.412

20.2 Autres matières et matériels

P.412

(en millions d'euros)	Matières et combustibles nucléaires	Autres combustibles	Autres matières et matériels	En cours de production de biens et de services	Total
Valeur brute au 31.12.2006	5 232	300	600	45	6 177
Provisions au 31.12.2006	(218)	-	(127)	(23)	(368)
Valeur nette au 31.12.2006	5 014	300	473	22	5 809
Valeur brute au 31.12.2007	6 194	310	566	33	7 103
Provisions au 31.12.2007	(11)	-	(131)	(16)	(158)
Valeur nette au 31.12.2007	6 183	310	435	17	6 945

20.1 Matières et combustibles nucléaires

La valeur comptable du stock de matières et de combustibles nucléaires est constituée de matières fissiles aux différents stades d'élaboration et du combustible en réacteur.

Au 31 décembre 2007, du fait de la prise en compte de la nouvelle notion de "combustible engagé" définie par l'arrêté du 21 mars 2007, le

coût des stocks pour les combustibles engagés en réacteur et non encore irradiés comprend les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, qui trouvent leur contrepartie dans les provisions concernées.

20.2 Autres matières et matériels

Cette rubrique comprend d'une part la valeur comptable des pièces de rechange d'usure concernant principalement les centrales thermiques et nucléaires, destinées à remplacer, selon un rythme prévisible, des élé-

ments que l'usage normal de l'appareil détériore progressivement, et d'autre part, la valeur du stock de gaz de négoce, EDF proposant désormais aux clients une offre bi-énergie.

Note 21 Créances

Créances (en millions d'euros)	Montant brut au 31/12/2006	Montant brut au 01/01/2007 après filialisation de l'activité distribution	Montant brut au 31/12/2007	Degré d'exigibilité		
				Échéance à - 1 an	Échéance de 2 à 5 ans	Échéance à + 5 ans
Créances de l'actif immobilisé						
Créances rattachées à des participations	31	31	8	8	-	-
Prêts	271	261	138	98	29	11
Autres immobilisations financières ⁽¹⁾	9 046	9 330	10 525	5 269	3 288	1 968
Sous-total	9 349	9 622	10 671	5 375	3 317	1 979
Créances de l'actif circulant						
Créances d'exploitation						
- Créances clients et comptes rattachés						
Factures établies	1 990	2 183	2 174	2 174	-	-
Factures à établir ⁽²⁾	7 307	7 223	8 244	8 244	-	-
- Autres créances d'exploitation ⁽³⁾	2 346	2 181	3 132	2 878	134	120
Instruments de trésorerie	60	60	59	59	-	-
Charges constatées d'avance	467	460	454	310	40	104
Sous-total	12 170	12 107	14 063	13 665	174	224
Avances et acomptes versés sur commandes	333	333	412	412	-	-
TOTAL	21 851	22 062	25 146	19 452	3 491	2 203

(1) Dont 9 812 millions d'euros de prêts accordés aux filiales au 31 décembre 2007.

(2) Concerne principalement les créances relatives à l'énergie livrée relevée non facturée et l'énergie livrée non relevée non facturée.

(3) Dont 547 millions de créances sur les sociétés du groupe, 1 351 millions de créances sur l'État, 467 millions d'euros de contribution au Service Public d'Électricité (CSPE).

Note 22 Valeurs mobilières de placement

(en millions d'euros)	2007	2006	Variation de l'exercice
OPCVM en euros	1 881	4 093	(2 212)
TCN -CT en euros ou devises inférieurs à 3 mois ⁽¹⁾	2 230	532	1 698
TCN -CT en euros supérieurs à 3 mois ⁽¹⁾	3 823	5 607	(1 784)
Obligations en euros	506	402	104
Autres valeurs mobilières de placement	21	119	(98)
Valeur brute	8 461	10 753	(2 292)
Provisions	(5)	(1)	(4)
VALEUR NETTE	8 456	10 752	(2 288)

(1) Les TCN-CT en euros comprennent au 31 décembre 2007, 545 millions d'actifs dédiés, sans équivalent en 2006.



Note 23 Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	2007	2006	Variation de l'exercice
Valeurs Mobilières de Placement	8 461	10 753	(2 292)
Disponibilités	913	333	580
Sous-total à l'actif du bilan	9 374	11 086	(1 712)
OPCVM en euros	(1 881)	(4 093)	2 212
TCN en euros supérieurs à 3 mois hors actifs dédiés	(3 823)	(5 607)	1 784
Obligations	(506)	(402)	(104)
VMP en devises	-	(1)	1
TCN en devises supérieurs à 3 mois	-	(63)	63
Intérêts courus sur VMP supérieurs à 3 mois	(20)	(20)	(0)
VMP analysées en "actifs financiers" dans le TFT	(6 230)	(10 187)	3 957
Achats d'option de change classés en instrument de trésorerie dans le bilan	10	-	10
Avances de trésorerie accordées aux filiales (conventions de cash pooling) incluses dans le poste "autres créances d'exploitation" du bilan	70	-	70
Avances de trésorerie reçues des filiales (conventions de cash pooling) incluses dans le poste "autres dettes d'exploitation" du bilan	(4 031)	(1 316)	(2 715)
"Trésorerie et équivalents de trésorerie" au TFT	(807)	(417)	(390)
Élimination de l'incidence des variations de change			(1)
Élimination de l'incidence de l'apport de trésorerie à la filiale de Distribution			1 491
Élimination des produits financiers nets sur disponibilités et équivalents			67
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE : SOUS TOTAL A + B + C DU TFT			1 167

Les postes « trésorerie et équivalent de trésorerie à l'ouverture et à la clôture » ne comprennent pas les OPCVM, les Titres de Créances

Négociables (TCN) supérieurs à trois mois, les obligations et les avances de trésorerie des filiales.

Note 24 Écarts de conversion actif et passif

Les écarts de conversion nets sont de 124 millions d'euros (profit net latent de change).

Les écarts de conversion actif s'élèvent à 35 millions d'euros. Ils résultent principalement des prêts non couverts en GBP. Les pertes latentes de change (dont les éléments non couverts par des instruments de couverture) sont provisionnées à hauteur de 32 millions d'euros au 31 décembre

2007. L'écart de conversion actif de 3 millions d'euros sur les TCN émis en USD se compense avec les écarts de conversion passif de ces mêmes TCN générant ainsi un gain de 26 millions d'euros.

Les écarts de conversion passif s'élèvent à 159 millions d'euros. Ils résultent principalement des emprunts en GBP swapés pour 129 millions d'euros et des TCN émis en USD non couverts pour 29 millions d'euros.

Note 25

Variation des capitaux propres



(en millions d'euros)	Capital Dotations en capital	Réserves et Primes	Report à nouveau et acompte	Résultat de l'exercice	Subventions d'investissement reçues	Provisions réglementées	Total capitaux propres
Situation au 31 décembre 2005	911	15 111	(10 028)	3 532	57	8 065	17 649
Affectation du résultat 2005	-	61	2 032	(2 093)	-	-	-
Imputation du RAN en réserves diverses	-	(8 286)	8 286	-	-	-	-
Distribution de dividendes	-	-	-	(1 439)	-	-	(1 439)
Résultat 2006	-	-	-	6 055	-	-	6 055
Autres variations	-	(1)	-	-	27	(136)	(110)
Situation au 31 décembre 2006	911	6 884	290	6 055	84	7 929	22 155
Affectation du résultat 2006	-	-	3 942	(3 942)	-	-	-
Distribution de dividendes	-	-	-	(2 114)	-	-	(2 114)
Résultat 2007	-	-	-	4 934	-	-	4 934
Acompte sur dividendes	-	-	(1 057)	-	-	-	(1 057)
Autres variations	-	(10)	-	-	(37)	(733)	(780)
SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2007	911	6 874	3 175	4 934	47	7 197	23 138

En 2007, la variation des capitaux propres de 983 millions d'euros se décompose pour l'essentiel de la façon suivante :

- (2 114) millions d'euros de distribution de dividendes sur le résultat de l'exercice 2006 suite à l'assemblée des actionnaires du 24 mai 2007, correspondant à 1,16 euro par action, mis en paiement le 4 juin 2007 ;
- (1 057) millions d'euros de distribution d'acompte sur dividendes sur le résultat de l'exercice 2007 suite à la décision du Conseil d'Administration du 7 novembre 2007, correspondant à 0,58 euro par action, mis en paiement le 30 novembre 2007 ;
- 4 934 millions d'euros de résultat de l'exercice dont 699 millions d'euros correspondant à des reprises de réserves et subventions devenues sans objet suite à la filialisation de l'activité Distribution ;
- (780) millions d'euros dont (699) millions d'euros liés à la filialisation et (81) millions d'euros d'autres variations.

En 2006, la variation des capitaux propres de 4 506 millions d'euros se décomposait pour l'essentiel de la façon suivante :

- (1 439) millions d'euros de distribution de dividendes sur le résultat de l'exercice 2005 suite à l'assemblée des actionnaires du 9 juin 2006, correspondant à 0,79 euro par action, mis en paiement le 20 juin 2006 ;
- 6 055 millions d'euros de résultat de l'exercice ;
- (110) millions d'euros dont (136) millions d'euros de reprises nettes de provisions réglementées et 30 millions de subventions reçues.

Capital social

Au 31 décembre 2007, le capital social s'élève à 911 085 545 euros, composé de 1 822 171 090 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,5 euro chacune, détenues à 84,8 % par l'état français, 13,3 % par le public (institutionnels et particuliers) et 1,9 % par les salariés et anciens salariés du Groupe.



Note 26 Comptes spécifiques des concessions

(en millions d'euros)	2007	2006 sans l'activité distribution filialisée	2006
Droits sur biens des concessions des Forces Hydrauliques			
- Contre-valeur des biens	182	182	182
- Écarts de réévaluation	1 164	1 195	1 195
Droits sur biens FH	1 346	1 377	1 378
Droits sur biens des concessions de Distribution Publique⁽¹⁾			
- Contre-valeur des biens	1 077	1 077	34 338
- Écarts de réévaluation	1	1	63
- Financement du concessionnaire non amorti	(584)	(578)	(16 903)
- Amortissement du financement du concédant	195	183	7 258
Participations reçues sur immobilisations en-cours du domaine concédé	14	9	74
Droits sur biens DP	703	692	24 830
TOTAL	2 049	2 069	26 208

(1) Les droits sur biens des concessions DP relèvent au 31 décembre 2007 du système électrique insulaire non filialisé.

Note 27 Provisions pour risques

27.1 Passifs éventuels

P. 416

(en millions d'euros)	2006	Dotations			Reprises		Autres ⁽¹⁾	2007
		Exploitation	Financières	Exceptionnelles	Suite à utilisation	Provision sans objet		
Provisions pour pertes de change	4	-	32	-	(4)	-	-	32
Provisions pour risques sur participations	2	-	-	-	-	-	-	2
Provisions pour contrats déficitaires	142	43	7	-	(29)	(103)	-	60
Autres provisions pour risques	316	109	-	-	(47)	(78)	(28)	272
PROVISIONS POUR RISQUES	464	152	39	-	(80)	(181)	(28)	366

(1) Dont 28 millions d'euros liés à la filialisation de l'activité distribution au 1^{er} janvier 2007.

27.1 Passifs éventuels

Rejets de la centrale de Saint Chamas dans l'étang de Berre

En 1999, un syndicat professionnel a intenté une action judiciaire auprès des tribunaux français et de la Commission européenne du fait de l'exploitation de la centrale hydroélectrique de Saint-Chamas.

