

# COMPTES CONSOLIDÉS

AU 31 DÉCEMBRE 2006



<b>Comptes de résultat consolidés</b>	<b>8</b>	<b>Note 4. Comparabilité des exercices</b>	<b>31</b>
<b>Bilans consolidés</b>	<b>9</b>	4.1 RECLASSEMENTS DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	31
<b>Tableaux de flux de trésorerie consolidés</b>	<b>10</b>	4.2 IMPACT DE L'APPLICATION DE L'INTERPRÉTATION IFRIC 4	31
<b>Variations des capitaux propres consolidés</b>	<b>11</b>	4.3 EFFET TAUX DES CROSS CURRENCY SWAPS	34
<b>Annexe aux comptes consolidés</b>	<b>12</b>	<b>Note 5. Événements et transactions significatifs survenus au cours des exercices 2006 et 2005</b>	<b>35</b>
<b>Note 1. Référentiel comptable du Groupe</b>	<b>12</b>	5.1 ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DE L'EXERCICE 2006	35
1.1 DÉCLARATION DE CONFORMITÉ ET RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE	12	5.2 ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DE L'EXERCICE 2005	36
1.2 ÉVOLUTION DES PRINCIPES COMPTABLES AU 1 <sup>ER</sup> JANVIER 2006	12	<b>Note 6. Évolutions du périmètre de consolidation</b>	<b>40</b>
<b>Note 2. Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation</b>	<b>14</b>	6.1 ÉVOLUTION DE PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION AU COURS DE L'EXERCICE 2006	40
2.1 BASES D'ÉVALUATION	14	6.2 ÉVOLUTION DE PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION AU COURS DE L'EXERCICE 2005	41
2.2 JUGEMENTS ET ESTIMATIONS DE LA DIRECTION DU GROUPE	14	<b>Note 7. Informations sectorielles</b>	<b>42</b>
2.3 MÉTHODES DE CONSOLIDATION	16	7.1 INFORMATIONS PAR ZONE GÉOGRAPHIQUE	42
2.4 RÈGLES DE PRÉSENTATION DES ÉTATS FINANCIERS	16	7.2 PRODUITS PROVENANT DES VENTES À DES CLIENTS EXTERNES PAR ZONE GÉOGRAPHIQUE SUR LA BASE DE LA LOCALISATION DES CLIENTS	44
2.5 MÉTHODES DE CONVERSION	16	7.3 INFORMATIONS PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ	44
2.6 PARTIES LIÉES	17	<b>Note 8. Chiffre d'affaires</b>	<b>45</b>
2.7 CHIFFRE D'AFFAIRES	17	<b>Note 9. Achats de combustibles et d'énergie</b>	<b>45</b>
2.8 IMPÔTS SUR LES RÉSULTATS	17	<b>Note 10. Autres consommations externes</b>	<b>45</b>
2.9 GOODWILL ET REGROUPEMENTS D'ENTREPRISES	18	<b>Note 11. Obligations contractuelles et engagements</b>	<b>46</b>
2.10 AUTRES ACTIFS INCORPORELS	18	11.1 ENGAGEMENTS D'ACHATS	46
2.11 IMMOBILISATIONS CORPORELLES	19	11.2 ENGAGEMENTS DE LIVRAISON D'ÉLECTRICITÉ	47
2.12 CONTRATS DE CONCESSION	20	11.3 GARANTIES ET ENGAGEMENTS RELATIFS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION	47
2.13 CONTRATS DE LOCATION	21	11.4 OBLIGATIONS ET ENGAGEMENTS EN MATIÈRE DE LOCATION SIMPLE	48
2.14 PERTES DE VALEUR DES AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES	22	<b>Note 12. Charges de personnel</b>	<b>48</b>
2.15 ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS	22	12.1 CHARGES DE PERSONNEL	48
2.16 STOCKS ET EN-COURS	25	12.2 EFFECTIFS MOYENS	49
2.17 CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	25	<b>Note 13. Autres produits et charges opérationnels</b>	<b>49</b>
2.18 TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	25	<b>Note 14. Pertes de valeur / reprises</b>	<b>50</b>
2.19 CAPITAUX PROPRES	26	<b>Note 15. Autres produits et charges d'exploitation</b>	<b>50</b>
2.20 ACTIONS PROPRES	26	<b>Note 16. Résultat financier</b>	<b>51</b>
2.21 PROVISIONS	26	16.1 COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	51
2.22 AVANTAGES DU PERSONNEL	27	16.2 CHARGES D'ACTUALISATION	51
2.23 PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS	28	16.3 AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	51
2.24 SUBVENTIONS D'INVESTISSEMENT	28		
2.25 DÉPENSES ENVIRONNEMENTALES	28		
2.26 RÉSULTAT NET PAR ACTION ET RÉSULTAT NET DILUÉ PAR ACTION	28		
2.27 ACTIFS ET PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE ET ACTIVITÉS ABANDONNÉES	28		
<b>Note 3. Les concessions de distribution publique d'électricité en France</b>	<b>29</b>		
3.1 CADRE GÉNÉRAL	29		
3.2 TRAITEMENT COMPTABLE DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ D'EDF SA	29		
3.3 ÉVALUATION DES PASSIFS SPÉCIFIQUES DE CONCESSIONS	30		

<b>Note 17. Impôts sur les résultats</b>	<b>52</b>	<b>29.4 SÉCURISATION DU FINANCEMENT DES OBLIGATIONS DE LONG TERME</b>	<b>71</b>
17.1 VENTILATION DE LA CHARGE D'IMPÔT	52	29.5 AVANTAGES DU PERSONNEL	71
17.2 RAPPROCHEMENT DE LA CHARGE D'IMPÔT THÉORIQUE ET DE LA CHARGE D'IMPÔT EFFECTIVE	52	29.6 AUTRES PROVISIONS	75
17.3 VENTILATION DES ACTIFS ET DES PASSIFS D'IMPÔT DIFFÉRÉ PAR NATURE	53	<b>Note 30. Passifs spécifiques des concessions</b>	<b>77</b>
17.4 DÉFICITS REPORTABLES ET CRÉDITS D'IMPÔT	54	<b>Note 31. Passifs financiers courants et non courants</b>	<b>77</b>
17.5 IMPÔT CONSTATÉ EN CAPITAUX PROPRES	54	31.1 RÉPARTITION COURANT / NON COURANT DES PASSIFS FINANCIERS	77
<b>Note 18. Goodwill</b>	<b>54</b>	31.2 EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	78
<b>Note 19. Autres actifs incorporels</b>	<b>55</b>	31.3 ENDETTEMENT FINANCIER NET	80
19.1 AU 31 DÉCEMBRE 2006	55	31.4 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET	80
19.2 AU 31 DÉCEMBRE 2005	55	31.5 GARANTIES SUR EMPRUNTS	81
<b>Note 20. Immobilisations corporelles</b>	<b>55</b>	<b>Note 32. Instruments dérivés</b>	<b>81</b>
20.1 VARIATION DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS)	56	32.1 INSTRUMENTS DÉRIVÉS ET COMPTABILITÉ DE COUVERTURE	82
20.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE CONCÉDÉ (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS)	57	32.2 INSTRUMENTS DÉRIVÉS NON COMPTABILISÉS EN COUVERTURE	84
20.3 OBLIGATIONS ET ENGAGEMENTS EN MATIÈRE DE CONTRATS DE LOCATION-FINANCEMENT	58	<b>Note 33. Autres créditeurs</b>	<b>86</b>
<b>Note 21. Titres mis en équivalence</b>	<b>58</b>	<b>Note 34. Contribution des co-entreprises</b>	<b>86</b>
<b>Note 22. Actifs financiers</b>	<b>59</b>	<b>Note 35. Parties liées</b>	<b>87</b>
22.1 RÉPARTITION ENTRE LES ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	59	35.1 TRANSACTIONS AVEC LES SOCIÉTÉS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION	87
22.2 VARIATION DES ACTIFS FINANCIERS	60	35.2 RELATIONS AVEC L'ÉTAT ET LES SOCIÉTÉS PARTICIPATIONS DE L'ÉTAT	87
22.3 DÉTAIL DES ACTIFS FINANCIERS	60	35.3 RÉMUNÉRATION DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION	88
22.4 JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS HORS DÉRIVÉS	61	<b>Note 36. Environnement</b>	<b>88</b>
22.5 ENGAGEMENTS LIÉS AUX INVESTISSEMENTS	62	36.1 QUOTAS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE	88
<b>Note 23. Stocks</b>	<b>64</b>	36.2 CERTIFICATS D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE ET MESURES VISANT À DÉVELOPPER L'UTILISATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES	89
<b>Note 24. Clients et comptes rattachés</b>	<b>64</b>	<b>Note 37. Événements postérieurs à la clôture</b>	<b>89</b>
<b>Note 25. Autres débiteurs</b>	<b>64</b>	37.1 PARTENARIAT INDUSTRIEL ENTRE EDF SA ET LE CONSORTIUM EXELTIUM	89
<b>Note 26. Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>	<b>65</b>	37.2 ACCORD INDUSTRIEL ENTRE EDF SA ET POWEO	89
<b>Note 27. Actifs et passifs détenus en vue de leur vente</b>	<b>65</b>	37.3 LANCEMENT DU PROCESSUS DE CESSIION DES ACTIVITÉS AU MEXIQUE	89
<b>Note 28. Capitaux propres</b>	<b>66</b>	37.4 EXERCICE DES WARRANTS EDISON	89
28.1 CAPITAL SOCIAL	66	<b>Note 38. Transition aux normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers</b>	<b>90</b>
28.2 ACTIONS PROPRES	66	38.1 RAPPROCHEMENT ENTRE LE BILAN IFRS AU 31 DÉCEMBRE 2004 ET LE BILAN D'OUVERTURE AU 1 <sup>ER</sup> JANVIER 2005	90
28.3 DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES	67	38.2 ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	91
28.4 RÉSULTAT NET ET RÉSULTAT NET DILUÉ PAR ACTION	67	38.3 PASSIFS FINANCIERS	91
<b>Note 29. Provisions</b>	<b>67</b>	38.4 TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	92
29.1 RÉPARTITION COURANT / NON COURANT DES PROVISIONS	67	38.5 CAPITAUX PROPRES	92
29.2 PROVISIONS POUR FIN DE CYCLE DU COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE	68	<b>Note 39. Périmètre de consolidation</b>	<b>93</b>
29.3 PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET POUR DERNIERS CŒURS	69		

## Comptes de résultat consolidés

(en millions d'euros)

	Notes	2006	2005 (1)
Chiffre d'affaires	8	58 932	51 047
Achats de combustibles et d'énergie	9	(23 949)	(17 775)
Autres consommations externes	10	(8 721)	(8 229)
Charges de personnel	12	(9 709)	(9 834)
Impôts et taxes		(3 175)	(3 095)
Autres produits et charges opérationnels	13	552	792
<b>Excédent brut d'exploitation</b>		<b>13 930</b>	<b>12 906</b>
Dotations aux amortissements		(5 363)	(5 017)
(Pertes de valeur) / reprises	14	121	(147)
Autres produits et charges d'exploitation	15	668	251
<b>Résultat d'exploitation</b>		<b>9 356</b>	<b>7 993</b>
Coût de l'endettement financier brut	16.1	(1 606)	(1 472)
Charges d'actualisation	16.2	(2 530)	(2 526)
Autres produits et charges financiers	16.3	1 435	583
<b>Résultat financier</b>	16	<b>(2 701)</b>	<b>(3 415)</b>
<b>Résultat avant impôts des sociétés intégrées</b>		<b>6 655</b>	<b>4 578</b>
Impôts sur les résultats	17	(1 146)	(1 445)
Quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence	21	263	190
Résultat net des activités en cours d'abandon		5	-
<b>Résultat net consolidé</b>		<b>5 777</b>	<b>3 323</b>
dont résultat net part des minoritaires		172	93
<b>dont résultat net part du Groupe</b>		<b>5 605</b>	<b>3 230</b>
<b>Résultat net part du Groupe par action :</b>			
Résultat par action en euros	28.4	<b>3,08</b>	<b>1,96</b>
Résultat dilué par action en euros	28.4	<b>3,07</b>	<b>1,96</b>

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2005 ont été retraitées des effets liés à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 4 ainsi que des changements de présentation (voir note 4).

Les normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers sont appliquées à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2005 (voir note 38).

## Bilans consolidés

<b>ACTIF</b> (en millions d'euros)	Notes	31.12.2006	31.12.2005 <sup>(1)</sup>
Goodwill	18	7 123	7 181
Autres actifs incorporels	19	2 100	1 886
Immobilisations corporelles	20	103 881	101 667
Titres mis en équivalence	21	2 459	2 030
Actifs financiers non courants	22	13 094	9 012
Impôts différés	17	2 167	1 748
<b>Actif non courant</b>		<b>130 824</b>	<b>123 524</b>
Stocks	23	7 431	6 695
Clients et comptes rattachés	24	15 716	16 107
Actifs financiers courants	22	17 010	11 966
Actifs d'impôts courants	17	431	275
Autres débiteurs	25	4 226	4 621
Trésorerie et équivalents de trésorerie	26	3 308	7 220
<b>Actif courant</b>		<b>48 122</b>	<b>46 884</b>
<b>Actifs détenus en vue de la vente</b>	27	<b>140</b>	<b>728</b>
<b>TOTAL DE L'ACTIF</b>		<b>179 086</b>	<b>171 136</b>

<b>PASSIF</b> (en millions d'euros)	Notes	31.12.2006	31.12.2005 <sup>(1)</sup>
Capital	28	911	911
Réserves et résultats consolidés		22 398	18 402
<b>Capitaux propres - part du Groupe</b>		<b>23 309</b>	<b>19 313</b>
Intérêts minoritaires		1 490	961
<b>Total des capitaux propres</b>		<b>24 799</b>	<b>20 274</b>
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire	29.2	14 636	13 918
Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs	29.3	13 606	12 907
Provisions pour avantages du personnel	29.5	12 377	12 971
Autres provisions	29.6	2 505	2 178
<b>Provisions non courantes</b>	29.1	<b>43 124</b>	<b>41 974</b>
Passifs spécifiques des concessions	30	36 227	34 907
Passifs financiers non courants	31.1	19 983	23 511
Autres créditeurs	33	5 385	5 971
Impôts différés	17	4 646	4 567
<b>Passif non courant</b>		<b>109 365</b>	<b>110 930</b>
Provisions	29.1	4 018	4 075
Fournisseurs et comptes rattachés		9 457	8 872
Passifs financiers courants	31.1	15 110	11 933
Dettes impôts courants		621	491
Autres créditeurs	33	15 600	13 969
<b>Passif courant</b>		<b>44 806</b>	<b>39 340</b>
<b>Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente</b>	27	<b>116</b>	<b>592</b>
<b>TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF</b>		<b>179 086</b>	<b>171 136</b>

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2005 ont été retraitées des effets liés à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 4 (voir note 4).