EDF a obtenu gain de cause auprès des tribunaux français. Toutefois, le syndicat professionnel a introduit, le 29 mars 2007, un recours en cassation contre le jugement favorable à EDF rendu le 22 janvier 2007 par la Cour d'appel de Lyon puis s'est désisté. En ce qui concerne la procédure devant la Commission européenne, suite aux

différentes négociations entre l'État et Commission européenne, les seuils de rejets d'eau douce ont finalement été portés à 1,2 milliard de m³ et une contrainte de salinité minimum à respecter dans l'Étang a été imposée.

Le 9 décembre 2006, le décret de modification du cahier des charges de la concession qui intègre les seuils de rejets d'eau douce et la contrainte de salinité négociés avec la Commission, a été publié.

EDF considère que désormais les risques associés à ces contraintes sont négligeables.

Litiges en matière sociale

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale avec des salariés concernant notamment le calcul et la mise en œuvre du temps de repos. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat et sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations qui sont susceptibles de

concerner un grand nombre de salariés, ces litiges pourraient présenter un risque systémique qui pourrait avoir un effet négatif significatif sur les résultats de l'entreprise.

Droits individuels à la formation (DIF)

La loi française du 4 mai 2004 permet à chaque salarié de bénéficier d'un droit individuel à la formation de 20 heures par an minimum cumulable sur 6 ans. L'accord d'entreprise intervenu le 24 février 2006 précise pour EDF les conditions d'exercice de ce droit individuel à la formation en indiquant les formations éligibles au DIF. Les dépenses au titre de ces formations sont comptabilisées quand elles sont encourues.

Au 31 décembre 2007, le volume d'heures de formation correspondant aux droits acquis non consommés s'élève à 4 904 638 heures dont 4 894 957 n'ayant pas donné lieu à demande.

Note Provisions pour aval du cycle nucléaire

28



28.1 Impact des textes d'application de la loi du 28 juin 2006 sur les provisions pour aval de cycle nucléaire et sur les provisions pour déconstruction et derniers cœurs

P.417

28.2 Provisions pour aval du cycle nucléaire

P.418

28.3 Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs

P.420

28.4 Sécurisation du financement des obligations de long terme

P.421

28.1 Impact des textes d'application de la loi du 28 juin 2006 sur les provisions pour aval de cycle nucléaire et sur les provisions pour déconstruction et derniers cœurs

Pour ce qui concerne les provisions liées à l'exploitation des centrales nucléaires, les comptes arrêtés au 31 décembre 2007 ont pris en compte les prescriptions contenues dans la loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application qui conduisent aux principales différences de présentation et d'évaluation suivantes :

Présentation des comptes de provisions

Les textes d'application de la loi du 28 juin 2006, relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, précisent notamment que les charges doivent être évaluées selon cinq catégories.

En conséquence, les provisions nucléaires se présentent comme suit :

- provision pour déconstruction des centrales;
- provision pour gestion du combustible usé, anciennement provision pour retraitement du combustible nucléaire, qui comprend également les charges de reprise et de conditionnement des déchets anciens;
- provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs, anciennement provision pour évacuation et stockage des déchets radioactifs, qui comprend également les charges de surveillance après fermeture des stockages.

Dans les comptes de bilan, les provisions sont présentées sous deux rubriques :

- la provision pour aval du cycle nucléaire, anciennement provision pour fin de cycle des combustibles nucléaires;
- la provision pour déconstruction et derniers cœurs.

Charges de gestion des déchets issus de la déconstruction des centrales nucléaires

Le décret du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007 précisent que les charges de gestion à long terme des colis de déchets radioactifs issus de la déconstruction doivent être distinguées des charges de déconstruction proprement dites.

En conséquence, les provisions afférentes aux charges de gestion à long terme des déchets radioactifs issus des opérations de déconstruction sont reclassées de la rubrique « provisions pour déconstruction » à la rubrique « provision pour gestion à long terme des déchets ».

Par ailleurs, la quote-part revenant à EDF des charges relatives au combustible de la centrale de Phénix incluse dans la provision pour déconstruction a également fait l'objet d'un reclassement dans la rubrique appropriée « provision pour gestion du combustible usé ».



Ces reclassements d'un montant global de 850 millions d'euros au 31 décembre 2007 sont sans effet sur le résultat de l'exercice.

Charges de gestion du combustible utilisé et charges de gestion à long terme des déchets issus du combustible

Le calcul des provisions pour aval du cycle nucléaire prend en compte la nouvelle notion de « combustible engagé » définie par l'arrêté du 21 mars 2007 comme étant l'intégralité du combustible chargé en réacteur, qu'il soit irradié ou non.

En conséquence, des compléments aux provisions pour gestion du combustible utilisé et pour gestion à long terme des déchets issus de ce combustible ont été constitués pour la fraction non irradiée, en contrepartie d'un accroissement de la valeur du combustible comptabilisé dans les stocks, sans effet sur le compte de résultat de l'exercice.

Les charges futures de gestion du combustible utilisé et de gestion des déchets radioactifs correspondants continuent à être enregistrées en résultat au fur et à mesure de l'irradiation du combustible, donc de la consommation du stock.

Nouvelle définition du cycle d'exploitation

Selon le décret du 23 février 2007, le cycle d'exploitation du combustible fait référence à des installations industrielles construites ou en construction.

Les combustibles à teneur élevée en plutonium (MOX et Creys-Malville) ne sont pas destinés à un recyclage dans les réacteurs en fonctionnement ou en construction, mais dans des installations futures de type génération IV. Sans préjuger des modalités de développement de la génération IV, les provisions relatives à ce type de combustible sont désormais estimées en fonction d'un scénario prudent d'entreposage de longue durée et de stockage direct des combustibles ; elles sont reclassées dans les provisions pour gestion à long terme des déchets radioac-

tifs. Ce nouveau scénario conduit à des coûts significativement plus élevés, mais répartis sur un échéancier plus éloigné. De ce fait et après actualisation, les provisions diminuent de 394 millions d'euros.

Prise en compte de la notion d'exploitant de site pour l'évaluation des charges

Selon l'arrêté du 21 mars 2007, EDF, exploitant du site de Brennilis, doit provisionner la totalité des charges pour déconstruction des installations de cette centrale et des charges de gestion des combustibles et des déchets, la part revenant au partenaire étant alors enregistrée en créance, sans effet sur le compte de résultat de l'exercice.

Obligations liées aux études et recherche de l'ANDRA et aux actions d'accompagnement territorial

En 2006, à partir des prescriptions de la loi, et des informations disponibles, EDF avait révisé ses provisions pour prendre en compte les obligations liées aux études et recherche de l'ANDRA et aux actions d'accompagnement territorial.

Au 31 décembre 2007, les provisions couvrant ces obligations ont été réestimées à la hausse pour 132 millions d'euros en fonction des dernières informations disponibles.

Les impacts de la loi du 28 juin 2006 et de ses textes d'application publiés en 2007 conduisent au 31 décembre 2007 à une augmentation des provisions de 885 millions d'euros, ayant comme contrepartie une augmentation des stocks et des créances de 1 147 millions d'euros et un produit d'exploitation de 262 millions d'euros sur l'exercice.

Pour mémoire, l'effet de la loi du 28 juin 2006 s'était traduit dans les comptes au 31 décembre 2006 par une hausse des provisions de 373 millions, avec un impact négatif sur le résultat d'exploitation.

28.2 Provisions pour aval du cycle nucléaire

Les variations de provisions pour aval du cycle nucléaire se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	2006	Dotations			Reprises		Autres ⁽²⁾	2007
		Exploitation	Financières ⁽¹⁾	Exceptionnelles	Suite à utilisation	Provision sans objet		
Provision pour gestion du combustible utilisé	10 202	500	504	-	(602)	(66)	221	10 759
Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs	4 400	11	217	-	(111)	(30)	1 414	5 901
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	14 602	511	721		(713)	(96)	1 635	16 660

(1) Charges financières liées à la désactualisation.

(2) Les effets de la loi du 28 juin 2006 et de ses textes d'application sur les provisions pour aval du cycle sont positionnés en totalité dans la colonne Autres.

Les charges correspondantes sont évaluées aux conditions économiques de fin d'année, réparties selon un échéancier prévisionnel de décaisse-

ments, et provisionnées en valeur actualisée de fin d'année (en prenant en compte un taux d'inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 %).

(en millions d'euros)	2007		2006	
	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée
Provision pour gestion du combustible usé	16 209	10 759	15 413	10 202
Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs	20 048	5 901	12 554	4 400
TOTAL DES PROVISIONS AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	36 257	16 660	27 967	14 602

Les évolutions des provisions évaluées aux conditions économiques de fin d'année s'expliquent principalement par la prise en compte en 2007 des effets des textes d'application de la loi du 28 juin 2006 :

- charges supplémentaires correspondant à la fraction non irradiée du combustible, comprise dans le combustible engagé en réacteur;
- coûts plus élevés pour les combustibles usés à teneur élevée en plutonium;
- reclassements sous cette rubrique des charges de gestion des déchets radioactifs issus de la déconstruction auparavant incluses dans les charges de déconstruction.

28.2.1 Provisions pour charges de gestion des combustibles usés

Cette rubrique comprend les éléments suivants :

- le traitement du combustible usé, qui comprend notamment les prestations correspondant à l'évacuation du combustible usé des centres de production d'EDF à l'usine AREVA de La Hague, sa réception et son entreposage, le traitement du combustible irradié y compris le conditionnement des déchets et leur entreposage. Le combustible usé correspond au combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part de combustible chargé en réacteur et non encore irradié. L'évaluation de ces charges est fondée sur le contrat signé le 24 août 2004 entre EDF et AREVA qui couvre la période 2001-2007, et sur ces mêmes hypothèses pour les quantités qui seront retraitées au-delà de 2007, à partir des flux prévisionnels de retraitement;
- l'oxydation et l'entreposage de l'uranium de retraitement non immédiatement recyclé. L'évaluation de ces charges est fondée sur les meilleures estimations d'EDF compte tenu des négociations en cours avec AREVA;
- la quote-part EDF de la mise à l'arrêt définitif et de la déconstruction des installations de retraitement de La Hague et la quote-part EDF de reprise et de conditionnement des déchets anciens issus du retraitement du combustible sur le site de La Hague. Ces quotes-parts sont maintenues sous cette rubrique dans l'attente de l'achèvement des négociations avec AREVA qui doivent conduire au paiement d'une soulte libératoire pour un montant et selon des modalités qui restent à fixer;
- la quote-part EDF aux charges de gestion du combustible de Phénix

Pour le combustible chargé en réacteur et non encore irradié, les provisions sont constituées en contrepartie d'un accroissement de la valeur des combustibles comptabilisée dans les comptes de stocks.

28.2.2 Provisions pour charges de gestion à long terme des colis de déchets radioactifs

Cette rubrique concerne les dépenses futures relatives à :

- l'évacuation et le stockage des déchets radioactifs issus de la déconstruction des installations nucléaires de base dont EDF est l'exploitant;
- l'évacuation et le stockage des déchets radioactifs issus du retraitement du combustible usé à la Hague;
- l'entreposage de longue durée et le stockage direct des combustibles non recyclables dans les installations existantes (MOX et Creys-Malville);
- les quotes-parts EDF des charges d'études, de couverture, de fermeture, de surveillance des centres de stockage :
 - existants, pour les déchets de très faible activité (TFA) et les déchets de faible et moyenne activité (FMA),
 - à créer, pour les déchets de faible activité à vie longue (FAVL) et pour les déchets de haute et moyenne activité à vie longue (HA-MAVL).

Les volumes de déchets donnant lieu à provisions incluent, d'une part, les colis de déchets existants, et d'autre part, l'ensemble des déchets à conditionner tels qu'obtenus après déconstruction ou après traitement à La Hague du combustible usé (sur la base de la totalité des combustibles chargés en réacteur au 31 décembre irradiés ou non).

Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA.

Pour les déchets issus de la déconstruction des centrales en exploitation, le traitement comptable est identique à celui des dépenses de déconstruction : un actif est créé en contrepartie de la provision selon les principes comptables exposés en note 1.6.

Pour les déchets issus de la déconstruction de Brennilis, le traitement comptable est identique à celui des dépenses de déconstruction. La provision a été constituée en totalité; la quote-part revenant au partenaire a été enregistrée en produits à recevoir.

Pour les déchets à venir sur le combustible chargé en réacteur et non encore irradié, les provisions sont constituées en contrepartie d'un accroissement du coût des combustibles comptabilisé dans les comptes de stocks.

La provision constituée pour les déchets de haute et moyenne activité à vie longue (HA-MAVL) représente la part la plus importante des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs. Les dispositions de la loi du 28 juin 2006, relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs ont conforté EDF dans l'hypothèse retenue d'un stockage géologique sur laquelle sont fondées les provisions comptabilisées.



Depuis 2005, le montant brut et l'échéancier des dépenses provisionnelles sont basés sur un scénario industriel de stockage géologique établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par le Groupe de travail dirigé par la Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières (DGEMP) et réunissant les administrations concernées (DGEMP, APE et Direction du Budget), l'ANDRA et les producteurs de déchets (EDF, AREVA, CEA). EDF a effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus des travaux du Groupe de travail, en s'assurant également de sa cohérence avec les données internationales.

En dehors des effets liés à l'exploitation courante, et à l'exception des effets de la loi du 28 juin 2006 et de ses textes d'application décrits dans la note 28.2, les autres ajustements opérés en 2007 ont un impact global non significatif sur les résultats. Ils portent principalement sur des révisions d'hypothèses qui se traduisent par une baisse de la quote-part EDF des coûts indirects estimés liés à l'exploitation du centre de stockage des déchets HA-MAVL et par une hausse des coûts du stockage des déchets de faible activité à vie longue (FAVL).

28.3 Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs

Les variations des provisions pour déconstruction et pour dépréciation des derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	2006	Dotations		Reprises		Autres ⁽²⁾	2007
		Exploitation	Financières ⁽¹⁾	Suite à utilisation	Provision sans objet		
Provisions pour déconstruction des centrales thermiques	308	68	18	(15)	(1)	42	420
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	10 338	2	517	(133)	-	(750)	9 974
Provisions derniers cœurs	1 669	-	84	-	(52)	-	1 701
TOTAL	12 315	70	619	(148)	(53)	(708)	12 095

(1) Charges financières liées à la désactualisation.

(2) Dont effets de la loi du 28 juin 2006 et de ses textes d'application à hauteur de (750) millions d'euros.

Les charges correspondantes sont évaluées aux conditions économiques de fin d'année, réparties selon un échéancier provisionnel de décaisse-

ments, et provisionnées en valeur actualisée de fin d'année (avec un taux d'inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 %).

(en millions d'euros)	2007		2006	
	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée
Provision pour déconstruction des centrales thermiques	602	420	447	308
Provision pour déconstruction des centrales nucléaires	19 792	9 974	21 165	10 338
Provision pour derniers cœurs	3 594	1 701	3 477	1 669
TOTAL DES PROVISIONS POUR FIN DE CYCLE NUCLÉAIRE	23 988	12 095	25 089	12 315

Les évolutions des provisions évaluées aux conditions économiques de fin d'année s'expliquent principalement, du fait des effets de la loi du 28 juin 2006, par le reclassement en 2007 des provisions afférentes aux charges de gestion des déchets radioactifs issus de la déconstruction dans les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs.

28.3.1.1 PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES THERMIQUES À FLAMME

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont basées sur des études, régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs à partir, d'une part, des coûts constatés pour les opérations passées et d'autre part, des estimations les plus récentes portant sur des centrales encore en activité.

Pour les centrales en exploitation, un actif est créé en contrepartie de la provision.

La révision des hypothèses portant sur certains travaux de déconstruction s'est traduite par une hausse des provisions.

28.3.1.2 PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES

Cette rubrique concerne la déconstruction des centrales nucléaires filière REP en exploitation et des centrales nucléaires arrêtées définitivement.

Pour les centrales en exploitation (filiale REP paliers 900 MW, 1300 MW et N4)

Une étude du Ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991 a déterminé une estimation du coût de référence, confirmant les hypothèses de la Commission PEON datant de 1979 en évaluant les coûts de déconstruction (y compris la gestion à long terme des déchets) à environ 15 % des dépenses d'investissement ramenées à la puissance continue

nette. Cette dernière évaluation a elle-même été confirmée par de nouvelles études opérées en 1999, ciblées sur un site déterminé. Le scénario qui sous-tend cette évaluation prévoit qu'à l'issue des derniers travaux de déconstruction, les sites seront remis en état et que les terrains pourront être réutilisés.

L'estimation de l'échéancier des décaissements prévisionnels s'appuie sur le plan de déconstruction élaboré par les experts de la société prenant en compte l'ensemble des dispositions réglementaires et environnementales connues à ce jour. Elle intègre également un facteur d'incertitude lié au terme éloigné de ces décaissements.

Au 31 décembre 2007, conformément aux textes d'application de la loi du 28 juin 2006 (cf. note 28.2), les charges de gestion des déchets radioactifs issus des opérations de déconstruction sont incluses dans les charges de gestion à long terme des colis de déchets, et non plus dans les charges de déconstruction des centrales. L'intégralité de la valeur actuelle de l'engagement pour déconstruction des centrales nucléaires est provisionnée.

Un actif est créé en contrepartie de la provision selon les principes comptables exposés au paragraphe 1.6.

Un actif a également été comptabilisé sous la forme de produits à recevoir pour constater l'engagement des partenaires étrangers à prendre en charge, à hauteur de leur participation, la déconstruction des tranches 1 et 2 des centrales REP de Cattenom et de Chooz B 1 et 2.

Pour les centrales nucléaires arrêtées définitivement (centrales de première génération de la filière UNGG et autres filières y compris centrales de Creys-Malville),

La provision est évaluée à partir du coût des travaux déjà réalisés, d'études, de devis et d'une intercomparaison réalisée par l'entreprise. Les décaissements envisagés ont été inflatés en fonction des échéanciers établis en interne et actualisés.

Au 31 décembre 2007, conformément aux textes d'application de la loi du 28 juin 2006, les charges de gestion des déchets radioactifs issus des opérations de déconstruction sont incluses dans les charges de gestion à long terme des colis de déchets, et non plus dans les charges de déconstruction des centrales.

EDF, exploitant nucléaire de la centrale de Brennilis, a constitué une provision à hauteur de la totalité des charges de déconstruction de cette centrale; pour la quote-part revenant au partenaire, un produit à recevoir correspondant à sa contribution a été enregistré à l'actif.

Cette rubrique enregistre également la quote-part revenant à EDF au titre des charges de déconstruction de Phénix.

28.3.1.3 PROVISION POUR DERNIERS CŒURS

Pour EDF, cette provision couvre les charges relatives à la perte future du combustible non consommé, à l'arrêt définitif du réacteur. Elle se décompose en deux postes :

- la dépréciation du stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif, valorisée à partir du prix moyen des stocks de composants constaté au 30 novembre 2007;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants, pour la part de combustible non encore irradiée au moment de l'arrêt définitif. Ces coûts sont valorisés suivant les paramètres retenus au 31 décembre 2007 pour les provisions relatives à la gestion du combustible usé et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Cette provision étant liée à une obligation existante à la date de mise en service de la tranche de production nucléaire à laquelle le cœur appartient, les coûts sont intégralement provisionnés et un actif est constitué en contrepartie de la provision.

28.4 Sécurisation du financement des obligations de long terme

28.4.1 Taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu par EDF pour le calcul des provisions est de 5 %, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 2 %, soit un taux réel proche de 3 %.

Calcul du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation est déterminé sur la base de séries longues d'emprunts obligataires de durée aussi proche que possible de la durée du passif. Une partie des dépenses pour lesquelles sont constituées ces provisions sera toutefois décaissée sur des horizons de temps qui excèdent largement la durée des instruments couramment traités sur les marchés financiers.

L'hypothèse sur le taux nominal est ainsi aujourd'hui, en prenant en particulier en compte l'OAT française 2055, pertinente par rapport à la durée des engagements nucléaires. La moyenne de rendement des OAT de maturité 50 ans n'est pas disponible à ce stade sur une durée suffisante. Il est donc pris pour référence la moyenne glissante sur 10 ans du rendement des OAT françaises disponibles sur les horizons les plus longs, à

laquelle est ajouté le spread des obligations d'entreprises de notation A à AA, dont EDF fait partie.

L'hypothèse d'inflation retenue est cohérente avec les prévisions données par le consensus et l'inflation anticipée calculée à partir du rendement des obligations indexées sur l'inflation.

Révision du taux d'actualisation

La méthodologie retenue pour le calcul du taux d'actualisation permet d'apporter de la lisibilité dans le temps en lissant les effets de marché de court terme, pour ne tenir compte que des tendances longues sur les évolutions des taux. Cette méthodologie a conduit à une constance du taux d'actualisation pour les provisions relatives aux engagements nucléaires depuis la mise en œuvre au 1^{er} janvier 2002 du règlement CRC n° 2000-06 sur les passifs. Lors de son premier calcul, le taux d'actualisation avait été fixé en dessous des conditions de marché de l'époque pour tenir compte d'une baisse probable des taux. La révision du taux d'actualisation est fonction des évolutions structurelles de l'économie conduisant à des changements durables à moyen long terme.



Taux d'actualisation et plafond réglementaire

Le décret du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007 imposent un double plafond au taux d'actualisation.

Ce dernier doit être inférieur à un plafond réglementaire « égal à la moyenne arithmétique sur les quarante-huit derniers mois du taux de l'échéance constante à trente ans (TEC 30 ans), constatée au jour de la clôture de l'exercice considéré, majorée d'un point ».

Il doit également être inférieur au taux de rendement anticipé des actifs de couverture.

Le taux d'actualisation retenu respecte le double plafond réglementaire.

28.4.2 Facteurs de sensibilité des provisions pour aval du cycle nucléaire et des provisions pour déconstruction et pour dépréciation des derniers cœurs

Compte tenu de la sensibilité aux hypothèses retenues de l'ensemble des provisions visées dans les notes 28.2 et 28.3, notamment en termes de

coûts, de taux d'inflation et d'actualisation long terme, et d'échéanciers de décaissements, une ré-estimation est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par l'entreprise. Si ces ré-estimations conduisaient à constater des écarts, elles pourraient justifier la révision des montants provisionnés.

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements peut être estimée à partir de la comparaison du montant brut évalué aux conditions économiques de décembre de l'année considérée avec le montant en valeur actualisé.

Cette approche peut être complétée par l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée d'une variation du taux d'actualisation.

En application de l'article 11 du décret du 23 février 2007, le tableau ci-dessous fournit ces différents éléments pour les principales composantes des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs.