Les normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers sont appliquées à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2005 (voir note 38).

## Tableaux de flux de trésorerie consolidés

(en millions d'euros)

	2006	2005 (1)
<b>Opérations d'exploitation :</b>		
<b>Résultat avant impôt des sociétés intégrées</b>	<b>6 655</b>	<b>4 578</b>
Pertes de valeurs / (reprises)	(121)	147
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	7 459	6 657
Produits et charges financiers	789	1 108
Dividendes des sociétés consolidées par mise en équivalence	92	90
Plus ou moins-values de cession	(789)	(487)
Autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie	-	329
Variation du besoin en fonds de roulement	654	1 371
<b>Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation</b>	<b>14 739</b>	<b>13 793</b>
Frais financiers nets décaissés	(931)	(1 143)
Impôts sur le résultat payés	(1 462)	(392)
Versement de la soulte retraite	-	(3 296)
Versement de la soulte démantèlement Marcoule	(551)	(523)
<b>Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles</b>	<b>11 795</b>	<b>8 439</b>
<b>Opérations d'investissement :</b>		
Acquisitions / cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie	691	(2 951)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles	(5 935)	(5 168)
Cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	272	392
Variations d'actifs financiers	(8 797)	(2 894)
<b>Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement</b>	<b>(13 769)</b>	<b>(10 621)</b>
<b>Opérations de financement :</b>		
Émissions d'emprunts	3 686	2 810
Remboursements d'emprunts	(4 254)	(3 247)
Dividendes versés par EDF SA	(1 439)	(374)
Dividendes versés aux minoritaires	(93)	(54)
Augmentation de capital souscrite par les minoritaires	24	27
Augmentation des passifs spécifiques des concessions	219	196
Subventions d'investissement	63	70
Augmentation de capital d'EDF SA	-	6 350
Autres variations	-	(223)
<b>Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement</b>	<b>(1 794)</b>	<b>5 555</b>
<b>Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>(3 768)</b>	<b>3 373</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture</b>	<b>7 220</b>	<b>3 150</b>
Incidence des variations de change	(3)	84
Reclassements liés à l'application des normes IAS 32 et 39	-	670
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	76	56
Incidence des autres reclassements	(217)	(113)
<b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE</b>	<b>3 308</b>	<b>7 220</b>

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2005 ont été retraitées des effets liés à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 4 (voir note 4).

Les normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers sont appliquées à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2005 (voir note 38).

## Variations des capitaux propres consolidés

(en millions d'euros)

	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
<b>Capitaux propres au 31 décembre 2004</b>	<b>8 129</b>	<b>233</b>	-	<b>74</b>	-	<b>8 436</b>	<b>899</b>	<b>9 335</b>
Retraitements IAS 32 et 39 <sup>(2)</sup>	-	366	-	(4)	274	636	(2)	634
Retraitements liés à l'application d'IFRIC 4 <sup>(1)</sup>	-	152	-	(10)	-	142	(2)	140
<b>Capitaux propres au 1<sup>er</sup> janvier 2005 <sup>(1)</sup></b>	<b>8 129</b>	<b>751</b>	-	<b>60</b>	<b>274</b>	<b>9 214</b>	<b>895</b>	<b>10 109</b>
Variations de juste valeur des actifs disponibles à la vente <sup>(2)</sup>	-	-	-	-	468	468	1	469
Variations de juste valeur des instruments financiers de couverture <sup>(2)</sup>	-	-	-	-	183	183	10	193
Différences de conversion	-	-	-	(99)	82	(17)	6	(11)
Offre réservée aux salariés <sup>(5)</sup>	-	329	-	-	-	329	-	329
Autres variations	-	37	-	26	9	72	10	82
<b>Variations directement reconnues en capitaux propres</b>	<b>-</b>	<b>366</b>	<b>-</b>	<b>(73)</b>	<b>742</b>	<b>1 035</b>	<b>27</b>	<b>1 062</b>
Réduction de capital <sup>(3)</sup>	(7 316)	7 316	-	-	-	-	-	-
Augmentation de capital <sup>(4)</sup>	98	6 110	-	-	-	6 208	-	6 208
Résultat	-	3 230	-	-	-	3 230	93	3 323
Dividendes distribués	-	(374)	-	-	-	(374)	(54)	(428)
<b>Capitaux propres au 31 décembre 2005 <sup>(1)</sup></b>	<b>911</b>	<b>17 399</b>	<b>-</b>	<b>(13)</b>	<b>1 016</b>	<b>19 313</b>	<b>961</b>	<b>20 274</b>
Variations de juste valeur des actifs disponibles à la vente <sup>(2)</sup>	-	-	-	-	516	516	1	517
Variations de juste valeur des instruments financiers de couverture <sup>(2)</sup>	-	-	-	-	(1 131)	(1 131)	-	(1 131)
Rachats d'actions propres	-	-	(74)	-	-	(74)	-	(74)
Cessions d'actions propres	-	-	74	-	-	74	-	74
Différences de conversion	-	-	-	63	(9)	54	(3)	51
Autres variations <sup>(6)</sup>	-	211	-	260	(80)	391	452	843
<b>Variations directement reconnues en capitaux propres</b>	<b>-</b>	<b>211</b>	<b>-</b>	<b>323</b>	<b>(704)</b>	<b>(170)</b>	<b>450</b>	<b>280</b>
Résultat	-	5 605	-	-	-	5 605	172	5 777
Dividendes distribués	-	(1 439)	-	-	-	(1 439)	(93)	(1 532)
<b>CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2006</b>	<b>911</b>	<b>21 776</b>	<b>-</b>	<b>310</b>	<b>312</b>	<b>23 309</b>	<b>1 490</b>	<b>24 799</b>

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2005 ont été retraitées des effets liés à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 4 (voir note 4).

(2) Ces variations sont liées à la mise en œuvre des normes IAS 32 et 39 à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2005 et correspondent aux effets des évaluations en valeur de marché. La variation de (1 131) millions d'euros au 31 décembre 2006 s'explique 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) Lors de sa réunion du 27 octobre 2005, le Conseil d'administration d'EDF SA a décidé de réduire le capital social d'un montant de 7 316 millions d'euros, en contrepartie d'une augmentation équivalente des réserves.

(4) Le 18 novembre 2005, EDF SA a procédé à une augmentation de capital par appel public à l'épargne de 187 869 028 actions d'une valeur nominale de 0,50 euro, soit d'un montant de 94 millions d'euros, réalisée dans le cadre d'un placement global garanti auprès d'investisseurs institutionnels en France et hors de France, et auprès du public au Japon, ainsi que d'une offre à prix ouvert auprès du public en France. Le 20 décembre 2005 à l'issue de l'exercice partiel par les banques de l'option de sur-allocation, EDF SA a procédé à une augmentation de capital de 8 502 062 actions d'une valeur nominale de 0,50 euro pour un montant de 4,2 millions d'euros. À l'issue de cette opération, le capital social s'élève à 911 millions d'euros. Le produit de ces souscriptions s'est traduit par un impact sur les capitaux propres de 6 208 millions d'euros, correspondant à 6 350 millions d'euros d'augmentation de capital diminués des frais liés à cette augmentation pour un montant net d'impôt de 142 millions d'euros.

(5) Notes 5.2.4 et 12.

(6) Les autres variations de capitaux propres de l'exercice 2006 incluent 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 6.1). La variation des intérêts minoritaires fait essentiellement suite à la prise de contrôle d'EDF Énergies Nouvelles pour 462 millions d'euros.



# Annexe aux comptes consolidés

Électricité de France (EDF SA ou la « Société ») est une société anonyme de droit français, domiciliée en France.

Les états financiers 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 2006 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration qui les a arrêtés en date du 20 février 2007. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'assemblée générale qui se tiendra le 24 mai 2007.

Note

1

Référentiel comptable du Groupe

## ➔ 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 2006 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2006. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (International Accounting Standards), IFRS (International Financial Reporting Standards), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les états financiers pour l'exercice 2006 sont présentés avec en comparatif l'exercice 2005 établi selon le même référentiel.

Les informations financières publiées au 31 décembre 2005 ont été retraitées pour tenir compte de l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 4 (voir note 1.2 et note 4.2) ainsi que de changements de présentation (voir note 4).

## ➔ 1.2 - ÉVOLUTION DES PRINCIPES COMPTABLES AU 1<sup>ER</sup> JANVIER 2006

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2006 sont identiques à celles utilisées par le Groupe au 31 décembre 2005 à l'exception des normes, amendements et interprétations d'application obligatoire à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2006 qui sont décrits ci-après :

- IFRIC 4 « Déterminer si un accord contient un contrat de location » : cette interprétation expose les circonstances dans lesquelles les accords qui ne revêtent pas la forme juridique d'un contrat de location doivent néanmoins être comptabilisés comme tels, conformément à la norme IAS 17.
- Amendement à IAS 19 « Avantages du personnel » : il définit des informations complémentaires à fournir et introduit l'option permettant de porter en capitaux propres les gains et pertes actuariels relatifs aux régimes à prestations définies, option que le Groupe a décidé de ne pas retenir.
- Amendement à IAS 21 « Effets des variations des cours des monnaies étrangères » concernant l'investissement net dans une activité à l'étranger : il précise que les écarts de change générés par des éléments monétaires faisant partie d'un investissement net à l'étranger et libellés dans une monnaie autre que la monnaie fonctionnelle de l'entité et autre que celle de l'activité à l'étranger sont reclassés en capitaux propres.
- Amendement à IAS 39 « Instruments financiers : comptabilisation et évaluation – couverture de flux de trésorerie au titre de transactions intra-groupes futures » : il précise qu'il est dorénavant possible de désigner comme élément couvert contre le risque de change, dans une relation de couverture de flux de trésorerie, une transaction intra-groupe future en devises qui est hautement probable, à condition que cette transaction soit libellée dans une monnaie autre que la monnaie de fonctionnement de l'entité et qu'elle produise un effet sur le compte de résultat.
- Amendements aux normes IAS 39 et IFRS 4 concernant les contrats de garantie financière : selon ces amendements, les contrats de garantie financière entrent dans le champ d'application de la norme IAS 39.
- IFRS 6 « Prospection et évaluation de ressources minérales » en relation avec IFRS 1 révisé : cette norme précise les modalités de comptabilisation et d'évaluation des dépenses de prospection et d'évaluation de ressources minérales que les entités encourrent, après

l'obtention de l'autorisation légale de prospecter une zone spécifique mais avant la démonstration de la faisabilité technique et de la viabilité commerciale de l'extraction.

- IFRIC 5 « Droits aux intérêts émanant de fonds de gestion dédiés au démantèlement, à la remise en état et à la réhabilitation de l'environnement » : cette interprétation explique comment une entreprise exploitante doit comptabiliser sa participation à un fonds externe, ainsi que ses contributions ultérieures à celui-ci. Dans le contexte actuel du financement des obligations de démantèlement du Groupe, cette interprétation n'a pas d'effet sur les comptes consolidés.
- IFRIC 6 « Passifs résultant de la participation à un marché spécifique – déchets d'équipements électriques et électroniques » : les activités du Groupe ne sont pas concernées par cette norme.

À l'exception de l'interprétation IFRIC 4 dont les effets sont décrits en note 4.2, ces évolutions n'ont pas d'effet significatif sur l'information financière présentée.

Le Groupe a par ailleurs décidé de ne pas appliquer par anticipation les normes, amendements et interprétations suivants qui ont été adoptés par l'Union européenne à la date d'arrêté des comptes :

- Amendement à IAS 1 « Présentation des états financiers – informations à fournir concernant le capital »,
- IFRS 7 « Instruments financiers : informations à fournir » : cette norme énonce de nouvelles exigences en matière d'information à fournir sur les instruments financiers,
- 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 ».

En outre, le Groupe a décidé de ne pas appliquer par anticipation la norme et les interprétations suivantes qui devraient faire l'objet d'une approbation par l'Union européenne en 2007 :

- IFRS 8 « Informations sectorielles »,
- IFRIC 10 « États financiers intermédiaires et dépréciations »,
- IFRIC 11 « Transactions au sein d'un groupe »,
- et IFRIC 12 « Accords de concessions de services » (voir notes 2.12 et 3 qui donnent une information sur le traitement comptable des concessions).

L'impact potentiel de l'ensemble de ces normes, amendements et interprétations reste en cours d'évaluation.

<b>2.1</b>	<b>BASES D'ÉVALUATION</b>	<b>14</b>
<b>2.2</b>	<b>JUGEMENTS ET ESTIMATIONS DE LA DIRECTION DU GROUPE</b>	<b>14</b>
<b>2.3</b>	<b>MÉTHODES DE CONSOLIDATION</b>	<b>16</b>
<b>2.4</b>	<b>RÈGLES DE PRÉSENTATION DES ÉTATS FINANCIERS</b>	<b>16</b>
<b>2.5</b>	<b>MÉTHODES DE CONVERSION</b>	<b>16</b>
<b>2.6</b>	<b>PARTIES LIÉES</b>	<b>17</b>
<b>2.7</b>	<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>17</b>
<b>2.8</b>	<b>IMPÔTS SUR LES RÉSULTATS</b>	<b>17</b>
<b>2.9</b>	<b>GOODWILL ET REGROUPEMENTS D'ENTREPRISES</b>	<b>18</b>
<b>2.10</b>	<b>AUTRES ACTIFS INCORPORELS</b>	<b>18</b>
<b>2.11</b>	<b>IMMOBILISATIONS CORPORELLES</b>	<b>19</b>
<b>2.12</b>	<b>CONTRATS DE CONCESSION</b>	<b>20</b>
<b>2.13</b>	<b>CONTRATS DE LOCATION</b>	<b>21</b>
<b>2.14</b>	<b>PERTES DE VALEUR DES AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES</b>	<b>22</b>
<b>2.15</b>	<b>ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS</b>	<b>22</b>
<b>2.16</b>	<b>STOCKS ET EN-COURS</b>	<b>25</b>
<b>2.17</b>	<b>CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS</b>	<b>25</b>
<b>2.18</b>	<b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE</b>	<b>25</b>
<b>2.19</b>	<b>CAPITAUX PROPRES</b>	<b>26</b>
<b>2.20</b>	<b>ACTIONS PROPRES</b>	<b>26</b>
<b>2.21</b>	<b>PROVISIONS</b>	<b>26</b>
<b>2.22</b>	<b>AVANTAGES DU PERSONNEL</b>	<b>27</b>
<b>2.23</b>	<b>PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS</b>	<b>28</b>
<b>2.24</b>	<b>SUBVENTIONS D'INVESTISSEMENT</b>	<b>28</b>
<b>2.25</b>	<b>DÉPENSES ENVIRONNEMENTALES</b>	<b>28</b>
<b>2.26</b>	<b>RÉSULTAT NET PAR ACTION ET RÉSULTAT NET DILUÉ PAR ACTION</b>	<b>28</b>
<b>2.27</b>	<b>ACTIFS ET PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE ET ACTIVITÉS ABANDONNÉES</b>	<b>28</b>

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, à des 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 fin de cycle du combustible 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 28 713 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 actuelles notamment sensibles aux hypothèses de taux d'actualisation et de taux d'augmentation des salaires.