	Coût provisionné en valeur actualisée		Sensibilité au taux d'actualisation			
	2007	2006	2007		2006	
(en millions d'euros)			0,25 %	- 0,25 %	0,25 %	- 0,25 %
Aval du cycle nucléaire						
Gestion du combustible utilisé	10 759	10 202	(212)	225	(204)	217
Gestion à long terme des déchets radioactifs	5 901	4 400	(356)	404	(252)	281
Déconstruction et dépréciation des derniers cœurs						
Déconstruction des centrales	9 974	10 338	(516)	550	(560)	598
Derniers cœurs	1 701	1 669	(85)	91	(87)	93
TOTAL	28 335	26 609	(1 169)	1 270	(1 103)	1 189

28.4.3 Actifs dédiés

Pour sécuriser le financement des obligations de long terme, dans le cadre de l'ouverture progressive des marchés de l'électricité, EDF a mis en place progressivement un portefeuille d'actifs financiers réservés au financement des engagements nucléaires de long terme, et plus précisément à la déconstruction des centrales actuellement en activité et au stockage sur longue période des déchets de haute et moyenne activité à vie longue.

En septembre 2005, ce processus a été accéléré et le Conseil d'administration a décidé :

- d'intégrer dans l'assiette de constitution des actifs dédiés, les centrales à l'arrêt déjà en cours de déconstruction et la part de la provision pour derniers cœurs correspondant au retraitement du combustible et à l'évacuation et au stockage des déchets correspondants ;

- d'accélérer le rythme de constitution des actifs dédiés de manière à ce que leur en-cours égale, fin 2010, le niveau de celui des provisions concernées.

Ces dispositions sont maintenant rendues obligatoires pour EDF avec la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs qui impose aux exploitants nucléaires de mettre en œuvre un plan de constitution d'actifs dédiés au plus tard dans un délai de cinq ans à compter de la publication de la loi.

La dotation de trésorerie aux actifs dédiés s'élève à 2 397 millions d'euros pour l'exercice 2007. Des retraits pour un montant de 249 millions d'euros ont été effectués pour couvrir la trésorerie d'EDF à hauteur des reprises de provisions pour décaissement au titre des obligations concernées.

À fin décembre 2007, la valeur liquidative de ce portefeuille s'élève à 8 560 millions d'euros (6 228 millions d'euros à fin décembre 2006).

Note 29

Avantages du personnel



29.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi	P.423
29.2 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité	P.425
29.3 Hypothèses actuarielles	P.425
29.4 Variation de la valeur actualisée de l'obligation et des actifs de couverture	P.426

La variation des provisions pour avantages du personnel se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2006	Filiation activité distribution au 1/1/2007	Augmentation		Diminution		31/12/2007
			Charges exploitation (1)	Charges financières	Suite à utilisation (2)	Provision sans objet	
Avantages postérieurs à l'emploi	10214	(922)	417	714	1322		9101
Avantages long terme	911	(310)	37	26	86		578
TOTAL	11 125	(1 232)	454	740	1 408	-	9 679

(1) Dont 391 millions d'euros au titre des coûts des services rendus, et 55 millions d'euros au titre de l'amortissement des écarts actuariels.
(2) Dont 1 174 millions d'euros au titre des prestations servies et 206 millions d'euros au titre des actifs de couverture.

Les engagements au titre des avantages au personnel sont déterminés au niveau d'EDF avant filialisation et répartis entre EDF et ERDF selon une base de clés de répartition.

29.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi

En application de l'avis n° 2000-A du comité d'urgence du CNC publié le 6 juillet 2000 et de l'article 335.1 alinéa 2 du Plan Comptable Général, EDF a opté au 1^{er} janvier 2005, pour la comptabilisation des avantages postérieurs à l'emploi accordés au personnel.

Les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi sont détaillées comme suit :

(en millions d'euros)	2007	2006 sans l'activité distribution filialisée	2006
Retraites	7 741	7 989	8 182
Avantages en nature énergie	640	608	991
Indemnités de fin de carrières	-	3	5
Indemnité de secours immédiat	164	157	235
Indemnité de congés exceptionnels	116	108	162
Indemnité compensatrice de frais d'études	21	20	30
Charges CNI EG	397	384	577
Indemnité de mise en retraite et retraites des détachés	22	22	31
TOTAL	9 101	9 292	10 214



29.1.1 Retraites

Les principales mesures de la réforme du financement du régime spécial de retraites des Industries Électriques et Gazières sont entrées en vigueur au 1^{er} janvier 2005.

Les droits spécifiques du régime spécial correspondent aux prestations non couvertes par les régimes de droit commun. Les droits spécifiques passés sont les droits spécifiques relatifs aux périodes validées au 31 décembre 2004, les droits spécifiques futurs sont ceux validés après le 31 décembre 2004.

Le financement des droits spécifiques passés relevant des activités de transport et de distribution d'électricité et de gaz, et des activités de gestion des missions de service public, dites « activités régulées ou non concurrentielles », est assuré par la Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA).

Le financement assuré directement par les entreprises concerne :

- les droits spécifiques passés relevant des autres activités, dites « activités non régulées ou concurrentielles » ;
- les droits spécifiques futurs des activités régulées et non régulées ;
- les droits spécifiques des agents bénéficiant d'un départ anticipé par rapport à l'âge de départ légal du régime général.

29.1.2 Autres avantages du personnel postérieurs à l'emploi

En complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs :

Les avantages en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des Industries Électriques et Gazières prévoit que l'ensemble des agents (agents actifs et inactifs) bénéficie d'un régime d'avantages en nature énergie intitulé « Tarif Agent ». Cet avantage recouvre la fourniture d'électricité et de gaz à un tarif préférentiel. L'engagement d'EDF relatif à la fourniture d'énergie aux agents d'EDF et de Gaz de France correspond à la valeur actuelle probable des kWh fournis aux agents pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire. Dans le calcul de l'engagement est pris en compte la soulte représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec Gaz de France.

Les indemnités de fin de carrière

Les indemnités de fin de carrière sont versées aux agents qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance.

Les indemnités de secours immédiat

Les indemnités de secours immédiat au décès ont pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (Article 26 - § 5 du Statut National). Elles sont versées aux ayants droit prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à deux mois de pension) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques).

Les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière

Tous les agents pouvant prétendre à une pension statutaire de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ en inactivité, bénéficient, au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels.

Les indemnités compensatrices de frais d'étude

L'indemnité Compensatrice de Frais d'Études (I.C.F.E) est un avantage familial extra-statutaire. Elle a pour but d'apporter une aide aux agents inactifs ou à leurs ayants droit dont les enfants poursuivent leurs études. Elle est également versée aux bénéficiaires de pension d'orphelins.

Frais de gestion de la CNIEG

Les charges administratives et financières de la CNIEG sont mutualisées au sein des IEG.

Régime de retraite des détachés

Le régime de retraite des détachés est destiné à procurer aux agents qui ont été détachés au sein des sociétés du Groupe EDF, en France comme à l'étranger, entre le 1^{er} janvier 2000 et le 31 décembre 2005 un niveau de rente correspondant à la différence entre ce qu'ils auraient perçu au titre du régime de retraite des IEG et ce qu'ils perçoivent ou percevront au titre des régimes obligatoires auxquels ils ont été affiliés pendant leur période de détachement.

Indemnités de mise à la retraite

Les indemnités de mise à la retraite complémentaires sont versées aux agents cadres supérieurs qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse.

29.2 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité

(en millions d'euros)	2007	2006 sans l'activité distribution filialisée	2006
Aide bénévole amiante	11	11	17
CFC Amiante	7	-	-
Médailles du travail	70	66	108
Rentes invalidités	76	81	122
Rentes accidents du travail et maladies professionnelles ATMP	414	442	664
TOTAL	578	601	911

Aide bénévole amiante

Afin d'améliorer la réparation du préjudice subi par les salariés reconnus atteints d'une maladie professionnelle liée à l'amiante, une aide bénévole à caractère indemnitaire est versée par EDF à l'agent ou à ses ayants droit lorsqu'il est décédé des suites de sa maladie. Cette aide représente un montant équivalent à 20 % du montant de la rente pour les ouvrants droit et les ayants droit bénéficiant d'une rente. Pour ceux qui bénéficient d'une indemnisation par le régime spécial, l'aide représente 20 % de ce capital et est payée en une seule fois.

CFC Amiante

EDF a mis en place un dispositif de préretraite pour les travailleurs d'au moins 50 ans, sans condition d'ancienneté, effectivement reconnus comme étant atteints d'une maladie professionnelle liée à l'amiante.

Médailles du travail

Les indemnités proposées aux salariés au titre des médailles du travail varient en fonction de leur ancienneté. La méthode retenue pour évaluer l'engagement est celle des « unités de crédits projetées ». Celui-ci correspond à la valeur actuelle probable des indemnités lorsque l'agent a atteint les différents niveaux d'ancienneté.

Rentes invalidités

À l'issue des cinq ans d'incapacité temporaire, l'agent dont l'état de santé ne permet pas une reprise de son activité professionnelle est mis en invalidité. Les agents statutaires en activité de services peuvent bénéficier de prestations en rente lorsque leur mise en invalidité est prononcée par la Commission Nationale d'Invalidité (art. 4- § de l'annexe 3 du Statut National). Ils perçoivent alors une pension d'invalidité correspondant à 50 % de leur dernier salaire d'activité. L'état d'invalidité peut être prononcé à la suite d'une longue maladie d'une durée de cinq ans, d'un accident de travail ou d'une maladie professionnelle dès lors que l'agent est reconnu inapte au travail. Cette prestation, versée jusqu'à l'âge de la retraite en cas d'absence d'amélioration de l'état de santé de l'agent, n'est pas réversible.

Rentes accidents du travail et maladies professionnelles

À l'instar des salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des Accidents du Travail et des Maladies Professionnelles. Ces prestations relèvent du livre IV du Code de la Sécurité Sociale. Elles couvrent l'ensemble des salariés et des ayants droit d'un salarié décédé suite à un Accident du Travail, à un Accident de Trajet ou à une Maladie Professionnelle.

Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions.

29.3 Hypothèses actuarielles

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et aux avantages à long terme des IEG sont résumées ci dessous :

- le taux d'actualisation retenu s'élève à 5 % au 31 décembre 2007 (contre 4,25 % précédemment). Les écarts actuariels, après prise en compte des variations de taux d'actualisation, sont de 100 millions d'euros au 31 décembre 2007 (1 992 millions d'euros au 31 décembre 2006);
- le taux d'inflation retenu est estimé à 2 %;

- l'évolution du salaire national de base (SNB) est estimée à 2 %, hors inflation;
- les taux d'augmentation des salaires, hors évolution du SNB, ont été déterminés à partir d'une régression quadratique sur les données 1995 à 2000;
- l'espérance de durée résiduelle moyenne d'activité retenue est de 13 ans;
- le taux de turnover des agents est non significatif.



29.4 Variation de la valeur actualisée de l'obligation et des actifs de couverture

29.4.1 Variation de la valeur de l'obligation et de la situation financière

La variation de l'obligation et de la situation financière se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	Engagements provenant de régimes	
	Non financés	Financés
Valeur actuelle de l'obligation au 01/01/2007 ⁽¹⁾	2 764	14 243
Coût des services rendus au cours de l'exercice	378	18
Charge d'intérêt	134	606
Pertes et (gains) actuariels	(96)	(1 654)
Prestations payées	(253)	(400)
Valeur actualisée de l'obligation au 31/12/2007	2 927	12 813
Juste valeur des actifs de couverture	-	(5 968)
Situation financière nette	2 927	6 845
Pertes et (gains) actuariels	(366)	266
Impact de la limite sur la charge constatée d'avance	-	7
PROVISION CONSTITUÉE AU 31/12/2007	2 561	7 118

(1) Il s'agit de la valeur de l'obligation post-filialisation de l'activité distribution.