Les provisions enregistrées à ce titre au 31 décembre 2006 s'élèvent à 13 928 millions d'euros.

### 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 2006, est de 7 123 millions d'euros.

### 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 des 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 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 que le Groupe aura 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 a retenu 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).

Compte-tenu des hypothèses retenues, la provision comptabilisée au titre de la totalité de la période pendant laquelle s'applique le Tartam s'élève à 470 millions d'euros au 31 décembre 2006 (voir note 5.1.1.4).

### 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

opérationnelles 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 éliminées.

La liste des filiales, co-entreprises et entreprises associées est présentée en note 39.

### ➔ 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 courant. 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 créditeurs 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 SA. 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 euros 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<sup>er</sup> 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 « différence de conversion » dans les capitaux propres ont été mises à zéro en contrepartie des réserves de consolidation.

## → 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

## → 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.

## → 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.

### 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 arrêtés 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.

notable, ainsi que les membres des instances de direction et d'administration du Groupe.

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 le principe de 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 contribué à financer ou sur la durée estimée des contrats clients.

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 12 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<sup>er</sup> 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 « Perte 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 au paragraphe 2.14. Lorsque cette valeur recouvrable est inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence en « perte 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, depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2005, 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 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.

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 CORPORELLES

Les immobilisations corporelles du Groupe sont constituées de biens propres d'une part et de biens concédés d'autre part (voir note 2.12).

### 2.11.1 Évaluation initiale

Les immobilisations corporelles 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.

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<sup>(1)</sup>
- Installations de transport et de distribution (lignes, postes de transformation) ..... : 30 à 45 ans

*(1) Sous réserve de dispositions réglementaires plus restrictives dans certains pays.*

En 2005, le Groupe a décidé, avec effet au 1<sup>er</sup> janvier 2005, d'allonger la durée d'utilité de centrales thermiques à flamme d'EDF SA pour la porter de 30 à 45 ans. Cet allongement résultait de l'adaptation et de la modernisation du parc thermique prévues pendant la période 2004-2008. Il ne concernait pas les centrales visées par des contraintes réglementaires liées à l'environnement dont l'arrêt est programmé en 2015.



## ➔ 2.12 - CONTRATS DE CONCESSION

### 2.12.1 Méthodes comptables

Au 31 décembre 2006, comme au 31 décembre 2005, 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.

L'IFRIC a publié, en novembre 2006, l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services », qui est d'application obligatoire pour les exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2008. Cette interprétation est actuellement soumise au processus d'homologation de la Commission européenne.

Dans les comptes 2006, le Groupe EDF n'applique pas par anticipation cette interprétation, laquelle apporte des précisions sur le traitement comptable de certains contrats de concessions entre une entité du secteur privé (l'opérateur) et le secteur public en vertu desquels l'opérateur exploite une infrastructure dans le cadre d'une obligation de service public.

Pour les accords entrant dans le cadre de l'interprétation, l'opérateur doit comptabiliser un actif financier s'il dispose d'un droit inconditionnel à recevoir un montant déterminable de trésorerie au titre de la construction de l'infrastructure ; a contrario l'opérateur doit comptabiliser un actif incorporel s'il dispose d'un droit à recevoir des flux de trésorerie dont le montant reste soumis à une variabilité en fonction de la demande ou de la consommation des usagers.

Pour les accords n'entrant pas dans le cadre de l'opération, l'interprétation renvoie aux normes IAS16, IAS 17 et IAS 18 selon les cas.

Une revue exhaustive des contrats de concession est en cours, prenant en compte les diversités juridiques et les environnements rencontrés tant en France qu'à l'étranger, afin d'apprécier si ces contrats entrent ou non dans le champ d'application d'IFRIC 12. Cette revue porte également sur certains contrats comptabilisés selon l'interprétation IFRIC 4.

### 2.12.2 Concessions en France

En France, le Groupe est concessionnaire de 3 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,
- la concession du réseau public de transport qui a pour concessionnaire la filiale RTE EDF Transport (intégrée globalement au 1<sup>er</sup> janvier 2005) et pour concédant l'État.

#### 2.12.2.1 Les concessions de distribution publique d'électricité

Les biens relevant de ce régime sont inscrits en immobilisations du domaine concédé pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concédant. Ces biens font l'objet d'un amortissement industriel sur leur durée d'utilité.

Des développements complémentaires sur ce régime ainsi que sur les passifs des concessions sont présentés en note 3.

Conformément à la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006, EDF SA a engagé un processus d'apport des activités de distribution à une filiale détenue à 100 %, qui devrait aboutir en 2007 et se traduire par un transfert de biens concédés à cette dernière.

#### 2.12.2.2 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. À la date de clôture des comptes, 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.

#### 2.12.2.3 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<sup>er</sup> 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. L'État et RTE EDF Transport se rapprocheront afin de conclure un contrat de concession auquel sera annexé ce cahier des charges.

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 du domaine propre. Ils sont amortis sur leur durée d'utilité.

#### 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. Les licences peuvent être révoquées, en cas de manquement aux obligations de la licence de distribution, avec un préavis de 25 ans.

Les réseaux sont inscrits en immobilisations du domaine propre et sont amortis sur leur durée d'utilité.

- 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 doit céder le réseau à la collectivité concédante à sa juste valeur ou à la valeur de remplacement amortie.

Les réseaux concédés sont comptabilisés dans les immobilisations corporelles du domaine propre et amortis sur leur durée d'utilité.

- 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 actifs concédés sont inscrits en immobilisations corporelles, à l'exception des droits de prospection et des dépenses qui sont associées à la découverte de ressources minérales spécifiques, liés aux sites de production d'hydrocarbures qui sont classées en actifs incorporels.

Ils sont amortis sur leur durée d'utilité, à l'exception :

- des actifs de production hydraulique qui sont remis gratuitement à la fin de la concession et qui sont amortis sur la durée de la concession,
- des actifs relatifs aux concessions d'hydrocarbures qui sont amortis selon la méthode de l'unité de production,
- des dépenses qui sont associées à la découverte de ressources minérales spécifiques qui 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.

Lors de la comptabilisation initiale, les actifs utilisés dans le cadre de contrats de location-financement sont enregistrés en immobilisations corporelles avec pour contrepartie une dette financière.

Les actifs détenus en vertu de contrats de location-financement 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 zones 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

Le Groupe applique, depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2005, les normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers. Leur mise en application a conduit le Groupe à reclasser les actifs et les passifs financiers et le cas échéant à les revaloriser.

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 22.3.2.1 et 29.4). 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

##### 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.

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 d'EDF Trading sont enregistrées dans la rubrique « Chiffres 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 (« accounting mismatch »),
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 2 situations suivantes :
  - le dérivé incorporé ne modifie pas substantiellement les cash-flows 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. 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 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 en date d'arrêté à leur juste valeur. Les plus-values ou moins-values latentes sur ces actifs financiers disponibles à la vente sont constatées en capitaux propres. Les justes valeurs de référence sont les valeurs de marché de ces titres, pour ceux qui sont cotés sur un marché actif. S'il n'existe pas de marché actif, le Groupe a recours à des méthodes d'évaluation communément utilisées. Quand une juste valeur ne peut être estimée de manière fiable au moyen d'autres méthodes d'évaluation admises comme l'actualisation des flux futurs, ces titres sont évalués à leur coût d'acquisition, diminué de toute dépréciation cumulée.

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 financiers ».

### 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 calculés 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 précisée en note 31.2.6.

## 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 sera démontrée dès que les conditions suivantes sont réunies :

- une livraison physique intervient systématiquement,
- les volumes achetés (vendus) au titre de ces contrats correspondent aux besoins d'exploitation du Groupe,
- les contrats ne sont pas assimilables à des ventes d'option au sens de la norme. Dans le cas particulier des contrats de vente d'électricité, le contrat est assimilable en substance à une vente à terme ferme ou s'apparente à une vente de capacité.

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 ces 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 attribuable 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.

## 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 au titre des 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 (fluoration, enrichissement...).

Les charges financières engendrées par le financement 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 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 calculé à la fin du mois précédent et intégrant le coût des approvisionnements du mois en cours.

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 clients et comptes rattachés sont comptabilisés à leur valeur nominale. 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. Le risque assorti aux créances douteuses est apprécié individuellement.

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.

### ➔ 2.20 - 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'acquisi-

### ➔ 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 évènement 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 de fin de cycle des combustibles nucléaires : une provision pour retraitement des combustibles irradiés et pour évacuation et stockage des déchets issus de cette opération est constituée sur l'ensemble des combustibles en cours d'utilisation (pour la partie épuisée) ou consommés,

#### 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.

tion 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.

- 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 de fin de cycle des combustibles nucléaires, 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 sera décaissée 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, 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 SA et des filiales françaises relevant du régime des IEG sont décrits dans la note 29.5.2.2 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 SA et les filiales françaises sous le régime des IEG. Ils sont décrits dans la note 29.5.3 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,
- des réversions 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> janvier 2004, en contrepartie des réserves de consolidation.

Pour les autres avantages à long terme, suivant les réglementations comptables 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

L'article 11 de la loi de privatisation de 1986 et l'article 26 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 prévoit qu'en cas de cession d'une participation de l'État suivant les procédures du marché financier, des titres doivent être réservés aux salariés et anciens salariés d'EDF SA et de certaines de ses filiales en France et à l'étranger.



Ainsi, dans le cadre de l'ouverture du capital en novembre 2005, l'État a procédé à une offre à des conditions préférentielles d'acquisition portant sur un nombre d'actions existantes représentant 15 % du nombre total d'actions mises sur le marché.

Chacun des avantages consentis dans le cadre de cette cession (« Offre réservée aux salariés ») a été valorisé et comptabilisé à leur date d'octroi (18 novembre 2005) conformément aux règles prescrites par la norme IFRS 2.

Les avantages accordés étant immédiatement acquis (la période d'acquisition des droits étant très courte ou nulle), la charge a été totalement reconnue sur l'exercice 2005.

L'abondement complémentaire consenti au titre de l'une de ces formules a également été valorisé au titre des avantages accordés au personnel et a été comptabilisé comme l'abondement accordé annuellement par l'entreprise à ses salariés, en charges de personnel.

### ➔ 2.23 - PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS

Ces passifs sont relatifs aux concessions de distribution 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.

### ➔ 2.24 - SUBVENTIONS D'INVESTISSEMENT

Les subventions d'investissement reçues par les sociétés du Groupe sont comptabilisées au passif dans la rubrique « Autres créditeurs » 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, etc.).

### ➔ 2.27 - ACTIFS ET PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE ET ACTIVITÉS ABANDONNÉES

Les actifs et passifs de filiales et participations détenues en vue de leur vente sont présentés séparément des autres actifs et passifs du bilan, et sont classés en actifs et passifs non courants. Le résultat des activi-

tés abandonnées est présenté en un seul montant après impôt au compte de résultat.

<b>3.1</b>	<b>CADRE GÉNÉRAL</b>	<b>29</b>
<b>3.2</b>	<b>TRAITEMENT COMPTABLE DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ D'EDF SA</b>	<b>29</b>
<b>3.3</b>	<b>ÉVALUATION DES PASSIFS SPÉCIFIQUES DE CONCESSIONS</b>	<b>30</b>

## → 3.1 - 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 93 % 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 (article 10). Les montants correspondants à ces dernières obligations font l'objet annuel d'un compte rendu aux concédants (article 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 - TRAITEMENT COMPTABLE DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ D'EDF SA

EDF SA maintient, en 2006, le traitement comptable présenté dans les comptes de 2005 (voir note 2.12).

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.

### 3.2.1 Constatation des actifs comme immobilisations corporelles du domaine concédé

L'enregistrement de l'ensemble des biens de la concession à l'actif du bilan d'EDF SA, quelle que soit l'origine de leur financement, se justifie au regard de la norme IAS 16. En effet, EDF SA en assume le contrôle et le risque :

- EDF SA exploite les ouvrages à ses risques et périls sur toute la durée de la concession,
- EDF SA assume la majeure partie des risques et avantages, tant techniques qu'économiques sur la durée de vie de l'infrastructure du réseau.

### 3.2.2 Constatation des passifs spécifiques des concessions

Ces passifs représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges sont annuellement présentés aux concédants et répondent aux critères de comptabilisation des passifs prévus par la norme IAS 37.

- 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 recouvrent sous les 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 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 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.

Dans ces conditions, les droits du concédant à récupérer gratuitement les biens existants croissent au fur et à mesure du renouvellement des biens.

### ➔ 3.3 - ÉVALUATION DES PASSIFS SPÉCIFIQUES DE 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 comptes-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 4,25 % compte-tenu d'une durée moyenne de 8 ans ;
- l'amortissement du financement du concédant est également actualisé au taux de 4,25 %.

Le tableau qui suit donne les impacts d'une telle actualisation pour les exercices 2006 et 2005 :

- Impact sur les comptes de résultat des exercices 2006 et 2005 :

(en millions d'euros)

	2006	2005
	Taux d'actualisation 4,25 %	
Excédent brut d'exploitation	180	200
Résultat d'exploitation	395	415
Résultat financier	(495)	(475)
Résultat avant impôt	(100)	(60)

- Impact bilans – Capitaux propres des exercices 2006 et 2005 :

(en millions d'euros et avant impôt)

	31.12.2006	31.12.2005
	Taux d'actualisation 4,25 %	
Au 1 <sup>er</sup> janvier	1 530	1 590
Au 31 décembre	1 430	1 530

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.