29.4.2 Variation de la valeur actualisée des actifs de couverture

La variation de la valeur actualisée des actifs de couverture se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	
Juste valeur des actifs au 1^{er} janvier 2007 ⁽¹⁾	5 391
Rendement attendu des actifs du régime	206
Primes nettes	685
Prestations servies	(164)
Écarts actuariels sur actifs du régime	(150)
JUSTE VALEUR DES ACTIFS DE COUVERTURE AU 31 DÉCEMBRE 2007	5 968

(1) Il s'agit de la valeur des actifs post-filialisation de l'activité distribution.

29.4.3 Décomposition de la valeur des actifs de couverture

Le taux de rendement attendu des actifs de couverture dépend de l'espérance de rendement de chacune des classes d'actifs financiers.

L'allocation des actifs financiers au 31 décembre 2007 est la suivante :

	Indemnités de fin de carrières	Régime des retraites
Actions	44,9 %	23,9 %
Obligations et Monétaire	55,1 %	76,1 %

Les hypothèses de rendement attendu des actifs financiers sur le long terme au 31 décembre 2007 ont été fixées à :

- 5,04 % pour le régime de retraites, soit 283 millions d'euros ;
- 5,77 % pour les indemnités de fin de carrière, soit 20 millions d'euros.

Note 30

Provision pour renouvellement des immobilisations du domaine concédé



(en millions d'euros)	2006	Filialisation activité distribution au 01/01/2007	Dotations		Reprises		Autres	2007
			Exploitation	Exceptionnelles	Suite à utilisation	Provision sans objet		
Provision pour renouvellement	10695	(10501)	14	-	-	(10)	(1)	197

La provision 2007 concerne le Système Énergétique Insulaire.

Note 31

Provisions pour autres charges



(en millions d'euros)	2006	Filialisation activité distribution au 01/01/2007	Dotations			Reprises		2007
			Exploitation	Financières ^(a)	Exceptionnelles	Suite à utilisation	Sans objet ^(s)	
Provisions pour charges relatives								
au personnel ⁽¹⁾	580	(66)	103	16	233	(95)	(21)	750
au FACE ⁽²⁾	333	(328)						5
aux réparations et à l'entretien ⁽³⁾	141	-	41			(25)		157
à l'énergie non relevée non facturée	79	(34)	-			-		45
aux autres charges ⁽⁴⁾	847	(123)	544			(242)	(259)	767
PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES	1980	(551)	688	16	233	(362)	(280)	1724

(a) charges financières liées à la désactualisation

(1) La provision pour charges relatives au personnel est constituée principalement :

- de la contribution de maintien de droits (AGIRC, ARRCO) pour 368 millions d'euros;
- de la charge comptabilisée dans le cadre de l'attribution d'actions gratuites consenties aux salariés (ACT 2007) pour 233 millions d'euros.

(2) Il s'agit d'une provision dont l'objet est de couvrir la part supportée par EDF des charges correspondant aux programmes de travaux votés par le Fonds d'Amortissement des Charges d'Électrification (FACE) restant à réaliser au cours des exercices à venir. Le solde au 31 décembre 2007 relève du Système Électrique Insulaire.

(3) Cette rubrique concerne les révisions décennales des centrales nucléaires et des centrales thermiques à flammes.

(4) Cette rubrique comprend notamment, au 31 décembre 2007, 497 millions d'euros au titre du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché instaurée par la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 et 172 millions d'euros au titre de provisions pour charges concernant des organismes sociaux.

(5) Les reprises sans objet résultent principalement du traitement comptable adopté qui consiste à reprendre la totalité de la provision TARTAM comptabilisée au 31 décembre 2006 et à reconstituer une provision pour la période 2008-2009.



Note 32

Dettes

Dettes	Montant brut au 31/12/2006	Montant brut au 01/01/2007 après filialisation de l'activité distribution	Montant brut au 31/12/2007	Degré d'exigibilité		
				Échéance à - 1 an	Échéance de 2 à 5 ans	Échéance à + 5 ans
<i>(en millions d'euros)</i>						
Dettes financières						
Emprunts obligataires	3 733	3 733	3 727	989	2 215	523
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit	659	659	-	-	-	-
Autres emprunts ⁽¹⁾	7 525	7 515	11 147	5 955	1 561	3 631
Dettes financières diverses :						
- avances sur consommation	146	146	152	59	82	11
- autres dettes	854	824	808	419	44	345
Sous-total dettes financières	12 917	12 877	15 834	7 422	3 902	4 510
Avances et acomptes reçus des clients	3 250	3 126	3 330	3 330	-	-
Dettes d'exploitation d'investissements et divers						
Fournisseurs et comptes rattachés						
- factures parvenues ⁽²⁾	2 454	3 173	3 307	3 307	-	-
- factures non parvenues ⁽²⁾	2 430	2 899	3 728	3 728	-	-
Dettes fiscales et sociales ⁽³⁾	5 177	4 724	4 364	4 364	-	-
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés						
- factures parvenues	93	90	353	353	-	-
- factures non parvenues	341	326	506	506	-	-
Autres dettes :						
- clients créditeurs	37	37	34	34	-	-
- autres comptes créditeurs ⁽⁴⁾	8 551	10 109	7 985	7 985	-	-
Sous-total dettes d'exploitation d'investissements et divers	19 085	21 358	20 277	20 277	-	-
Instrument de trésorerie	297	297	229	229		
Produits constatés d'avance ⁽⁵⁾	3 787	3 782	3 712	829	804	2 079
TOTAL	39 337	41 440	43 382	32 087	4 706	6 589

(1) Dont 5 305 millions d'euros d'emprunts Medium Term Notes.

(2) Au 1^{er} janvier 2007, suite à la filialisation de l'activité distribution, les factures parvenues et non parvenues augmentent de 1 188 millions d'euros.

(3) La variation résulte principalement de la baisse des cours de CO₂ pour (426) millions d'euros.

(4) Le montant de cash pooling et des conventions de trésorerie avec les filiales (hors ERDF) s'élève à 3 460 millions d'euros en 2007 contre 6 279 millions d'euros en 2006. L'initialisation du compte-courant avec la filiale ERDF au 1^{er} janvier 2007 s'élève à 1 528 millions d'euros contre 2 346 millions d'euros au 31 décembre 2007.

(5) Le poste relève principalement de versements effectués par les partenaires au titre de fournitures d'énergie à livrer au cours d'exercices futurs.

Note 33

Dettes financières



33.1 Variations des dettes financières avant swaps P.429

33.2 Ventilation des emprunts par devises avant et après swaps P.431

33.3 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après swaps P.431

33.1 Variations des dettes financières avant swaps

(en millions d'euros)	Solde au 31/12/2006	Nouveaux emprunts	Rembour- sements	Ajustements change	Autres ⁽³⁾	Solde au 31/12/2007
Emprunts obligataires						
en euros	3 540	-	-	-	-	3 540
en devises	194	-	1	(5)	-	187
Sous-total 1	3 733	-	1	(5)	-	3 727
Emprunts auprès des établissements de crédit						
Crédits à court terme en euros ⁽²⁾	585	-	585	-	-	-
Crédits à court terme en devises ⁽²⁾	74	-	59	(15)	-	-
Sous-total 2	659	-	644	(15)	-	-
Autres emprunts et titrisation de créances						
Billets de trésorerie en Euros (BTR) ⁽¹⁾	970	2 827	-	-	-	3 797
Papier commercial en devises ⁽¹⁾	352	1 793	-	(109)	-	2 036
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en euros	4 335	-	265	-	-	4 070
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en devises	1 858	90	588	(124)	-	1 236
Emprunts contractuels à caractère financier ⁽²⁾	10	-	1	-	(1)	8
Sous-total 3	7 525	4 710	854	(233)	(1)	11 147
Total emprunts 1 + 2 + 3	11 917	4 710	1 499	(253)	(1)	14 874
Avances sur consommation	146				6	152
Avances diverses	479	-	-	-	(30)	449
Comptes bancaires créditeurs	7	-	-	-	4	11
Débits bancaires différés	133	-	-	-	(16)	117
Intérêts à payer	234	-	-	-	(4)	230
Total autres dettes financières diverses	854	-	-	-	(46)	808
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	12 917	4 710	1 499	(253)	(41)	15 834

(1) Les émissions sont nettes des remboursements de l'exercice.

(2) Les remboursements sont nets des émissions de l'exercice.

(3) Dont (32) millions d'euros liés à la filialisation de l'activité distribution.



33.2 Ventilation des emprunts par devises avant et après swaps

	Structure de la dette au bilan				Incidence des swaps		Structure de la dette au bilan après swaps			
	En devises	En euros	% de la dette en devises	% de la dette	En devises	En euros	En devises	En euros	% de la dette en devises	% de la dette
<i>(en millions)</i>										
I- Dette en Euros		11 415		77		1 469		12 884		86
II- Dette en autres devises										
CHF	400	243	7	1	(325)	(196)	75	47	2	0
GBP	653	890	26	6	650	886	1 303	1 777	86	12
JPY	27 300	166	5	1	(27 300)	(166)	-	-	-	-
USD	3 048	2 070	59	14	(2 685)	(1 824)	363	246	12	2
AUD	150	90	3	1	(150)	(90)	-	0	0	0
Total II		3 459	100	23		(1 389)		2 070	100	14
TOTAL I + II		14 874		100		80		14 954		100

Les nominaux des swaps, comptabilisés en engagements, ne modifient pas les emprunts figurant au bilan. L'incidence des swaps sur les emprunts euros se traduit par une augmentation de 1 469 millions d'euros, et par une diminution de 1 389 millions d'euros pour ceux en devises ne faisant

pas partie de la zone euro. Au total, le volume des emprunts long terme est majoré de 80 millions d'euros passant de 14 874 millions d'euros à 14 954 millions d'euros. Les emprunts après swaps et les swaps non adossés dégagent un gain latent net de change de 152 millions d'euros.

33.3 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après swaps

	Structure de la dette au bilan			Incidence des swaps Montants	Structure de la dette au bilan après swaps		
	Montants	% 31/12/2007	% 31/12/2006		Montants	% 31/12/2007	% 31/12/2006
<i>(en millions d'euros)</i>							
Dette à taux fixe							
Emprunts long terme et EMTN	8 921			(699)	8 222		
Emprunts court terme	5 052			(4 282)	770		
Sous-total dette à taux fixe	13 973	94	73	(4 981)	8 992	60	66
Dette à taux variable							
Emprunts long terme et EMTN	120			790	910		
Emprunts court terme	781			4 271	5 052		
Sous-total dette à taux variable	901	6	27	5 061	5 962	40	34
TOTAL	14 874	100	100	80	14 954	100	100

Note Instruments financiers

34



34.1 Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat de l'exercice

P.432

34.2 Juste valeur des instruments financiers dérivés

P.432

EDF utilise des instruments financiers dont l'objectif est de limiter l'impact du risque de change sur les fonds propres et sur le résultat ainsi que couvrir son risque de taux d'intérêt.