4.1	RECLASSEMENTS DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	31
4.2	IMPACT DE L'APPLICATION DE L'INTERPRÉTATION IFRIC 4	31
4.3	EFFET TAUX DES CROSS CURRENCY SWAPS	34

Afin de rendre comparables les exercices 2005 et 2006, les comptes consolidés publiés au titre de l'exercice 2005 ont été retraités des changements de méthode comptable et de présentation décrits ci-dessous.

## → 4.1 - RECLASSEMENTS DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT

Afin de permettre une lecture plus économique des coûts liés à l'énergie, la rubrique « Achats de combustibles et d'énergie » du compte de résultat comprend à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2005 :

- les coûts d'acheminement de l'énergie, antérieurement enregistrés dans la rubrique « Autres consommations externes »,
- les coûts liés aux droits d'émission de CO<sub>2</sub>, antérieurement enregistrés dans la rubrique « Autres produits et charges opérationnels ».

Les effets de ces reclassements, sur l'exercice 2005, sont les suivants :

(en millions d'euros)

	2005	Reclassements	2005 après reclassements
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>51 051</b>	<b>8</b>	<b>51 059</b>
Achats de combustibles et d'énergie	(16 693)	(1 081)	(17 774)
Autres consommations externes	(9 109)	951	(8 158)
Charges de personnel	(9 834)	-	(9 834)
Impôts et taxes	(3 095)	-	(3 095)
Autres produits et charges opérationnels	690	122	812
<b>EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION</b>	<b>13 010</b>	<b>-</b>	<b>13 010</b>

## → 4.2 - IMPACT DE L'APPLICATION DE L'INTERPRÉTATION IFRIC 4

L'interprétation IFRIC 4 « Déterminer si un accord contient un contrat de location » est entrée en application depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2006. Cette interprétation est relative à l'identification d'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 contrats répondant à ces critères sont alors comptabilisés comme des contrats de location opérationnelle ou financière, selon la norme IAS 17.

Le Groupe a procédé à la revue des contrats pour lesquels IFRIC 4 était susceptible de s'appliquer et a procédé aux retraitements nécessaires dans les états financiers de l'exercice 2005.

La typologie des principaux contrats concernés par cette interprétation regroupe les contrats portant sur les centrales de production indépendantes d'électricité (IPP), par exemple en Amérique Latine et en Asie, certains contrats de construction et de gestion d'infrastructures qui appartiennent à des tiers – comme au Royaume-Uni – et des contrats de fournitures d'énergie.

L'application de cette interprétation est considérée comme un changement de méthode et a conduit à retraiter les informations comparatives de la période précédente. L'impact sur les capitaux propres du Groupe s'élève à 152 millions d'euros au 1<sup>er</sup> janvier 2006 dont une variation positive des différences de conversion de 9 millions d'euros.

## 4.2.1 Impact sur le compte de résultat de l'exercice 2005

(en millions d'euros)

	2005 après reclassements	Impacts IFRIC 4	2005 retraité
Chiffre d'affaires	51 059	(12)	51 047
Achats de combustibles et d'énergie	(17 774)	(1)	(17 775)
Autres consommations externes	(8 158)	(71)	(8 229)
Charges de personnel	(9 834)	-	(9 834)
Impôts et taxes	(3 095)	-	(3 095)
Autres produits et charges opérationnels	812	(20)	792
<b>Excédent brut d'exploitation</b>	<b>13 010</b>	<b>(104)</b>	<b>12 906</b>
Dotations aux amortissements	(5 036)	19	(5 017)
(Pertes de valeur) / reprises	(147)	-	(147)
Autres produits et charges d'exploitation	251	-	251
<b>Résultat d'exploitation</b>	<b>8 078</b>	<b>(85)</b>	<b>7 993</b>
Coût de l'endettement financier brut	(1 472)	-	(1 472)
Charges d'actualisation	(2 526)	-	(2 526)
Autres produits et charges financiers	539	44	583
<b>Résultat financier</b>	<b>(3 459)</b>	<b>44</b>	<b>(3 415)</b>
<b>Résultat avant impôts des sociétés intégrées</b>	<b>4 619</b>	<b>(41)</b>	<b>4 578</b>
Impôts sur les résultats	(1 451)	6	(1 445)
Quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence	182	8	190
Résultat net des activités en cours d'abandon	-	-	-
<b>Résultat net consolidé</b>	<b>3 350</b>	<b>(27)</b>	<b>3 323</b>
dont résultat net part des minoritaires	108	(15)	93
<b>DONT RÉSULTAT NET PART DU GROUPE</b>	<b>3 242</b>	<b>(12)</b>	<b>3 230</b>

## 4.2.2 Impact sur le bilan de l'exercice 2005

<b>ACTIF</b> (en millions d'euros)	31.12.2005	Impacts IFRIC 4	31.12.2005 retraité
Goodwill	7 181	-	7 181
Autres actifs incorporels	1 886	-	1 886
Immobilisations corporelles	102 215	(548)	101 667
Titres mis en équivalence	2 021	9	2 030
Actifs financiers non courants	8 518	494	9 012
Impôts différés	1 719	29	1 748
<b>Actif non courant</b>	<b>123 540</b>	<b>(16)</b>	<b>123 524</b>
Stocks	6 695	-	6 695
Clients et comptes rattachés	16 121	(14)	16 107
Actifs financiers courants	11 890	76	11 966
Actifs d'impôts courants	275	-	275
Autres débiteurs	4 445	176	4 621
Trésorerie et équivalents de trésorerie	7 220	-	7 220
<b>Actif courant</b>	<b>46 646</b>	<b>238</b>	<b>46 884</b>
<b>Actifs détenus en vue de la vente</b>	<b>728</b>	<b>-</b>	<b>728</b>
<b>TOTAL DE L'ACTIF</b>	<b>170 914</b>	<b>222</b>	<b>171 136</b>

<b>PASSIF</b> (en millions d'euros)	31.12.2005	Impacts IFRIC 4	31.12.2005 retraité
Capital	911	-	911
Réserves et résultats consolidés	18 250	152	18 402
<b>Capitaux propres - part du groupe</b>	<b>19 161</b>	<b>152</b>	<b>19 313</b>
Intérêts minoritaires	979	(18)	961
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>20 140</b>	<b>134</b>	<b>20 274</b>
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire	13 918	-	13 918
Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs	12 907	-	12 907
Provisions pour avantages du personnel	12 971	-	12 971
Autres provisions	2 178	-	2 178
<b>Provisions non courantes</b>	<b>41 974</b>	<b>-</b>	<b>41 974</b>
Passifs spécifiques des concessions	34 907	-	34 907
Passifs financiers non courants	23 510	1	23 511
Autres créditeurs	5 932	39	5 971
Impôts différés	4 499	68	4 567
<b>Passif non courant</b>	<b>110 822</b>	<b>108</b>	<b>110 930</b>
Provisions	4 075	-	4 075
Fournisseurs et comptes rattachés	8 894	(22)	8 872
Passifs financiers courants	11 933	-	11 933
Dettes impôts courants	491	-	491
Autres créditeurs	13 967	2	13 969
<b>Passif courant</b>	<b>39 360</b>	<b>(20)</b>	<b>39 340</b>
<b>Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente</b>	<b>592</b>	<b>-</b>	<b>592</b>
<b>TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF</b>	<b>170 914</b>	<b>222</b>	<b>171 136</b>

## 4.2.3 Impact sur le tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)

	2005	IFRIC 4	2005 retraité
<b>Opérations d'exploitation :</b>			
<b>Résultat avant impôt des sociétés intégrées</b>	<b>4 619</b>	<b>(41)</b>	<b>4 578</b>
Pertes de valeurs	147	-	147
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	6 677	(20)	6 657
Produits et charges financiers	1 153	(45)	1 108
Dividendes des sociétés consolidées par mise en équivalence	90	-	90
Plus ou moins-values de cession	(487)	-	(487)
Autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie	329	-	329
Variation du besoin en fonds de roulement	1 332	39	1 371
<b>Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation</b>	<b>13 860</b>	<b>(67)</b>	<b>13 793</b>
Frais financiers nets décaissés	(1 188)	45	(1 143)
Impôts sur le résultat payés	(392)	-	(392)
Versement de la soulte retraite	(3 296)	-	(3 296)
Versement de la soulte démantèlement Marcoule	(523)	-	(523)
<b>Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles</b>	<b>8 461</b>	<b>(22)</b>	<b>8 439</b>
<b>Opérations d'investissement :</b>			
Acquisitions de sociétés sous déduction de la trésorerie acquise	(2 951)	-	(2 951)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles	(5 248)	80	(5 168)
Cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	383	9	392
Variations d'actifs financiers	(2 827)	(67)	(2 894)
<b>Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement</b>	<b>(10 643)</b>	<b>22</b>	<b>(10 621)</b>
<b>Opérations de financement :</b>			
<b>Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement</b>	<b>5 555</b>	<b>-</b>	<b>5 555</b>
<b>Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>3 373</b>	<b>-</b>	<b>3 373</b>
<b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE</b>	<b>7 220</b>	<b>-</b>	<b>7 220</b>

## → 4.3 - EFFET TAUX DES CROSS CURRENCY SWAPS

Suite à un changement d'interprétation de la norme IAS 39 à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2006, 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. Ces effets étaient antérieurement constatés en résultat. Au titre de l'exercice 2006, l'effet taux sur les capitaux propres s'élève à (101) millions d'euros.

<b>5.1</b>	<b>ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DE L'EXERCICE 2006</b>	<b>35</b>
<b>5.2</b>	<b>ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DE L'EXERCICE 2005</b>	<b>36</b>

## → 5.1 - ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DE L'EXERCICE 2006

### 5.1.1 France

#### 5.1.1.1 Lancement de la réalisation d'une nouvelle unité de production d'électricité d'origine nucléaire (EPR)

Le Conseil d'administration d'EDF du 31 août 2006 a approuvé l'attribution à la suite d'un appel d'offres international de deux des principaux marchés pour la construction sur le site de Flamanville de la future centrale nucléaire de type EPR (European pressurized reactor). La mise en service est prévue en 2012.

#### 5.1.1.2 Nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité

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 en date du 23 septembre 2005, sont entrés en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> janvier 2006 de 1 439 millions d'euros pour la distribution et le transport.

Compte-tenu des incertitudes sur l'organisation de la distribution qui sera retenue dans le contexte de l'ouverture totale à la concurrence au 1<sup>er</sup> juillet 2007, la CRE estime que les règles tarifaires devront être à nouveau adaptées vers la fin de 2007.

#### 5.1.1.3 Loi française de programme n° 2006-739 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 SA. Elle confirme, sans exclure d'autres axes de recherche complémentaires, le scénario

industriel de stockage réversible en couche géologique profonde et le principe des provisions afférentes aux charges de démantèlement des installations nucléaires et à la gestion des déchets.

Elle introduit l'obligation de couvrir ces provisions par des actifs affectés à ce titre.

À partir des prescriptions de la loi et des informations disponibles au 31 décembre 2006, EDF SA a revu l'estimation de la provision pour évacuation et stockage des déchets radioactifs (note 29.2.2).

Les pratiques comptables actuelles d'EDF SA en matière de provisions nucléaires et la politique que s'est donnée la société en matière de constitution d'un portefeuille d'actifs dédiés (notes 22.3.2.1, 29.2 et 29.3) remplissent les conditions fixées par la loi.

Dès l'entrée en vigueur des décrets d'application de cette loi, EDF analysera leurs conséquences éventuelles sur la constitution de ses provisions sur son portefeuille d'actifs dédiés.

#### 5.1.1.4 Loi française n° 2006-1537 sur l'énergie du 7 décembre 2006

Cette loi prévoit notamment que l'activité de distribution d'énergie électrique sur le territoire métropolitain continental soit séparée juridiquement d'EDF SA 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<sup>er</sup> juillet 2007 à son fournisseur. L'arrêt 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/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. Cette contribution a fait l'objet d'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 29.6.3).

### 5.1.1.5 Lois relatives à l'eau et à la force hydraulique

L'article 7 de la loi sur l'eau n° 2006-1772 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.

L'article 33 de la loi de finances rectificative pour 2006 instaure, 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.

### 5.1.1.6 Augmentation des tarifs de ventes d'électricité

En France, les tarifs de vente d'électricité fixés par les pouvoirs publics, pour les clients particuliers et les entreprises qui ont choisi de rester facturées au tarif réglementé dans le cadre de l'ouverture au marché, ont augmenté de 1,7 % à compter du 15 août 2006.

### 5.1.1.7 Complément exceptionnel de retraite

EDF n'a pas reconduit le dispositif de complément exceptionnel de retraite décrit en note 29.5.2.2, ce qui s'est traduit par une reprise de provision de 328 millions d'euros.

### 5.1.1.8 Introduction en Bourse d'EDF Énergies Nouvelles

EDF Énergies Nouvelles, opérateur sur le marché mondial des énergies nouvelles, a réalisé son introduction en bourse en novembre 2006. À l'issue de l'évolution des accords conclus avec le Groupe Mouratoglou dans le cadre de cette introduction en bourse et de l'augmentation de capital de 530 millions d'euros dont 134 millions

d'euros souscrits par EDEV dans le cadre d'une offre réservée, le Groupe EDF détient le contrôle exclusif d'EDF Énergies Nouvelles (voir note 6.1 et 22.5.1).

## 5.1.2 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).

## 5.1.3 Italie

Le 21 septembre 2006, Edison et Sonatrach (société nationale algérienne d'hydrocarbures) ont signé un contrat au terme duquel Sonatrach fournira 2 milliards de m<sup>3</sup> de gaz naturel par an à compter du troisième trimestre 2008 et ce jusqu'en 2019, le début des livraisons étant conditionné par l'achèvement du pipeline en construction reliant l'Algérie et l'Italie via la Tunisie.

Le 24 novembre 2006, Edison SpA a cédé sa filiale Rete, gestionnaire du réseau de transport à RTL SpA, filiale à 100 % du Groupe Terna, pour un montant de 294 millions d'euros.

## 5.1.4 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.

## ➔ 5.2 - ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DE L'EXERCICE 2005

### 5.2.1 Événements relatifs à l'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

#### 5.2.1.1 Réforme du financement du régime spécial de retraite des industries électriques et gazières

Les principales mesures de cette réforme sont entrées en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2005 et sont rappelées ci-dessous :

- Création de la Caisse nationale des industries électriques et gazières (CNIIEG).
- Adossement financier aux régimes de droit commun ; en application des conventions financières mises en place entre la CNIIEG et les différents régimes de droit commun (CNAV, AGIRC, ARRCO), EDF SA a versé un montant de 3 295 millions d'euros au titre de la

contribution exceptionnelle pour les activités non régulées, soit 2 724 millions d'euros au profit de la CNAV et 571 millions d'euros au profit des régimes Agirc et Arrco.

- Répartition des droits spécifiques du régime spécial des entreprises des Industries électriques et gazières relatifs aux périodes validées au 31 décembre 2004 entre les différentes entreprises des IEG et, pour chaque entreprise, entre d'une part les droits afférents à chacune des prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel (« droits spécifiques passés régulés ») et d'autre part les droits afférents aux autres activités (« droits spécifiques passés non régulés »).
- Création de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel pour le financement des droits spécifiques passés régulés. Les taux de contribution tarifaire ont été fixés par arrêté ministériel le 26 mai 2005 à 10 % pour les prestations de transport d'électricité et à 20,4 % pour les prestations de distribution d'électricité. Le taux pour les prestations de transport d'électricité a été modifié par

la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique et fixé à 6,5 % à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2005.

- Financement des droits spécifiques régulés et non régulés : les droits spécifiques régulés et non régulés constitués à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2005 sont provisionnés dans leur intégralité.

### 5.2.1.2 Filialisation du gestionnaire du réseau de transport d'électricité

L'ensemble des actifs et passifs correspondants a été apporté au 1<sup>er</sup> janvier 2005 pour un montant de 4 milliards d'euros à la société RTE EDF Transport dont EDF détient 100 % du capital. Cette opération n'a pas d'impact sur les comptes consolidés du Groupe EDF, RTE EDF Transport étant consolidée à 100 % en intégration globale.

### 5.2.1.3 Dispositions de l'article 36 de la loi du 9 août 2004 précisant les périmètres respectifs des réseaux de transport et de distribution publique (DP) et organisant les modalités de reclassement

L'article 36 de la loi du 9 août 2004 précise les périmètres respectifs des réseaux publics de transport et de distribution publique et en organise les modalités de reclassement :

- les ouvrages classés au 1<sup>er</sup> janvier 2005 dans le réseau d'alimentation générale (RAG) et relevant des réseaux de distribution publique (DP) ont été reclassés dans ces réseaux à cette date et transférés à titre gratuit aux collectivités locales concédantes pour leur valeur nette comptable. EDF reste propriétaire de la partie des postes de transformation de haute ou très haute tension en moyenne tension,
- nonobstant les éventuelles clauses contraires des contrats de concession de distribution publique d'électricité, EDF n'est plus tenue vis-à-vis des autorités concédantes à aucune obligation financière liée aux provisions pour renouvellement des ouvrages devant être renouvelés après le terme normal des concessions.

Les provisions pour charges futures de renouvellement constituées antérieurement au 1<sup>er</sup> janvier 2005, pour les biens dont le renouvellement interviendra après le terme normal des concessions, ont dorénavant pour objet de faire face, à concurrence du montant nécessaire, aux obligations de renouvellement des ouvrages anciennement classés dans le RAG et transférés en DP, dont le renouvellement interviendra avant le terme des concessions.

La suppression de l'obligation financière liée au renouvellement des biens au-delà du terme de la concession en application de l'article 36 de la loi du 9 août 2004 conduit à revoir la définition des provisions pour renouvellement, désormais assises sur la différence entre la valeur de remplacement et la valeur d'origine des biens.

En effet, en vertu des contrats de concession, EDF reste tenue de pratiquer un amortissement du financement du concédant, lequel était compris dans la provision pour renouvellement jusqu'au 31 décembre 2004 ; cette dernière était alors définie comme la différence entre l'amortissement de la valeur de remplacement et l'amortissement du financement du concessionnaire (amortissement de caducité).

Pour traduire les obligations contractuelles d'EDF vis-à-vis des concédants, les immobilisations en concession renouvelables donnent lieu, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2005, à la comptabilisation de charges correspondant à :

- un amortissement industriel de la valeur historique des biens, calculé sur leur durée de vie, réparti entre amortissements des financements du concédant et amortissements des financements du concessionnaire,
- une provision pour renouvellement, assise sur la différence entre la valeur de remplacement et la valeur d'origine des biens, également calculée sur la durée de vie des biens, pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession.

Ce nouveau mode de comptabilisation se traduit également au passif par une décomposition des droits du concédant et de la provision pour renouvellement, faisant apparaître distinctement les droits et obligations respectives (voir note 3.2.2 – Concessions de distribution publique d'électricité en France) :

- droits du concédant sur les biens existants,
- droits du concédant sur les biens à renouveler.

Les impacts relatifs au changement de mode de comptabilisation et au reclassement des ouvrages RAG en DP sont principalement traduits dans les comptes consolidés au 1<sup>er</sup> janvier 2005 par des reclassements au sein des passifs spécifiques des concessions DP :

(en millions d'euros)

	Effets de la loi du 9 août 2004
Contre-valeur biens	16 310
Financement concessionnaire non amorti	(16 302)
<b>Droits sur biens existants - valeur nette (a)</b>	<b>8</b>
Amortissement financement du concédant (b)	4 542
Provision pour renouvellement (c)	(4 573)
<b>Droits sur biens à renouveler</b>	<b>(31)</b>
<b>PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS (d)</b>	<b>(23)</b>

Les explications qui suivent détaillent ces principaux impacts pour EDF SA, le reliquat étant principalement constitué par Électricité de Strasbourg :

(a) le reclassement des ouvrages RAG en DP conduit :

- à l'actif (immobilisations corporelles), à reclasser les immobilisations du domaine propre aux immobilisations du domaine concédé à leur valeur nette comptable pour 712 millions d'euros (valeur brute de 1 790 millions d'euros et amortissements de 1 078 millions d'euros),
- au passif, à reclasser les subventions et les écarts de réévaluation, précédemment inscrits en capitaux propres, en droits existants à hauteur de 8 millions d'euros.

(b) la redéfinition de la provision pour renouvellement conduit à reclasser la quote-part d'amortissement du concédant incluse dans la provision à hauteur de 4 465 millions d'euros,

(c) la baisse de la provision pour renouvellement correspond :

- d'une part, au reclassement de l'amortissement du financement du concédant, pour 4 465 millions d'euros,
- d'autre part, à l'affectation de la provision pour renouvellement des ouvrages renouvelables au-delà du terme normal de la concession constituée au 31 décembre 2004 au renouvellement des ouvrages anciennement classés dans le RAG et transférés en DP, à hauteur du montant nécessaire, ce qui a conduit à une diminution de 27 millions d'euros.

(d) la diminution de 19 millions a donné lieu à une augmentation des fonds propres avant impôts de même montant.

## 5.2.2 Couverture maladie au sein des Industries électriques et gazières (IEG)

Suite à des négociations menées sur le second semestre 2004, des dispositions réglementaires entérinées par le décret du 15 février 2005 ont conduit à adapter le financement du régime et à libérer le Groupe à compter de l'exercice 2005 de ses engagements au titre du régime de couverture maladie des actifs et des inactifs d'EDF SA et de certaines de ses filiales françaises. En l'absence de séparation comptable entre les deux sections relatives aux actifs et aux retraités, ces engagements n'avaient pu être évalués.

## 5.2.3 Évolution du capital social d'EDF SA

L'assemblée générale extraordinaire du 31 août 2005 a autorisé une réduction de capital d'EDF d'un montant maximum de 7 316 millions d'euros par virement au compte de réserves non distribuables, et en a délégué la mise en œuvre au Conseil d'administration.

Le 27 octobre 2005, le Conseil d'administration a décidé de réduire le capital social de 8 129 000 000 euros à 812 900 000 euros. Cette opération a été réalisée par réduction de la valeur nominale du titre de 5 euros à 0,50 euro. Il a également arrêté les modalités des augmentations de capital relatives à l'Offre à Prix Ouvert et au Placement Global Garanti ainsi qu'à l'option de sur-allocation.

Le 18 novembre 2005, le Conseil d'administration a constaté les augmentations du capital social relatives à l'Offre à Prix Ouvert et au Placement Global Garanti, portant le capital social à 906 834 514 euros.

Enfin, le 20 décembre 2005, à la suite du règlement de l'option de sur-allocation exercée le 15 décembre par les banques chargées du placement des titres dans le cadre de l'ouverture du capital, le capital social a été porté à 911 085 545 euros; depuis cette date, il est composé de 1 822 171 090 actions de 0,50 euro chacune (voir note 28).

## 5.2.4 « Offre réservée aux salariés » (« ORS »)

En 2005, dans le cadre de l'ouverture du capital de la société EDF réalisée par appel public à l'épargne, l'État français a décidé, 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, de réserver aux salariés et anciens salariés d'EDF SA 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 mises sur le marché lors de l'ouverture minoritaire du capital de la société.

Dans le cadre de cette offre, les salariés du Groupe ont souscrit 34 554 937 actions.

La charge correspondante à la décote, aux actions gratuites et aux facilités de paiement s'est élevée à 329 millions d'euros et a été enregistrée sur 2005 conformément à la norme IFRS 2 (voir note 12).

L'abondement au bénéfice des salariés dans le cadre de cette opération s'est élevé à 124 millions d'euros.

## 5.2.5 Edison

En application des accords conclus le 12 mai 2005, notamment les Structure et Shareholders Agreement, EDF et AEM Milan (opérateur italien intégré), via leur co-entreprise de droit italien TdE détenue paritairement à 50 %, ont finalisé le 26 octobre 2005 la prise de contrôle conjoint d'Edison à l'issue d'une offre publique d'achat.

Le Structure Agreement et le Shareholders Agreement de droit italien définissent le cadre de la mise en œuvre du projet de prise de contrôle conjoint, les modalités d'exercice de ce contrôle ainsi que les relations d'EDF et AEM Milan vis-à-vis de TdE et d'Edison. Le Shareholders Agreement est conclu pour une durée de trois ans.

Ces opérations ont conduit à la répartition suivante des titres Edison (actions ordinaires, actions d'épargne et warrants) :

	Actions ordinaires	Actions d'épargne (1)	Warrants (2)
TdE (co-détenue à 50 %)	2 965 041 428	-	210 012 399
EDF SA et filiales détenues à 100 %	721 505 448	-	281 549 617
Delmi (filiale d'AEM)	384 439 112	-	-
Autres	91 467 166	110 592 420	527 148 787
<b>TOTAL</b>	<b>4 162 453 154</b>	<b>110 592 420</b>	<b>1 018 710 803</b>

(1) Actions d'épargne sans droit de vote et à dividendes prioritaires.

(2) Dont warrants ne revenant pas au Groupe EDF et non apportés à l'offre publique d'achat menée par TdE, en octobre 2005 (voir note 37.4). Ces warrants ont un prix unitaire d'exercice de 1 euro et sont exerçables à tout moment avant le 31 décembre 2007. Du 30 septembre 2005 au 31 décembre 2006, 93 879 warrants ont été exercés. Au 31 décembre 2006, le nombre de warrants non exercés est de 1 018 616 924.

Le nombre d'actions ordinaires et d'épargne reste inchangé au 31 décembre 2006.

Pour le Groupe EDF, la valeur d'acquisition des actions Edison se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Nombre d'actions	Montant
Prix d'acquisition d'Edison incluant les frais et la juste valeur de la dette IEB	2 204 026 162	4 849
Juste valeur des instruments financiers et autres engagements	-	(1 433)
<b>COÛT D'ACQUISITION</b>	<b>2 204 026 162</b>	<b>3 416</b>

Le pourcentage d'intérêt détenu sur Edison à l'issue de la prise de contrôle conjoint s'établissait à 51,58 % et reste également inchangé au 31 décembre 2006.

Les actifs et passifs d'Edison ont été comptabilisés à leurs justes valeurs respectives à la date de prise de contrôle, et le goodwill provisoire dégagé lors de l'affectation initiale de ce prix d'acquisition s'élevait à 1 768 millions d'euros.

L'affectation définitive du prix d'acquisition finalisée au 30 septembre 2006 a conduit pour l'essentiel à ajuster la valeur du réseau de transport Rete et à reconnaître une perte de valeur du goodwill résultant de l'utilisation de déficits fiscaux antérieurs à la date d'acquisition.

(en millions d'euros)

Valeur nette comptable des actifs acquis	6 099
Goodwill au niveau local	(3 505)
<b>Actifs nets acquis hors goodwill</b>	<b>2 594</b>
<b>Affectation réalisée :</b>	
Immobilisations corporelles (a)	291
Concession gaz (b)	115
Immobilisations incorporelles (c)	685
Tecnimont (d)	86
Dettes financières (e)	(156)
Impôts différés (f)	(215)
<b>Total des affectations</b>	<b>806</b>
<b>Actifs nets acquis après affectation</b>	<b>3 400</b>
Quote-part EDF (51,58 %)	1 754
Juste valeur des engagements liés aux warrants restant à exercer par des tiers	(220)
Coût d'acquisition net	3 416
<b>GOODWILL AU 31 DÉCEMBRE 2006</b>	<b>1 882</b>

Les immobilisations corporelles et incorporelles ont été réévaluées selon la méthode des flux de trésorerie actualisés.

(a) La réévaluation de 291 millions d'euros des immobilisations corporelles concerne les centrales thermiques pour 74 millions d'euros, les centrales hydroélectriques pour 101 millions d'euros, les stocks de gaz pour 14 millions d'euros et le réseau de la société Rete pour 102 millions d'euros.

(b) Les concessions de gaz concernent essentiellement les réserves en Italie.

(c) Les immobilisations incorporelles concernent la valorisation de trois contrats de gaz communément appelés « Take or Pay contracts ».

(d) Le groupe Tecnimont ayant été cédé par Edison courant novembre 2005, les actifs et passifs correspondants ont été évalués à la juste valeur réduite des coûts de ventes.

(e) Les quatre emprunts obligataires d'Edison cotés à la Bourse de Milan ont été valorisés à leur valeur de marché au 30 septembre 2005.

(f) Impôts différés induits par l'identification des actifs et passifs pour (317) millions d'euros et perte de valeur du goodwill constatée en 2006 du fait de l'utilisation des déficits fiscaux non constatés à la date d'acquisition pour 102 millions d'euros.