(en millions d'euros)	31 décembre 2007		31 décembre 2006	
	À recevoir Notionnel	À livrer Notionnel	À recevoir Notionnel	À livrer Notionnel
1- Opérations sur les taux d'intérêt				
En devises				
Achats de contrats FLOOR HUF	-	-	169	-
Ventes de contrats FLOOR HUF	-	-	-	169
Achats de contrats CAP HUF	-	-	169	-
Ventes de contrats CAP HUF	-	-	-	169
Swaps de taux court terme				
En euros	3 989	3 989	3 864	3 864
En devises				
GBP	968	968	645	645
USD	769	769	-	-
Swaps de taux long terme				
En euros	2 295	2 295	3 957	3 957
En devises				
CHF	181	181	187	187
GBP	-	-	149	149
Sous-total	8 202	8 202	9 139	9 139
2- Opérations sur le change (Contre-valeur en euros des devises engagées)				
Opérations à terme				
EUR	1 291	2 213	2 772	2 436
CAD	-	-	3	-
USD	3 246	14	1 580	324
GBP	535	2 913	1 036	2 661
CHF	45	45	60	58
PLN	49	71	42	42
Options de change				
Achat d'options				
EUR	728	828	-	-
GBP	341	341	-	-
HUF	228	228	-	-
PLN	172	172	-	-
USD	68	-	-	-
Vente d'options				
EUR	831	795	-	-
GBP	341	341	-	-
HUF	228	228	-	-
PLN	172	172	-	-
USD	68	68	-	-
Swaps de capitaux long terme				
EUR	3 097	4 566	5 356	7 340
JPY	166	-	142	-
USD	421	387	941	433
GBP	2 725	1 833	4 601	3 697
CHF	458	261	409	269
HUF	-	-	216	216
PLN	210	210	518	518
AUD	90	-	90	-
Sous-total	15 510	15 686	17 767	17 993
3- Swaps de titrisation ⁽¹⁾	1 674	1 674	-	-
TOTAL DES ENGAGEMENTS HORS-BILAN FINANCIERS	25 386	25 562	26 907	27 132

(1) En 2006, le montant des swaps de titrisation figure dans les swaps de taux long terme en euros pour un montant de 1 718 millions d'euros.

Les montants figurant dans le tableau ci-dessus correspondent aux capitaux notionnels valorisés, en tant que de besoin, sur la base des cours des devises au 31 décembre.



34.1 Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat de l'exercice

34.1.1 Opérations à terme

(en millions d'euros)	2007	2006
Instruments de couverture dette long terme		
Swaps long terme, caps et floors	(168)	(18)
Instruments de couverture de gestion de trésorerie		
Instruments de taux	4	7
Instruments de change	(23)	(68)
TOTAL	(187)	(79)

34.1.2 Placements

(en millions d'euros)	2007	2006
Valeurs mobilières de placement	437	216
Placements monétaires	(194)	34
Titres immobilisés	580	494
TOTAL	823	744

34.2 Juste valeur des instruments financiers dérivés

La juste valeur des contrats d'échange de devises et de taux d'intérêt a été estimée en actualisant les flux de trésorerie futurs attendus avec les taux de change du marché et les taux d'intérêt à la clôture sur la période restant à courir sur les contrats (la valeur de marché comprend les intérêts courus).

La valeur comptable des instruments dérivés hors-bilan comprend les intérêts courus, les soultes et les primes payées ou reçues ainsi que les écarts de change, déjà enregistrés dans les comptes d'EDF. La différence entre la valeur comptable et la valeur de marché donne le gain latent ou la perte latente différée.

La juste valeur des instruments financiers dérivés hors-bilan au 31 décembre 2007 calculée par l'entreprise figure ci-dessous :

(en millions d'euros)	Valeur comptable	Juste valeur
Opérations de couverture du risque de taux		
Swaps long terme, caps et floors	(1)	(4)
Opérations de couverture du risque de change		
Opérations de change à terme	(76)	(76)
Swaps de capitaux long terme ⁽¹⁾	(217)	51
TOTAL	(294)	(29)

(1) De nombreux swaps de capitaux ont pour contrepartie la filiale EDF International vers laquelle les positions en devises ont été retournées puisque cette filiale porte les actifs en devises.

Note 35

Engagements hors-bilan



35.1 Engagements hors-bilan donnés

P.433

35.2 Engagements hors-bilan reçus

P.434

Au 31 décembre 2007, les éléments constitutifs des engagements liés à l'exploitation, au financement et aux investissements sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	Échéances		
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans
Engagements hors-bilan donnés	40 521	6 527	20 972	13 022
1- Engagements liés à l'exploitation				
Engagements sur contrats commerciaux	28 995	3 881	12 880	12 234
Engagements sur commandes d'exploitation ou d'immobilisation	5 095	1 774	3 180	141
Autres engagements liés à l'exploitation	2 864	706	1 884	274
2- Engagements liés au financement	3 567	166	3 028	373
Engagements hors-bilan reçus	16 861	5 514	11 133	214
1- Engagements liés à l'exploitation	10 675	5 419	5 052	204
2- Engagements liés au financement	6 186	95	6 081	10

35.1 Engagements hors-bilan donnés

35.1.1 Engagements liés à l'exploitation

35.1.1.1 ENGAGEMENTS SUR CONTRATS COMMERCIAUX

ENGAGEMENTS D'ACHATS

EDF a souscrit dans le cadre de ses activités de production et de commercialisation des contrats à long terme ainsi que des contrats dits de « take or pay » selon lesquels elle s'engage à acheter des matières premières, du

combustible, de l'énergie et du gaz pour des durées qui peuvent atteindre 20 ans.

Dans la plupart des cas, ces engagements sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation de livrer ou d'acheter les quantités déterminées dans ces contrats.

Au 31 décembre 2007, l'échéancier des engagements sur contrats commerciaux fermes et irrévocables, évalués en millions d'euros courants, se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Total	Échéances		
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans
Achats d'électricité	8 466	1 894	2 472	4 100
Achats de gaz et autres énergies	6 390	577	3 316	2 497
Achats de combustibles nucléaires	14 139	1 410	7 092	5 637
ENGAGEMENTS SUR CONTRATS COMMERCIAUX	28 995	3 881	12 880	12 234

Achats d'électricité

Les engagements d'achats d'électricité proviennent notamment

- d'achats d'électricité produite à partir de bagasse et charbon par le Système Énergétique Insulaire (SEI) ;
- de contrats de couverture. Il s'agit d'achats à terme à volume et prix fixes dans le cadre de contrats passés avec EDF Trading.

Par ailleurs, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine, au terme de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre

de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénération, des unités de production d'énergies renouvelables – éolien et petite hydraulique – ou valorisant les déchets organiques.

L'essentiel des engagements donnés à ce titre concerne les achats de cogénération et, à un degré moindre, les achats d'éolien, hydrauliques et les achats d'électricité issue de l'incinération de déchets.

Pour l'année 2007, le volume d'achats s'élève à 25,3 TWh, dont 14,4 TWh au titre de la cogénération et 3,9 TWh au titre de l'éolien.

Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) via la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE), instaurée par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003.



Achats de Gaz et autres énergies

Les achats de gaz sont constitués principalement par des contrats long terme d'approvisionnement.

Les engagements d'achats d'autres énergies et matières premières concernent essentiellement des achats de charbon et de fioul utilisés pour le fonctionnement des centrales thermiques.

Achats de combustibles nucléaires

Les engagements d'achats de combustibles nucléaires proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins d'EDF en combustibles et en services de fabrication d'assemblages de combustible, d'enrichissement et de fluoration. L'augmentation des engagements résulte d'une part de la conclusion de nouveaux contrats, augmentant en volume et dans la durée la couverture des besoins d'EDF en matière d'approvisionnement et d'autre part, de la réévaluation des coûts d'approvisionnement en uranium, conséquence de la hausse des cours mondiaux.

35.1.1.2 ENGAGEMENTS SUR COMMANDES D'EXPLOITATION ET D'IMMOBILISATIONS

Il s'agit d'engagements réciproques pour 5 095 millions d'euros pris lors de la signature de commandes concernant les immobilisations, l'exploitation ou les marchés en cours dont 1 924 millions d'euros liés à la construction de la centrale de type EPR (European Pressurized Reactor) sur le site de Flamanville.

35.1.1.3 AUTRES ENGAGEMENTS LIÉS À L'EXPLOITATION

Ils concernent principalement des engagements relatifs aux opérations suivantes :

- dans le cadre de la mise en place de la couverture de l'exposition au risque dommages causés par la tempête à son réseau de distribution d'électricité en France, EDF a conclu un contrat avec CDC Ixis Capital Markets aux termes duquel chacune des parties s'engage à indemniser l'autre de la responsabilité qu'elle pourrait encourir au titre de l'émission d'un CAT Bond dans la limite d'un montant global maximal de 240 millions d'euros pour chacune des parties. Ce contrat, conclu en 2003 pour une durée initiale de 5 ans, vient à expiration en 2008 et peut être prolongé pour une période de 5 ans. La décision de prolonger n'a pas encore été prise à ce jour ;
- EDF est engagée en tant que preneur par des contrats de location simple non résiliables portant sur des locaux, des équipements ou des véhicules entrant dans le cadre de son activité normale. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles.

35.1.2 Engagements liés au financement

Il s'agit d'engagements de financement d'EDF vis-à-vis de ses filiales notamment pour 2 454 millions d'euros à EDF Energy, 500 millions d'euros à EDF Trading.

35.2 Engagements hors-bilan reçus

35.2.1 Engagements liés à l'exploitation

Il s'agit essentiellement :

- d'engagements réciproques pour 5 512 millions d'euros dont 5 095 millions d'euros sur les commandes d'exploitation et d'immobilisations ;
- d'engagements reçus de compagnies d'assurance pour couvrir les risques liés à la construction de la centrale de type EPR pour 2 843 millions d'euros ;

- des quotas d'émission de gaz à effet de serre restant à recevoir pour la période 2008-2012 pour 1 864 millions d'euros (soit 83 millions de tonnes de CO₂)

35.2.2 Engagements liés au financement

Ils concernent principalement le montant global des lignes de crédit pour 6 000 millions d'euros dont dispose EDF auprès de différentes banques.

Note 36

Environnement



36.1 Quotas d'émission de gaz à effet de serre

P.435

36.2 Certificats d'économies d'énergie

P.435

36.1 Quotas d'émission de gaz à effet de serre

EDF s'est vue allouer des quotas d'émission de gaz à effet de serre depuis 2005.

Pour l'année 2007, le volume total des quotas alloués à EDF s'élève à 23,5 millions de tonnes, équivalent à celui de l'année 2006. Au 31 décembre 2007, le volume des émissions s'élève à 20 millions de

tonnes (18 millions de tonnes au 31 décembre 2006). Une provision pour dépréciation des quotas excédentaires a été comptabilisée pour 10 millions d'euros.

Les quotas d'émission de gaz à effet de serre à recevoir pour la période 2008-2012 alloués à EDF s'élèvent à 16,6 millions de tonnes par an.

36.2 Certificats d'économies d'énergie

En application de loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique et instaurant un système de certificats d'économies d'énergie concernant les personnes morales qui vendent de l'électricité, du gaz, de la chaleur ou du froid aux consommateurs finals et de l'avis n° 2006-D du 4 octobre 2006 du Comité d'Urgence du Conseil National de la Comptabilité précisant le traitement comptable en normes françaises, EDF prend en considération dans ses comptes la gestion des certificats d'économies d'énergie.

Le montant de l'obligation d'économies d'énergie notifié à EDF, pour la période triennale du 1^{er} juillet 2006 au 30 juin 2009, s'élève à 29 849 302 652 kWh.

EDF s'est organisée pour porter des offres d'efficacité énergétique sur chacun de ses segments de marché et ainsi réaliser l'obligation qui lui a été attribuée par l'arrêté du 17 octobre 2007.

Les actions 2007 ont été confortées par le lancement de deux opérations majeures : d'une part une forte communication commerciale centrée sur les économies d'énergie et la réduction des émissions de gaz à effet de serre en accompagnement du lancement de la marque bleu ciel d'EDF et d'autre part une implication constante dans la formation des filières intervenant dans l'amélioration de la performance énergétique des bâtiments. Selon le plan de marche actualisé, la production de certificats d'économies d'énergie devrait être conforme à l'objectif fixé pour la première période.