#### • Résultats Edison et données pro-forma 2005

Le chiffre d'affaires et le résultat net d'Edison du 4<sup>e</sup> trimestre 2005 s'élèvent respectivement à 1 011 millions d'euros et 34 millions d'euros en quote-part EDF.

En données pro-forma, le chiffre d'affaires et le résultat net de l'année 2005 s'élèveraient respectivement à 3 419 millions d'euros et 217 millions d'euros en quote-part EDF.

## 5.2.6 Light

Le 28 juin 2005, la BNDES (Banque de Développement du Brésil) a approuvé l'octroi à Light d'un programme d'aide consistant en un prêt à taux d'intérêt bonifié convertible jusqu'à 50 % en capital. Le 29 juillet 2005, la BNDES a versé à Light le montant de ce prêt bonifié s'élevant à 735 millions de reals (y compris 727 millions de reals de nominal et les intérêts de retard, soit environ 250 millions d'euros sur la base du taux de change au 31 août 2005). Fin juillet 2005, EDF a par ailleurs converti en capital la dette d'environ 327 millions d'euros de Light envers sa société-mère.

## 5.2.7 Edenor

Le Groupe EDF et Dolphin Energia SA (« Dolphin ») ont conclu le 10 juin 2005 un contrat de cession par lequel le Groupe EDF s'est engagé à céder à Dolphin pour un prix total de 100 millions de dollars US, payable en une seule fois, d'une part, 100 % des actions de la société EASA qui détient 51 % du capital d'Edenor et, d'autre part, 14 % du capital d'Edenor. Le Conseil d'administration d'EDF a approuvé le projet de cession au cours de sa réunion en date du 29 juin 2005.

À l'issue de la cession, le Groupe EDF conserve directement 25 % du capital et des droits de vote d'Edenor.

La réalisation de la cession est intervenue au 1<sup>er</sup> septembre 2005 et s'est traduite par une plus-value de 188 millions d'euros dans les résultats et une réduction de la dette nette du Groupe de 448 millions d'euros.

6.1	ÉVOLUTION DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION AU COURS DE L'EXERCICE 2006	40
6.2	ÉVOLUTION DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION AU COURS DE L'EXERCICE 2005	41

## ➔ 6.1 - ÉVOLUTION DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION AU COURS DE L'EXERCICE 2006

Les principales évolutions de périmètre de l'exercice 2006 sont décrites ci-dessous :

- 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 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,
- 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 préliminaire de Stadtwerke Düsseldorf s'établit comme suit dans les comptes du Groupe EDF :

<i>(en millions d'euros)</i>	
Prix d'acquisition	166
Put option	129
<b>Coût d'acquisition</b>	<b>295</b>
Actifs non courants	750
Actifs courants	205
Passifs non courants	(364)
Passifs courants	(173)
<b>Actifs nets</b>	<b>418</b>
<b>Quote-part d'EDF pour les 50,1 % d'actifs nets</b>	<b>210</b>
<b>GOODWILL</b>	<b>85</b>

La réévaluation de la participation antérieurement détenue par EnBW dans Stadtwerke Düsseldorf (29,9 %) est sans incidence significative sur les comptes du Groupe.

Par ailleurs, EnBW a porté sa participation dans la société autrichienne EVN de 29,7 % à 35,7 %, pour un montant de 130 millions d'euros.

- 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. Une offre publique d'échange des actions Atel contre des actions Motor Columbus s'est déroulée du 12 avril 2006 au 2 mai 2006. À l'issue de ces opérations, Motor Columbus et Atel restent consolidés par mise en équivalence, respectivement à hauteur de 41,03 % et 25,78 %.

Le goodwill provisoire résultant de ces acquisitions figure au sein du poste « Titres mis en équivalence » pour un montant déterminé de la façon suivante :

*(en millions d'euros)*

<b>Prix d'acquisition des titres Atel et Motor Columbus</b>		<b>283</b>
Situation nette	1 344	
Effets de l'évaluation en juste valeur	1 154	
Situation nette réévaluée	2 498	
<b>Quote-part acquise par EDF (11,37 % d'Atel et 19,18 % de Motor Columbus)</b>		<b>(272)</b>
<b>GOODWILL PROVISoire</b>		<b>11</b>

Les réévaluations en juste valeur portent principalement sur des actifs de production et sur des contrats de livraison d'énergie.

- EDF International qui détenait 60,9 % de sa filiale Demasz, distributeur et commercialisateur hongrois, a soumis le 28 août 2006 aux autorités boursières hongroises une offre publique d'achat sur le solde du capital de cette société. À l'issue de son offre publique d'achat, le Groupe détenait 95 % du capital de Demasz et a alors procédé à une offre publique de retrait. EDF International détient 99,99 % du capital de cette société depuis le 15 décembre 2006. L'acquisition complémentaire s'élève à 112 millions d'euros et dégage un goodwill provisoire de 8 millions d'euros qui s'établit comme suit :

*(en millions d'euros)*

Prix d'acquisition des titres Demasz	112
Situation nette acquise	(104)
<b>GOODWILL</b>	<b>8</b>

- 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.

- Changement de mode de consolidation d'EDF Énergies Nouvelles (EDF EN):

Au jour du règlement-livraison des actions créées à l'occasion de l'introduction en Bourse d'EDF EN (placement global et offre à prix ouvert), soit le 1<sup>er</sup> décembre 2006, le pacte d'actionnaire du 17 juillet 2006 entre les Groupes « EDF » et « Mouratoglou » est entré en vigueur et le Groupe EDF a pris le contrôle d'EDF EN.

À cette occasion, conformément à la norme IFRS 3 sur les regroupements d'entreprise, EDF a procédé à l'évaluation provisoire à leur juste valeur des actifs, passifs et passifs éventuels identifiables d'EDF EN satisfaisant aux critères de reconnaissance selon la méthode de l'acquisition. La date d'effet comptable de cette évaluation comme celle du passage en intégration globale d'EDF EN est le 31 décembre 2006.

Cette évaluation provisoire a notamment porté sur l'ensemble des actifs de production significatifs qui, au 31 décembre 2006, étaient soit en service, soit en projet avec une date de mise en service prévue en 2007. Pour les besoins de cette évaluation, il n'a pas été tenu compte de valeurs terminales au-delà du terme prévu des contrats de livraison d'énergie.

Compte-tenu de l'absence de changement de taux d'intérêt d'EDF dans EDF EN à l'occasion des transactions qui ont eu lieu, en 2006, sur le capital de cette dernière, les écarts d'évaluation ainsi provisoirement

déterminés ont été portés directement en augmentation des capitaux propres d'EDF.

(en millions d'euros)

Annulation des goodwill nets d'EDF Énergies Nouvelles au 31.12.2006	(60)
Réévaluation des immobilisations	375
Impôts différés passifs afférents	(104)
<b>Réévaluation nette</b>	<b>211</b>
Quote-part revenant à EDF (50 %)	105
Annulation du goodwill EDF sur EDF Énergies Nouvelles	(19)
<b>INCIDENCE SUR CAPITAUX PROPRES DU GROUPE EDF</b>	<b>86</b>

Les données principales de cette évaluation provisoire, hors intérêts minoritaires chez EDF EN, en sont résumées ci-après :

- Les filiales Tenesol, Soprolif, Socodei, Cofiva et Sofinel du Groupe EDEV sont consolidées en direct depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2006.
- Cession d'EDF Capital Investissement.

## 6.2 - ÉVOLUTION DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION AU COURS DE L'EXERCICE 2005

Les principales évolutions de périmètre de l'exercice 2005 sont décrites ci-dessous :

- Comme suite aux opérations de prise de contrôle d'Edison, EDF a consolidé les sociétés TdE et Edison par intégration proportionnelle à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2005. Compte-tenu de la mise en œuvre du Structure Agreement et du Shareholder's Agreement, le pourcentage d'intérêt de Edison à l'issue de l'OPA est de 51,58 %. IEB ainsi que les sociétés holdings de cette dernière sont détenues par EDF à 100 % et sont consolidées par intégration globale.
- Par ailleurs, EDF a cédé à Edison 20 % de sa participation dans la société Finel. À l'issue de cette opération, Edison détenant déjà le contrôle de la société, la société Finel antérieurement mise en équivalence est consolidée par intégration proportionnelle.
- À la suite de l'augmentation de capital de EnBW réalisée, en avril 2005, par cession des titres d'auto-contrôle, OEW est revenu à

parité avec EDF dans le capital de EnBW. La quote-part d'intérêt d'EDF dans le capital de EnBW est ainsi passée de 48,43 % au 31 décembre 2004 à 46,12 % au 30 juin 2005.

- En Argentine, le processus de cession de Sodemsa et Edemsa a été finalisé le 30 mars 2005, ce qui s'est traduit par la déconsolidation de ces deux sociétés. Par ailleurs, EDF a cédé, en date du 31 août 2005, 100 % de la société Easa, et 14 % du capital d'Edenor. À l'issue de cette opération, le Groupe détient 25 % du capital d'Edenor qui est consolidé par mise en équivalence à compter de cette date.
- Au Brésil dans le cadre des opérations de restructuration de la dette de Light, les minoritaires ont participé à l'augmentation de capital réalisée fin juillet 2005 et ont converti en capital une partie de la dette obligataire convertible. Il en est résulté une diminution du pourcentage d'intérêt d'EDF de 5,22 % portant la participation du Groupe à 89,57 % au 31 décembre 2005.

<b>7.1</b>	<b>INFORMATIONS PAR ZONE GÉOGRAPHIQUE</b>	<b>42</b>
<b>7.2</b>	<b>PRODUITS PROVENANT DES VENTES À DES CLIENTS EXTERNES PAR ZONE GÉOGRAPHIQUE SUR LA BASE DE LA LOCALISATION DES CLIENTS</b>	<b>44</b>
<b>7.3</b>	<b>INFORMATIONS PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ</b>	<b>44</b>

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 économique, réglementaire et technique entre les différentes zones géographiques où le Groupe évolue.

Les données sectorielles s'entendent avant retraitements de consolidation inter-secteurs et ajustements inter-secteurs. Les transactions entre secteurs sont réalisées aux prix de marché.

## ➔ 7.1 - INFORMATIONS PAR ZONE GÉOGRAPHIQUE

La ventilation retenue par le Groupe EDF pour les zones géographiques est la suivante :

- « **France** » qui désigne EDF SA et sa filiale RTE EDF Transport 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 filiales situées en Italie, notamment les entités du sous-groupe Edison, TDE, Fenice ;
- « **Reste Europe** » qui regroupe les autres filiales européennes situées notamment en Europe continentale, les participations et activités nouvelles dont Électricité de Strasbourg, Dalkia, Tiru, Asa Holding AG (cédée en 2006), EDF International, EDF Énergies Nouvelles et EDF Trading ;
- « **Reste du monde** » qui regroupe les filiales situées en Amérique latine et en Asie.

La zone géographique « Italie » est désormais présentée distinctement de la zone géographique « Reste Europe ».

Aux fins de comparabilité des informations sectorielles au 31 décembre des exercices 2006 et 2005, les informations publiées au 31 décembre 2005 ont été retraitées afin de prendre en compte les changements de ventilation au sein des zones géographiques ainsi que les impacts de l'interprétation IFRIC 4.

En outre, certaines fonctions-support ainsi que les activités commerciales en Belgique rattachées à la France jusqu'en 2005 sont à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2006 rattachées à leurs zones géographiques respectives. L'impact de ce changement de présentation est peu significatif.

## 7.1.1 Au 31 décembre 2006

(en millions d'euros)

	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Reste Europe	Reste monde	Éliminations	Total
Chiffre d'affaires externe	31 927	8 319	6 016	5 615	4 930	2 125		58 932
Chiffre d'affaires inter-secteur	154	-	49	-	504	-	(707)	
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>32 081</b>	<b>8 319</b>	<b>6 065</b>	<b>5 615</b>	<b>5 434</b>	<b>2 125</b>	<b>(707)</b>	<b>58 932</b>
<b>EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION</b>	<b>8 893</b>	<b>1 268</b>	<b>996</b>	<b>928</b>	<b>1 363</b>	<b>482</b>		<b>13 930</b>
<b>Bilan :</b>								
Immobilisations incorporelles et corporelles	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
Goodwill	-	2 534	1 501	2 004	1 043	41	-	7 123
Autres actifs sectoriels <sup>(1)</sup>	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
<b>TOTAL ACTIF</b>	<b>94 108</b>	<b>15 727</b>	<b>10 159</b>	<b>8 920</b>	<b>12 136</b>	<b>2 026</b>	<b>-</b>	<b>179 086</b>
Passifs sectoriels <sup>(2)</sup>	99 394	4 639	6 101	209	2 946	252	-	113 541
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	-	-	47	69	-	-	-	116
Autres passifs non affectés	-	-	-	-	-	-	-	65 429
<b>TOTAL PASSIF</b>	<b>99 394</b>	<b>4 639</b>	<b>6 148</b>	<b>278</b>	<b>2 946</b>	<b>252</b>	<b>-</b>	<b>179 086</b>
<b>Autres informations :</b>								
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

## 7.1.2 Au 31 décembre 2005

(en millions d'euros)

	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Reste Europe	Reste monde	Éliminations	Total
Chiffre d'affaires externe	30 015	6 682	5 005	2 019	4 446	2 880	-	51 047
Chiffre d'affaires inter-secteur	127	1	24	-	370	3	(525)	-
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>30 142</b>	<b>6 683</b>	<b>5 029</b>	<b>2 019</b>	<b>4 816</b>	<b>2 883</b>	<b>(525)</b>	<b>51 047</b>
<b>EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION</b>	<b>8 544</b>	<b>1 306</b>	<b>905</b>	<b>300</b>	<b>1 193</b>	<b>658</b>	<b>-</b>	<b>12 906</b>
<b>Bilan :</b>								
Immobilisations incorporelles et corporelles	76 201	9 764	5 667	5 646	4 246	2 029	-	103 553
Titres mis en équivalence	-	76	572	31	1 279	72	-	2 030
Goodwill	-	2 478	1 760	1 884	1 013	46	-	7 181
Autres actifs sectoriels <sup>(1)</sup>	17 469	1 942	1 419	1 487	3 413	1 693	-	27 423
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	31	-	696	1	-	728
Autres actifs non affectés	-	-	-	-	-	-	-	30 221
<b>TOTAL ACTIF</b>	<b>93 670</b>	<b>14 260</b>	<b>9 449</b>	<b>9 048</b>	<b>10 647</b>	<b>3 841</b>	<b>-</b>	<b>171 136</b>
Passifs sectoriels <sup>(2)</sup>	95 690	2 850	5 391	199	4 118	1 314	-	109 562
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	-	-	27	-	565	-	-	592
Autres passifs non affectés	-	-	-	-	-	-	-	60 982
<b>TOTAL PASSIF</b>	<b>95 690</b>	<b>2 850</b>	<b>5 418</b>	<b>199</b>	<b>4 683</b>	<b>1 314</b>	<b>-</b>	<b>171 136</b>
<b>Autres informations :</b>								
Investissements corporels et incorporels	3 276	997	270	186	330	199	-	5 258
Dotations aux amortissements	(3 634)	(434)	(314)	(155)	(329)	(151)	-	(5 017)
Pertes de valeur	1	-	(19)	(38)	(91)	-	-	(147)

(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 fin de cycle du combustible 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 créiteurs.