EDF a obtenu des certificats d'économies d'énergie pour un total de 4 537 466 132 kWh et en attend 229 786 200 kWh au titre de 2007.



Note 37 Rémunération des mandataires sociaux

Les membres des organes d'administration et de direction de la société sont le Président du Conseil d'Administration, les directeurs généraux délégués, et les membres externes du Conseil d'Administration.

Le montant brut global hors charges patronales des rémunérations et avantages de toute nature et des jetons de présence alloués par la société

au cours de l'exercice aux mandataires sociaux se décompose comme suit :

(en euros)	2007	2006
Organes de direction	3 503 269	2 901 165
Organes d'administration	125 250	168 000

Note 38 Événements postérieurs à la clôture

38.1 Réforme du régime spécial de retraite des industries électriques et gazières

P.436

38.2 Émission obligataire par EDF

P.437

38.1 Réforme du régime spécial de retraite des industries électriques et gazières

En date du 22 janvier 2008, le Décret n° 2008-69 modifiant le statut du personnel des Industries Électriques et Gazières (IEG) est venu apporter, conformément aux principes exposés par le Document d'Orientation sur les Retraites du Ministère du travail du 10 octobre 2007 et à son complément du 6 novembre 2007, les premières modifications au régime spécial de retraite des agents des IEG.

Les principales dispositions de ce décret concernent :

- l'allongement de la durée de cotisation des agents nécessaire pour ouvrir droit à une pension à taux plein, qui est portée à 40 ans en 2012, son évolution étant par la suite identique à celle du régime des fonctionnaires d'État ;
- la décote et la surcote des taux de pension. La décote consiste en l'application d'une pénalité financière pour les salariés qui n'ont pas atteint la durée d'assurance nécessaire à l'obtention d'une pension à taux plein. À l'inverse, la surcote correspond à une majoration de pension applicable aux salariés qui prolongent leur activité au-delà de 60 ans et de 160 trimestres de durée d'assurance, sous certaines conditions.

Ce décret, qui entre en vigueur au 1^{er} juillet 2008, devrait être complété par d'autres mesures qui résulteront de textes réglementaires, et qui traiteront, entre autres points, de l'instauration d'un minimum de pension, des avantages familiaux et conjugaux, des bonifications, ou de la levée dans certaines conditions de la « clause des 15 ans », 15 ans représentant,

pour le moment, la durée minimale exigée pour bénéficier d'une pension de retraite des IEG.

Dans le cadre de cette réforme et selon les principes posés par le Document d'Orientation sur les Retraites, un accord a par ailleurs été signé le 29 janvier 2008 pour la branche des IEG. Il prévoit les principales mesures d'accompagnement suivantes :

- des dispositions touchant les salaires des agents : une augmentation du salaire national de base de 4,31 % au 1^{er} janvier 2008, applicable aux agents actifs comme inactifs, qui se combine pour les agents actifs avec la suppression de la Prime de Compensation de la Cotisation Retraite de 2,85 %, et une revalorisation de la grille des salaires avec entre autres une revalorisation des niveaux d'embauche pour les agents d'exécution ;
- des premières dispositions en lien avec l'allongement des parcours professionnels comme la création d'échelons d'ancienneté supplémentaires ou la modification du barème des indemnités de départ en inactivité.

Comme pour le décret, cet accord sera complété par des accords de branche ou d'entreprises sur des points restant en cours de négociations, comme la prise en compte de la spécificité des métiers.

À la date d'arrêté des comptes, dans la mesure où tous les éléments du dispositif ne sont pas encore connus, l'incidence de la réforme et des mesures d'accompagnement sur le résultat 2008 d'EDF comme sur ses engagements ne peut être déterminée de façon précise.

38.2 Émission obligataire par EDF

EDF a procédé en janvier 2008 à une émission obligataire d'un montant de 1,5 milliard d'euros. L'émission a été placée auprès d'investisseurs institutionnels français et internationaux. Cette opération s'inscrit dans la centralisation croissante des financements des filiales et marque le retour

sur les marchés obligataires d'EDF, qui n'avait pas réalisé d'émission obligataire depuis 2004. L'émission, d'une maturité de 10 ans, s'inscrit dans la politique d'allongement de la durée moyenne de la dette, qui est actuellement de 6 ans.



Rapport général des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels



EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2007

Aux actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2007, sur :

- le contrôle des comptes annuels de la société Électricité de France S.A., tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la justification de nos appréciations ;
- les vérifications spécifiques et les informations 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 professionnelles 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 examiner, par sondages, les éléments probants justifiant les données contenues dans ces comptes. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis et les estimations significatives retenues pour l'arrêté des comptes et à apprécier leur présentation d'ensemble. Nous estimons que nos contrôles fournissent une base raisonnable à l'opinion exprimée ci après.

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.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 1.15 et 28, qui résulte comme indiqué en note 1.3, des meilleures estimations de la Direction. Cette évaluation est sensible aux hypothèses retenues en termes de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme, d'échéanciers de décaissements, ainsi qu'à l'issue des négociations en cours avec Areva. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

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 :

Filialisation d'ERDF

La note 2.1 indique les modalités de l'apport partiel d'actif réalisé avec effet rétroactif au 1er janvier 2007 par Électricité de France S.A. à la société C6, devenue ERDF en application de la loi relative au secteur de l'énergie du 7 décembre 2006, dont les effets sont détaillés dans les autres notes. De ce fait, les informations financières relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2006 ne sont pas comparables à celles des comptes annuels 2007. Nous nous sommes assurés que la présentation des conséquences sur les comptes de l'exercice de cette opération et l'information donnée dans les notes de l'annexe étaient appropriées.

Règles et principes comptables

- Les notes 1.4, 1.8 et 1.16 décrivent les principes et les modalités respectivement retenus en matière d'évaluation du chiffre d'affaires pour la partie relative à l'énergie livrée non relevée non facturée, d'évaluation des titres de participations et des titres immobilisés, ainsi que des provisions et engagements en faveur du personnel.

Dans le cadre de notre appréciation des règles et principes comptables suivis par votre société, nous avons vérifié le caractère approprié des méthodes comptables visées ci-dessus et des informations fournies dans les notes aux états financiers et nous nous sommes assurés de leur correcte application.

- Nous nous sommes assurés du caractère approprié des reclassements comptables et changements d'estimation mis en œuvre au 31 décembre 2007 pour se conformer aux dispositions des textes d'application de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, tels qu'exposés dans les notes 1.15 et 2.2 de l'annexe.

Dans le cadre de notre appréciation des principes comptables suivis par votre société, nous avons examiné l'incidence de ces changements et nous nous sommes assurés que l'information détaillée donnée à ce titre en note 28 de l'annexe était appropriée.

Estimations comptables

Les notes 1.15 et 28, et 1.16 et 29, exposent respectivement les hypothèses retenues pour l'évaluation d'une part des provisions de long terme liées à la production nucléaire et d'autre part des provisions et engagements en faveur du personnel.

Nous avons procédé à l'appréciation des méthodes mises en œuvre par la société sur la base des éléments disponibles à ce jour, et vérifié le caractère raisonnable de ces estimations.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes annuels, pris dans leur ensemble, et ont 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 professionnelles 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 ;
- la sincérité des informations données dans le rapport de gestion relatives aux rémunérations et avantages versés aux mandataires sociaux concernés, ainsi qu'aux engagements consentis en leur faveur à l'occasion de la prise, de la cessation ou du changement, de fonctions ou postérieurement à celles-ci.

En application de la loi, nous nous sommes assurés que les diverses informations relatives aux prises de participation et de contrôle et à l'identité des détenteurs du capital vous ont été communiquées dans le rapport de gestion.

Paris La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 19 février 2008

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit
Département de KPMG S.A.

Deloitte & Associés

Jean-Luc Decornoy

Michel Piette

Amadou Raimi

Tristan Guerlain

ANNEXE F

**Table de concordance
– rapport financier annuel**

Le Rapport Financier Annuel de l'exercice 2007, établi en application des articles L. 451-1-2 du Code monétaire et financier et 222-3 du Règlement Général de l'Autorité des Marchés Financiers, est constitué des sections du Document de Référence identifiées dans le tableau ci-dessous :

	Sections du Document de Référence
Comptes annuels d'EDF SA	Annexe E
Comptes consolidés du Groupe EDF	Section 20.1
	Chapitre 9 (activité du Groupe)
	Chapitre 4 (risques)
	Section 21.1.5 (autorisations financières)
Rapport de gestion	Chapitres 18 et 21 (informations relatives à la structure et à la composition du capital, à l'exercice des droits de vote, à la désignation des administrateurs)
	Chapitre 16 (pouvoirs du conseil d'administration)
	Chapitre 15 (indemnités pour les administrateurs)
	Section 21.1.2 (programme de rachat d'actions)
Attestation du responsable du rapport financier annuel	Section 1.2
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels d'EDF SA	Annexe E
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés du Groupe EDF	Section 20.2

ANNEXE G

**Résolutions soumises
à l'Assemblée générale ordinaire
du 20 mai 2008**

Annexe G



ORDRE DU JOUR

- rapports du Conseil d'administration ;
- rapports des Commissaires aux comptes ;
- approbation des comptes annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2007 ;
- approbation des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2007 ;
- affectation du résultat de l'exercice tel que ressortant des comptes annuels et mise en distribution du dividende : résolution proposée par le Conseil d'administration d'EDF et résolution proposée par le Conseil de Surveillance du FCPE Actions EDF ;
- conventions visées à l'article L. 225-38 du Code de commerce ;
- jetons de présence ;
- autorisation à conférer au Conseil d'administration pour opérer sur les actions de la Société ;
- engagements visés à l'article L. 225-42-1 du Code de commerce ;
- nomination d'un administrateur ;
- pouvoirs pour formalités.

Première résolution

(APPROBATION DES COMPTES ANNUELS DE L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2007)

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport de gestion du Conseil d'administration ainsi que des rapports des Commissaires aux comptes, approuve les comptes annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2007, comprenant le bilan, le compte de résultat et l'annexe, tels qu'ils lui ont été présentés, ainsi que les opérations traduites dans ces comptes et résumées dans ces rapports. Elle arrête le bénéfice de cet exercice à 4 934 332 855,58 euros.

Il est précisé que le montant global des dépenses et charges visées à l'article 223 quater du Code général des impôts est de 1 022 463 euros.

Deuxième résolution

(APPROBATION DES COMPTES CONSOLIDÉS DE L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2007)

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport de gestion du Conseil d'administration ainsi que

du rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés, approuve les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2007, comprenant le bilan et le compte de résultat consolidés ainsi que l'annexe, tels qu'ils lui ont été présentés, ainsi que les opérations traduites dans ces comptes et résumées dans ces rapports.

Troisième résolution

(AFFECTATION DU RÉSULTAT DE L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2007, TEL QUE RESSORTANT DES COMPTES ANNUELS, ET MISE EN DISTRIBUTION DU DIVIDENDE)

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'administration et du rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels :

- constate que le bénéfice distribuable s'élève à 9 166 587 240,25 euros et décide de fixer le montant du dividende à 1,28 euro par action ;
- et décide d'affecter le solde du bénéfice distribuable au poste « report à nouveau ».

Le montant global du dividende s'élève en conséquence au maximum à 2 332 378 995,20 euros, étant précisé que les actions qui seraient éventuellement détenues par la Société à la date de mise en paiement du dividende, n'y donneront pas droit.

Sur décision du Conseil d'administration dans sa séance du 7 novembre 2007, un acompte sur dividende de 0,58 euro par action a été mis en paiement le 30 novembre 2007, représentant un montant global de 1 056 859 232,20 euros. Le solde à distribuer représente ainsi 0,70 euro par action, pour un montant global de 1 275 519 763 euros, et sera mis en paiement dans les 30 jours suivant l'Assemblée Générale.