## 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
<b>EXERCICE 2006</b>	<b>29 462</b>	<b>26 267</b>	<b>2 456</b>	<b>747</b>	<b>58 932</b>
Exercice 2005	28 166	19 192	3 258	431	51 047

## 7.3 - INFORMATIONS PAR SECTEUR 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
<b>Au 31 décembre 2006 :</b>						
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
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>41 022</b>	<b>9 690</b>	<b>4 009</b>	<b>5 069</b>	<b>(858)</b>	<b>58 932</b>
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
<b>Au 31 décembre 2005 :</b>						
Chiffre d'affaires externe :						
- dont France	17 763	8 914	3 928	350	(940)	30 015
- dont reste du monde	16 480	1 460	225	2 867	-	21 032
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>34 243</b>	<b>10 374</b>	<b>4 153</b>	<b>3 217</b>	<b>(940)</b>	<b>51 047</b>
Actifs sectoriels	56 361	62 576	12 312	8 920	(1 836)	138 333
Actifs non affectés	-	-	-	-	-	32 803
Investissements de l'exercice (corporels et incorporels)	1 554	2 654	566	484	-	5 258

(1) Dont éliminations entre activités régulées (Distribution - Transport) : (120) pour 2006, (41) pour 2005 ;

Dont éliminations entre activités non régulées : (117) pour 2006, (30) pour 2005.

## Note 8 Chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)

	2006	2005
Ventes d'énergies et de services liés à l'énergie	54 259	47 061
Autres ventes de biens et de services	3 957	3 568
Variation de juste valeur des contrats de matières premières	(42)	(13)
Résultat net de change	(1)	-
Trading	759	431
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>58 932</b>	<b>51 047</b>

Le chiffre d'affaires consolidé est en progression de 15,4 % par rapport à celui de l'exercice 2005. Il inclut à hauteur de 4 434 millions d'euros le chiffre d'affaires Edison (1 011 millions d'euros au titre du 4<sup>e</sup> trimestre 2005).

Il prend en compte à compter de l'exercice 2005 la mise en place de la Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA) et l'application des normes IAS 32 et 39.

## Note 9 Achats de combustibles et d'énergie

Les différentes composantes constituant les achats de combustibles et d'énergie sont les suivantes :

(en millions d'euros)

	2006	2005
Achats consommés de combustibles - production d'énergie	(8 481)	(6 587)
Achats d'énergie	(13 481)	(10 164)
Charges de transport et d'acheminement	(1 934)	(1 315)
Résultat de couverture	(134)	50
(Dotations) et reprises de provisions liées aux combustibles nucléaires et aux achats d'énergie	81	241
<b>ACHATS DE COMBUSTIBLES ET D'ÉNERGIE</b>	<b>(23 949)</b>	<b>(17 775)</b>

Les achats de combustibles et d'énergie progressent de 6 174 millions d'euros, soit de 34,7 % par rapport à l'exercice 2005. Cette progression s'explique par la contribution de Edison à hauteur de 2 726 millions d'euros (693 millions d'euros à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2005) ainsi que par le fort accroissement des coûts de l'énergie.

## Note 10 Autres consommations externes

Les différentes composantes constituant les autres consommations externes sont les suivantes :

(en millions d'euros)

	2006	2005
Services extérieurs	(8 315)	(8 124)
Autres achats (hors services extérieurs, combustibles et énergie)	(2 447)	(2 000)
Production stockée et immobilisée	1 960	1 779
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes	81	116
<b>AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES</b>	<b>(8 721)</b>	<b>(8 229)</b>

11.1	ENGAGEMENTS D'ACHATS	46
11.2	ENGAGEMENTS DE LIVRAISON D'ÉLECTRICITÉ	47
11.3	GARANTIES ET ENGAGEMENTS RELATIFS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION	47
11.4	OBLIGATIONS ET ENGAGEMENTS EN MATIÈRE DE LOCATION SIMPLE	48

## → 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 2006, l'échéancier des engagements d'achat fermes et irrévocables, évalués en millions d'euros courants se présente comme suit :

(en millions d'euros)

	Total	Échéances		
		< 1 an	1-5 ans	> 5 ans
Achats d'électricité	13 888	3 267	3 807	6 814
Achats de gaz <sup>(1)</sup>	19 950	1 920	6 039	11 991
Achats d'autres énergies et de matières premières	3 705	642	1 230	1 833
Achats de combustibles nucléaires	7 323	1 045	2 747	3 531
<b>ENGAGEMENTS D'ACHATS FERMES ET IRRÉVOCABLES</b>	<b>44 866</b>	<b>6 874</b>	<b>13 823</b>	<b>24 169</b>

(1) Hors Edison (voir note 11.1.2).

### 11.1.1 Achats d'électricité

Les engagements d'achats d'électricité proviennent d'EDF SA, 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, d'EnBW et de 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 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 ou valorisant les déchets organiques). 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. Ces obligations d'achat compensées à hauteur de la CSPE s'élèvent à 22.9 TWh pour l'exercice 2006, dont 14.6 TWh au titre de la co-génération qui devrait décroître et 2.1 TWh au titre de l'éolien, filière qui devrait connaître une forte croissance.

### 11.1.2 Achats de gaz

Le Groupe est présent notamment au Mexique et en Asie au travers 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.

EDF SA a également conclu plusieurs contrats d'achats à hauteur de 4 968 millions d'euros.

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 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 10,6 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 lignite utilisés pour le fonctionnement des centrales thermiques.

## ➔ 11.2 - ENGAGEMENTS DE LIVRAISON D'ÉLECTRICITÉ

En ce qui concerne EDF SA, un ensemble de contrats à long terme a été passé avec un certain nombre d'électriciens européens au terme desquels elle s'est engagée 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 de tirage sur les 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 la prise de participation dans EnBW en 2001, EDF s'est engagé à vendre sur le marché français 6 000 MW dans le cadre d'enchères. 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 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 2006, un peu plus de 41 TWh (pour 43 TWh en 2005) 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 exercer 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 en proposant à titre expérimental des produits de base allant jusqu'à une durée de 4 ans), sans modification du volume d'énergie annuel mis à disposition par EDF.

Les enchères se poursuivent donc à ce jour.

## ➔ 11.3 - GARANTIES ET ENGAGEMENTS RELATIFS 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 ou l'une de ses filiales. Au 31 décembre 2006, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

(en millions d'euros)

	Total	Échéances		
		< 1 an	1-5 ans	> 5 ans
Garanties de bonne exécution / bonne fin / soumission	730	456	138	136
Engagements sur commandes d'exploitation <sup>(1)</sup>	1 974	1 360	439	175
Engagements sur commandes d'immobilisations	4 408	2 294	1 955	159
Autres engagements liés à l'exploitation	3 986	758	2 752	476
<b>ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION</b>	<b>11 098</b>	<b>4 868</b>	<b>5 284</b>	<b>946</b>
<b>ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS À L'EXPLOITATION</b>	<b>4 416</b>	<b>3 830</b>	<b>232</b>	<b>354</b>

(1) Hors matières premières et énergie.

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 (240 millions d'euros), à la construction ou à l'exploitation des centrales mexicaines (61 millions d'euros) et laotiennes (100 millions d'euros). D'autres garanties ont été données par le Groupe EDF pour un montant de 329 millions d'euros, principalement par Dalkia International et EDF SA.

Au 31 décembre 2006, 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 6 382 millions d'euros (contre 4 193 millions d'euros au 31 décembre 2005). Ils concernent principalement EDF SA pour 4 102 millions d'euros (2 941 millions d'euros au 31 décembre 2005), Edison pour 319 millions d'euros (338 millions d'euros au 31 décembre 2005) et EDF Energy pour 390 millions d'euros.

L'augmentation des engagements d'EDF SA est surtout liée à la construction de la future centrale nucléaire de type EPR (voir note 5.1).

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 (1 035 millions d'euros au 31 décembre 2005);

- 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. La prime fixe restant à courir au 31 décembre 2006 a, par ailleurs, été valorisée à 30 millions d'euros;
- les engagements d'Edison à hauteur de 970 millions d'euros.

Les engagements reçus concernent principalement EDF SA. 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 2 842 millions d'euros.

## ➔ 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 mexicaines et asiatiques.

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 SA et EDF Energy.

Au 31 décembre 2006, le montant des engagements de loyers irrévocables s'analyse comme suit :

(en millions d'euros)

	Total	Échéances		
		< 1 an	1-5 ans	> 5 ans
Engagements de location simple en tant que bailleur	5 714	433	1 705	3 576
Engagements de location simple en tant que preneur	2 342	440	1 410	492

## Note 12 Charges de personnel

### ➔ 12.1 - CHARGES DE PERSONNEL

Les différentes composantes constituant les charges de personnel sont les suivantes :

(en millions d'euros)

	2006	2005
Rémunérations	(6 385)	(6 076)
Charges de sécurité sociale	(1 116)	(1 086)
Intéressement et participation	(368)	(399)
Avantages non monétaires	(347)	(330)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(35)	(18)
<b>Avantages à court terme</b>	<b>(8 251)</b>	<b>(7 909)</b>
Charges liées aux régimes à prestations définies	(1 430)	(1 654)
Charges liées aux régimes à cotisations définies	6	46
<b>Avantages postérieurs à l'emploi</b>	<b>(1 424)</b>	<b>(1 608)</b>
Autres avantages à long terme	(23)	(10)
ORS	-	(329)
Indemnités de fin de contrat	(11)	22
<b>Autres charges de personnel</b>	<b>(34)</b>	<b>(317)</b>
<b>CHARGES DE PERSONNEL</b>	<b>(9 709)</b>	<b>(9 834)</b>

## 12.2 - EFFECTIFS MOYENS

	2006	2005
Statut IEG	105 577	108 506
Autres	50 391	50 466
<b>EFFECTIFS MOYENS</b>	<b>155 968</b>	<b>158 972</b>

Les effectifs moyens sont présentés en équivalents à temps plein.

Les effectifs des sociétés intégrées proportionnellement sont consolidés au prorata du pourcentage d'intérêt et représentent 26 190 équivalents à temps plein au 31 décembre 2006 (21 922 équivalents à temps plein au 31 décembre 2005).

Les effectifs d'EDF SA en 2005 ont été retraités pour être présentés en équivalents à temps plein.

## Note 13 Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2006	2005
Subventions d'exploitation	1 482	1 314
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(463)	(489)
Provision pour contribution des producteurs d'électricité au Tartam <sup>(1)</sup>	(470)	-
Résultat de déconsolidation	17	98
Résultat de cession d'immobilisations	(21)	113
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants	(32)	(52)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation	(23)	(3)
Autres produits et autres charges	62	(189)
<b>AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS</b>	<b>552</b>	<b>792</b>

(1) Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché.

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue par EDF SA au titre de la « Contribution au Service Public de l'Électricité » (CSPE) instaurée par la loi n° 2003-8 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<sup>er</sup> janvier 2005, les surcoûts résultant des tarifs de première nécessité et du dispositif pauvreté et précarité sont également pris en compte.

Cette compensation s'est traduite dans les comptes par un produit de 1 457 millions d'euros en 2006 et de 1 301 millions d'euros en 2005.

Le produit à recevoir de la CSPE a été estimé sur la base des hypothèses les plus probables appréciées à fin 2006.

La contribution d'EDF SA à la compensation des fournisseurs d'électricité instaurée par le « Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché » (Tartam), exposé en note 5.1.1.4, a fait l'objet 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. La mise en recouvrement de cette contribution sera effectuée sur les exercices 2007 et 2008.

Les opérations à caractère inhabituel par leur montant ou leur nature sont présentées en autres produits et charges d'exploitation (voir note 15).

## Note 14 Pertes de valeur / reprises

Les pertes de valeur et reprises s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2006	2005
Pertes de valeur sur goodwill	(337)	(29)
Pertes de valeur sur immobilisations	(177)	(139)
Reprises de pertes de valeur	635	21
<b>PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRIS</b>	<b>121</b>	<b>(147)</b>

En application de la norme IAS 36, les pertes de valeur sur goodwill et autres actifs, nettes des reprises sur autres actifs de l'exercice 2006, représentent un produit de 121 millions d'euros et comprennent une dotation de 318 millions d'euros relative à EnBW en Allemagne, une reprise de 624 millions relative à Light au Brésil ainsi que diverses dépréciations d'actifs au sein de filiales principalement européennes pour 185 millions d'euros.

### • EnBW

Le 27 juillet 2006, l'Agence Fédérale des Réseaux (régulateur pour l'Allemagne) a notifié à EnBW une baisse des péages relatifs au réseau de transport d'électricité de 8 %, suivie sur le deuxième semestre d'une baisse des tarifs de distribution de 14 %.

À partir des méthodes décrites aux notes 2.9 et 2.14 des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2006, et sur la base des nouvelles hypothèses de baisse de tarifs envisagées par EnBW, EDF a été amené à constater au 30 juin 2006 une perte de valeur de 318 millions d'euros sur le goodwill propre à EDF enregistré par le Groupe à l'occasion de la prise de participation dans EnBW en 2001.

Après constatation de cette perte de valeur, le goodwill d'EnBW dans les comptes consolidés d'EDF au 30 juin 2006 s'élevait à 1 552 millions d'euros. Si les tarifs d'acheminement venaient à baisser sur le long terme, dans des proportions plus importantes que celles considérées par EnBW au titre de son réseau de distribution d'électricité, les résultats des tests pourraient s'en trouver affectés.