Il est précisé que la totalité du dividende (l'acompte et le solde à distribuer) est éligible à la réfaction de 40 % mentionnée au 2° du 3 de l'article 158 du Code général des impôts, bénéficiant aux personnes physiques fiscalement domiciliées en France et soumises à l'impôt sur le revenu, dans les conditions et limites légales.

Il est précisé qu'au cas où, lors de la mise en paiement de ce dividende, la Société détiendrait certaines de ses propres actions, la somme correspondant au dividende non versé à hauteur de ces actions serait affectée au poste "report à nouveau".

Les dividendes distribués au titre des trois exercices précédents ont été les suivants :

Exercice	Nombre d'actions	Dividende par action	Dividende total distribué (déduction faite des actions auto-détenues)
2004	1 625 800 000	0,23 €	373 934 000 € ⁽¹⁾
2005	1 822 171 090	0,79 €	1 439 170 388,51 € ⁽²⁾
2006	1 822 171 090	1,16 €	2 113 624 504,40 € ⁽²⁾

(1) 100 % du dividende étant éligible à la réfaction de 50 % mentionnée au 2° du 3 de l'article 158 du CGI (concerne le dividende versé au titre de l'exercice 2004).

(2) 100 % du dividende étant éligible à la réfaction de 40 % mentionnée au 2° du 3 de l'article 158 du CGI (concerne le dividende versé au titre des exercices 2005 et 2006).

Résolution A

(RÉSOLUTION PROPOSÉE PAR LE CONSEIL DE SURVEILLANCE DU FCPE ACTIONS EDF CONCERNANT L'AFFECTATION DU RÉSULTAT DE L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2007 ET LA MISE EN DISTRIBUTION DU DIVIDENDE. CE PROJET DE RÉSOLUTION A ÉTÉ EXAMINÉ PAR LE CONSEIL D'ADMINISTRATION D'EDF DANS SA SÉANCE DU 3 AVRIL 2008, QUI NE L'A PAS AGRÉÉ)

Texte de la résolution proposée par le CS du FCPE :

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'administration et du rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels :

- (i) constate que le bénéfice distribuable s'élève à 9 166 587 240,25 euros et décide de fixer le montant du dividende à 0,84 euro par action ;
(ii) et décide d'affecter le solde du bénéfice distribuable au poste « report à nouveau ».

Le montant global du dividende s'élève en conséquence au maximum à 1 539 370 136,83 euros, étant précisé que les actions qui seraient éven-

tuellement détenues par la Société à la date de mise en paiement du dividende, n'y donneront pas droit.

Sur décision du Conseil d'administration dans sa séance du 7 novembre 2007, un acompte sur dividende de 0,58 euro par action a été mis en paiement le 30 novembre 2007, représentant un montant global de 1 056 859 232,20 euros. Le solde à distribuer représente ainsi 0,26 euro par action, pour un montant global de 482 510 904,63 euros, et sera mis en paiement dans les 30 jours suivant l'Assemblée Générale.

Il est précisé que la totalité du dividende (l'acompte et le solde à distribuer) est éligible à la réfaction de 40 % mentionnée au 2° du 3 de l'article 158 du Code général des impôts, bénéficiant aux personnes physiques fiscalement domiciliées en France et soumises à l'impôt sur le revenu, dans les conditions et limites légales.

Il est précisé qu'au cas où, lors de la mise en paiement de ce dividende, la Société détiendrait certaines de ses propres actions, la somme correspondant au dividende non versé à hauteur de ces actions serait affectée au poste "report à nouveau".

Les dividendes distribués au titre des trois exercices précédents ont été les suivants :

Exercice	Nombre d'actions	Dividende par action	Dividende total distribué (déduction faite des actions auto-détenues)
2004	1 625 800 000	0,23 €	373 934 000 € ⁽¹⁾
2005	1 822 171 090	0,79 €	1 439 170 388,51 € ⁽²⁾
2006	1 822 171 090	1,16 €	2 113 624 504,40 € ⁽²⁾

(1) 100 % du dividende étant éligible à la réfaction de 50 % mentionnée au 2° du 3 de l'article 158 du CGI (concerne le dividende versé au titre de l'exercice 2004).

(2) 100 % du dividende étant éligible à la réfaction de 40 % mentionnée au 2° du 3 de l'article 158 du CGI (concerne le dividende versé au titre des exercices 2005 et 2006).

Quatrième résolution

(CONVENTIONS VISÉES À L'ARTICLE L. 225-38 DU CODE DE COMMERCE)

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions visées à l'article L. 225-38 du Code de commerce, prend acte des conclusions de ce rapport et approuve les conventions qui en sont l'objet.

Cinquième résolution

(JETONS DE PRÉSENCE ALLOUÉS AU CONSEIL D'ADMINISTRATION)

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'administration, décide de fixer à 174 000 euros le montant des jetons de présence alloués aux membres du Conseil d'administration pour l'exercice en cours et les exercices ultérieurs, et ce jusqu'à nouvelle décision de l'Assemblée Générale.

Sixième résolution

(AUTORISATION AU CONSEIL D'ADMINISTRATION POUR OPÉRER SUR LES ACTIONS DE LA SOCIÉTÉ)

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'administration, conformément aux dispositions des articles L. 225-209 et suivants du Code de commerce :

- met fin, avec effet immédiat, pour la fraction non utilisée, à l'autorisation donnée par l'Assemblée Générale du 24 mai 2007, par sa septième résolution, d'acheter des actions de la Société ; et
- autorise le Conseil d'administration à acheter des actions de la Société en vue :

- de remettre des actions à l'occasion de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières représentatives de titres de créance donnant accès par tous moyens immédiatement ou à terme à des actions de la Société, ainsi que de réaliser toutes opérations de couverture à raison des obligations d'EDF (ou de l'une de ses filiales) liées à ces valeurs mobilières, dans les conditions prévues par les autorités de marché et aux époques que le Conseil d'administration ou la personne agissant sur la délégation du Conseil d'administration appréciera ;

Annexe G



- de conserver des actions pour remise ultérieure à l'échange ou en paiement dans le cadre d'opérations éventuelles de croissance externe ;
- d'assurer la liquidité de l'action EDF par un prestataire de services d'investissement au travers d'un contrat de liquidité conforme à la charte de déontologie reconnue par l'Autorité des Marchés Financiers ;
- d'allouer des actions aux membres du personnel du groupe EDF et notamment dans le cadre de tout plan d'achat ou d'attribution gratuite d'actions au profit des membres du personnel dans les conditions prévues par la Loi, en particulier par les articles L. 225-197-1 et suivants du Code de commerce ou les articles L. 443 1 et suivants du Code du travail, ainsi que de réaliser toutes opérations de couverture afférentes à ces opérations, dans les conditions prévues par les autorités de marché et aux époques que le Conseil d'administration ou la personne agissant sur la délégation du Conseil d'administration appréciera ;
- de réduire le capital de la Société par annulation de tout ou partie des titres achetés.

Les achats d'actions de la Société pourront porter sur un nombre d'actions tel que :

- le nombre d'actions que la Société achète pendant la durée du programme de rachat n'excède pas 10 % des actions composant le capital social existant au jour de la présente assemblée ; et
- le nombre d'actions que la Société détiendra à quelque moment que ce soit ne dépasse pas 10 % des actions composant le capital de la Société.

L'acquisition ou le transfert de ces actions peut être effectué, dans les conditions et limites, notamment de volumes et de prix, prévues par les textes en vigueur à la date des opérations considérées, par tous moyens, notamment sur le marché ou de gré à gré, y compris par acquisition ou cession de blocs, par le recours à des instruments financiers dérivés ou à des bons ou valeurs mobilières donnant accès à des actions de la Société, ou par la mise en place de stratégies optionnelles, dans les conditions prévues par les autorités de marché et aux époques que le Conseil d'administration ou la personne agissant sur la délégation du Conseil d'administration appréciera.

La part du programme de rachat pouvant être effectuée par négociations de blocs n'est pas limitée.

Décide que le montant maximal des fonds destinés à la réalisation de ce programme d'achat d'actions sera de 2 milliards d'euros.

Dans le cadre de ce programme, le prix d'achat ne devra pas excéder 100 euros par action.

Le Conseil d'administration pourra toutefois ajuster le prix d'achat susmentionné en cas d'incorporation de primes, de réserves ou de bénéfices, donnant lieu soit à l'élévation de la valeur nominale des actions, soit à la création et à l'attribution gratuite d'actions, ainsi qu'en cas de division de la valeur nominale de l'action ou de regroupement d'actions, ou de toute autre opération portant sur les capitaux propres, pour tenir compte de l'incidence de ces opérations sur la valeur de l'action.

Décide que la présente autorisation est conférée pour une durée maximum de 18 mois à compter de la présente Assemblée. Elle pourra être

utilisée en période d'offre publique, dans les limites permises par la réglementation applicable.

Le nombre d'actions acquises par la Société en vue de leur conservation et de leur remise ultérieure en paiement ou en échange dans le cadre d'une opération de fusion, de scission ou d'apport ne peut excéder 5 % de son capital.

Décide que le Conseil d'administration aura tous pouvoirs en vue de mettre en œuvre la présente autorisation, avec faculté de délégation, à l'effet de :

- passer tous ordres en bourse ou hors marché ;
- affecter ou réaffecter les actions acquises aux différents objectifs poursuivis dans les conditions légales et réglementaires applicables ;
- conclure tous accords en vue notamment de la tenue des registres d'achats et de ventes d'actions ;
- effectuer toutes déclarations et formalités auprès de l'Autorité des Marchés Financiers et de tout autre organisme ; et
- remplir toutes autres formalités, et d'une manière générale, faire tout ce qui est nécessaire.

Le Conseil d'administration devra informer chaque année l'Assemblée Générale des opérations réalisées en application de la présente résolution.

Septième résolution

(ENGAGEMENTS VISÉS À L'ARTICLE L. 225-42-1 DU CODE DE COMMERCE)

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité des Assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'administration et du rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les engagements visés à l'article L. 225-42-1 du Code de commerce, prend acte des conclusions dudit rapport et approuve les engagements qui y sont visés concernant Monsieur Daniel CAMUS.

Huitième résolution

(NOMINATION DE MONSIEUR BRUNO LAFONT EN QUALITÉ D'ADMINISTRATEUR)

L'Assemblée Générale, prenant acte de la démission de Monsieur Louis Schweitzer de ses fonctions d'administrateur nommé par l'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales ordinaires et ayant pris connaissance du rapport du Conseil d'administration, nomme Monsieur Bruno LAFONT en qualité d'administrateur pour la durée restant à courir jusqu'au renouvellement de la totalité du conseil, soit jusqu'au 22 novembre 2009 inclus.

Neuvième résolution

(POUVOIRS POUR FORMALITÉS)

L'Assemblée Générale confère tous pouvoirs au porteur d'un original, d'une copie ou d'un extrait du procès-verbal de la présente Assemblée en vue de l'accomplissement de toutes les formalités légales ou administratives et faire tous dépôts et publicités prévus par la législation en vigueur.



**22-30, avenue de Wagram
75382 Paris Cedex 08
edf.com
SA au capital de 911 085 545 euros
552 0 81 317 RCS Paris**

CONCEPTION
SEQUOIA

ET

RÉALISATION

BOWNE
Y01864



22-30, avenue de Wagram
75382 Paris Cedex 08
edf.com
SA au capital de 911 085 545 euros – 552 081 317 RCS Paris