### • Light

Cette rubrique enregistre également sur le premier semestre de l'exercice 2006 une reprise de 624 millions d'euros de pertes de valeurs antérieurement constatées sur les actifs autres que le goodwill de la société 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 telles que convenues lors de la signature du contrat de cession d'actions du 28 mars 2006.

## Note 15 Autres produits et charges d'exploitation

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 2006 représentent un produit net de 668 millions d'euros et comprennent 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.

Le dénouement des opérations de cession de Light ne génère pas d'impact significatif au-delà de ceux constatés au 30 juin 2006 sous forme de reprise de perte de valeur pour 624 millions d'euros (voir note 14) et des effets fiscaux associés.

En 2005, les autres produits et charges d'exploitation représentaient un produit net de 251 millions d'euros qui se composait pour l'essentiel du produit de déconsolidation suite à la cession de 65 % du capital d'Edenor (189 millions d'euros) ainsi que d'un profit de dilution suite à la restructuration de la dette de Light (59 millions d'euros).

## ➔ 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)

	2006	2005
Charges d'intérêts sur opérations de financement	(1 655)	(1 556)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments couverts sur dettes	(54)	(47)
Inefficacité des couvertures de flux de trésorerie	-	(1)
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	39	28
Résultat net de change sur endettement	64	104
<b>COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT</b>	<b>(1 606)</b>	<b>(1 472)</b>

## ➔ 16.2 - CHARGES D'ACTUALISATION

La charge d'actualisation concerne principalement les provisions pour fin de cycle, 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 :

(en millions d'euros)

	2006	2005
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	(1 097)	(1 147)
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire, déconstruction et derniers cœurs	(1 393)	(1 343)
Autres provisions	(40)	(36)
<b>CHARGES D'ACTUALISATION</b>	<b>(2 530)</b>	<b>(2 526)</b>

## ➔ 16.3 - AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS

Les différentes composantes constituant les autres produits et charges financiers sont les suivantes :

(en millions d'euros)

	2006	2005
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	76	57
Produits sur actifs financiers	1 397	930
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat	(93)	(329)
Autres charges financières	(278)	(464)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	(28)	71
Rendement des actifs de couverture	361	318
<b>AUTRES PRODUITS ET CHARGES DE L'ACTIVITÉ FINANCIÈRE</b>	<b>1 435</b>	<b>583</b>

Les produits sur actifs financiers incluent 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.

Suite à un changement d'interprétation de la norme IAS 39 au 1<sup>er</sup> janvier 2006, la variation de juste valeur liée à l'effet taux des dérivés de couverture d'investissement net à l'étranger est désormais constatée en capitaux propres. L'effet taux au titre de l'exercice 2006 s'élève à (101) millions d'euros.



17.1	VENTILATION DE LA CHARGE D'IMPÔT	52
17.2	RAPPROCHEMENT DE LA CHARGE D'IMPÔT THÉORIQUE ET DE LA CHARGE D'IMPÔT EFFECTIVE	52
17.3	VENTILATION DES ACTIFS ET DES PASSIFS D'IMPÔT DIFFÉRÉ PAR NATURE	53
17.4	DÉFICITS REPORTABLES ET CRÉDITS D'IMPÔT	54
17.5	IMPÔT CONSTATÉ EN CAPITAUX PROPRES	54

## ➔ 17.1 - VENTILATION DE LA CHARGE D'IMPÔT

La ventilation de la charge d'impôt s'établit comme suit :

(en millions d'euros)

	2006	2005
Impôts exigibles	(1 344)	(1 474)
Impôts différés	198	29
<b>TOTAL</b>	<b>(1 146)</b>	<b>(1 445)</b>

En 2006, la charge d'impôt courant provient du groupe d'intégration fiscale EDF pour (676) millions d'euros et des autres filiales pour (668) millions d'euros. Elle est affectée par différentes économies d'impôt

décrites en note 17.2 et inversement par l'effet de la consolidation en année pleine d'Edison.

## ➔ 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)

	2006	2005
<b>Résultat des sociétés intégrées avant impôt</b>	<b>6 655</b>	<b>4 578</b>
Perte de valeur des écarts d'acquisition	337	29
<b>Résultat des sociétés intégrées avant impôt et perte de valeur des écarts d'acquisition</b>	<b>6 992</b>	<b>4 607</b>
<b>Charge théorique d'impôt</b>	<b>(2 407)</b>	<b>(1 609)</b>
Différences de taux d'imposition	24	90
Écarts permanents	873	429
Impôts sans base	338	(300)
Dépréciation d'impôts différés actifs	(4)	(23)
Autres	30	(32)
<b>Charge réelle d'impôt</b>	<b>(1 146)</b>	<b>(1 445)</b>
<b>TAUX EFFECTIF D'IMPÔT</b>	<b>16,39 %</b>	<b>31,37 %</b>

La différence entre le taux en vigueur et le taux effectif s'explique essentiellement

- 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 perte 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.

- pour 2005 par :

– l'impact des différences de taux d'imposition, essentiellement sur les filiales du Royaume Uni, EDF Trading et EDF Energy imposées au taux de 30 % ;

– le dénouement du dossier Edison qui a permis de mettre fin à un risque provisionné dans les comptes de l'exercice 2004. La provision n'ayant pas été déduite fiscalement, sa reprise n'est pas taxable, ce

qui se traduit par une charge d'impôt réelle inférieure de 429 millions d'euros à la charge d'impôt théorique ;

– l'impact du contrôle fiscal d'EDF SA portant sur les exercices 2003 et 2004 qui s'est traduit par un rappel d'impôt sur les sociétés de 458 millions d'euros. En contrepartie, un impôt différé actif a été reconnu à concurrence de 319 millions d'euros, soit un effet net de (139) millions d'euros.

## 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
<b>Situation au 31 décembre 2004</b>	<b>3 457</b>	<b>(2 513)</b>	<b>944</b>	<b>(2 929)</b>	<b>(1 985)</b>
Impacts IFRIC 4	19	-	19	(60)	(41)
<b>Situation au 31 décembre 2004 retraité</b>	<b>3 476</b>	<b>(2 513)</b>	<b>963</b>	<b>(2 989)</b>	<b>(2 026)</b>
Effets des normes IAS 32 et 39 à l'ouverture	106	-	106	(288)	(182)
<b>Situation au 1<sup>er</sup> janvier 2005 retraité</b>	<b>3 582</b>	<b>(2 513)</b>	<b>1 069</b>	<b>(3 277)</b>	<b>(2 208)</b>
Variation des bases	564	29	593	(509)	84
Variation des périmètres	(114)	195	81	(732)	(651)
Écarts de conversion	247	(242)	5	(49)	(44)
<b>Situation au 31 décembre 2005 retraité</b>	<b>4 279</b>	<b>(2 531)</b>	<b>1 748</b>	<b>(4 567)</b>	<b>(2 819)</b>
Variation des bases	(95)	429	334	284	618
Variation des périmètres	(780)	850	70	(325)	(255)
Écarts de conversion	13	2	15	(38)	(23)
<b>SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2006</b>	<b>3 417</b>	<b>(1 250)</b>	<b>2 167</b>	<b>(4 646)</b>	<b>(2 479)</b>

En 2006, la variation des bases de 618 millions d'euros affecte 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 traduisent essentiellement 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)

	31.12.2006	31.12.2005
<b>Impôts différés Actif :</b>		
Écarts entre amortissement comptable et amortissement fiscal	854	788
Provisions non déductibles	5 412	5 345
Autres différences temporelles déductibles	2 072	1 241
Réévaluations, écarts d'évaluation et élimination de résultats internes	237	644
Pertes fiscales et crédits d'impôt non utilisés	171	1 022
Compensation impôts différés actif / passif	(5 329)	(4 761)
<b>Sous-total impôts différés actifs - valeur brute</b>	<b>3 417</b>	<b>4 279</b>
Provision pour dépréciation des impôts différés actifs	(1 250)	(2 531)
<b>TOTAL DES IMPÔTS DIFFÉRÉS ACTIFS - VALEUR NETTE</b>	<b>2 167</b>	<b>1 748</b>
<b>Impôts différés Passif :</b>		
Écarts entre amortissement comptable et amortissement fiscal	(6 002)	(5 559)
Autres différences temporelles taxables	(2 310)	(1 846)
Réévaluations, écarts d'évaluation et élimination de résultats internes	(1 663)	(1 923)
Compensation impôts différés actif / passif	5 329	4 761
<b>TOTAL DES IMPÔTS DIFFÉRÉS PASSIFS</b>	<b>(4 646)</b>	<b>(4 567)</b>
<b>IMPÔT DIFFÉRÉ NET</b>	<b>(2 479)</b>	<b>2 819</b>

## ➔ 17.4 - DÉFICITS REPORTABLES ET CRÉDITS D'IMPÔT

Au 31 décembre 2006, les déficits fiscaux reportables ainsi que les actifs d'impôts différés non constatés représentent une économie d'impôt potentielle de 1 250 millions d'euros. 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 2006 s'élève à 376 millions d'euros. Ce montant est lié pour 323 millions d'euros à la prise en compte

de la fiscalité sur les variations de juste valeur des instruments financiers comptabilisées en réserves recyclables.

## Note 18 Goodwill

Les différentes composantes constituant les écarts d'acquisition des sociétés intégrées sont les suivantes :

(en millions d'euros)

	31.12.2006	31.12.2005
<b>Valeur nette comptable à l'ouverture</b>	<b>7 181</b>	<b>5 371</b>
Acquisitions	102	1 824
Cessions	(9)	(83)
Pertes de valeur	(337)	(29)
Différences de conversion	46	81
Autres mouvements	140	17
<b>VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE</b>	<b>7 123</b>	<b>7 181</b>
Valeur brute à la clôture	7 885	7 606
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(762)	(425)

Les goodwill se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)

	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Reste Europe	Reste monde	Total
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2006</b>	<b>2 534</b>	<b>1 501</b>	<b>2 004</b>	<b>1 043</b>	<b>41</b>	<b>7 123</b>
Au 31 décembre 2005	2 478	1 760	1 884	1 013	46	7 181

Pour l'Allemagne, un goodwill de 1 501 millions d'euros intègre les effets de la perte de valeur de 318 millions d'euros expliquée en note 14, d'une augmentation de 85 millions d'euros principalement due à la prise de contrôle de Stadtwerke Düsseldorf (note 6) et d'une imputation d'une partie des crédits d'impôts obtenus par EnBW sur le second semestre.

Le goodwill définitif dégagé dans le cadre de la finalisation de l'affectation du prix d'acquisition de la société Edison (voir note 5.2.5) s'établit à 1 882 millions d'euros compte-tenu de la prise en compte de la juste valeur du réseau haute tension, au 1<sup>er</sup> octobre 2005, et de la perte de valeur du goodwill constaté en 2006 du fait de l'utilisation de déficits fiscaux antérieurs à la date d'acquisition.

Dans le segment « Reste de l'Europe », l'augmentation résulte principalement du goodwill dégagé dans le cadre des opérations réalisées à l'occasion de l'introduction en Bourse d'EDF Énergies Nouvelles.

Le coût moyen pondéré du capital net d'impôt, utilisé pour les tests de dépréciation de l'exercice 2006, évolue dans une fourchette de 4,7 % à 10,8 % en Europe et entre 8,9 % et 11,7 % sur le reste du monde.

La réalisation de tests de dépréciation a par ailleurs conduit à constater une perte de valeur des goodwill de 19 millions d'euros en 2006 sur des filiales européennes.

## Note 19 Autres actifs incorporels

Les valeurs nettes des autres actifs incorporels se répartissent comme suit :

### ➔ 19.1 - 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
<b>Valeurs brutes</b>	<b>2 829</b>	<b>554</b>	<b>(147)</b>	<b>-</b>	<b>6</b>	<b>(4)</b>	<b>3 238</b>
Amortissements cumulés	(943)	-	24	(271)	(3)	55	(1 138)
<b>VALEURS NETTES</b>	<b>1 886</b>	<b>554</b>	<b>(123)</b>	<b>(271)</b>	<b>3</b>	<b>51</b>	<b>2 100</b>

Le montant global des dépenses de recherche et développement inscrit au compte de résultat est évalué à 389 millions d'euros, pour l'exercice clos le 31 décembre 2006.

### ➔ 19.2 - AU 31 DÉCEMBRE 2005

(en millions d'euros)

	31.12.2004	Acquisitions	Cessions	Dotations aux amortissements	Écarts de conversion	Autres mouvements	31.12.2005
<b>Valeurs brutes</b>	<b>2 075</b>	<b>335</b>	<b>(44)</b>	<b>-</b>	<b>30</b>	<b>433</b>	<b>2 829</b>
Amortissements cumulés	(787)	-	32	(202)	(16)	30	(943)
<b>VALEURS NETTES</b>	<b>1 288</b>	<b>335</b>	<b>(12)</b>	<b>(202)</b>	<b>14</b>	<b>463</b>	<b>1 886</b>

Le montant global des dépenses de recherche et développement inscrit au compte de résultat est évalué à 402 millions d'euros, pour l'exercice clos le 31 décembre 2005.

## Note 20 Immobilisations corporelles

<b>20.1</b>	<b>VARIATION DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS)</b>	<b>56</b>
<b>20.2</b>	<b>VARIATION DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE CONCÉDÉ (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS)</b>	<b>57</b>
<b>20.3</b>	<b>OBLIGATIONS ET ENGAGEMENTS EN MATIÈRE DE CONTRATS DE LOCATION-FINANCEMENT</b>	<b>58</b>

Les valeurs nettes des autres actifs incorporels se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)

	31.12.2006	31.12.2005
Immobilisations du domaine propre	61 019	59 715
Immobilisations du domaine concédé	38 540	38 110
Immobilisations en cours	3 935	3 479
Immobilisations financées par location-financement	387	363
<b>IMMOBILISATIONS CORPORELLES</b>	<b>103 881</b>	<b>101 667</b>

## ➔ 20.1 - VARIATION DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS)

(en millions d'euros)

	Terrains et constructions	Installations production nucléaire	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
<b>Valeurs brutes au 31.12.2004</b>	<b>14 602</b>	<b>44 513</b>	<b>11 506</b>	<b>35 786</b>	<b>10 191</b>	<b>116 598</b>
Effets de la loi du 9 août 2004	-	-	-	(1 790)	-	(1 790)
Impacts IFRIC 4	-	-	(14)	(408)	(54)	(476)
Augmentations	225	562	750	1 260	575	3 372
Diminutions	(274)	(504)	(38)	(132)	(523)	(1 471)
Écarts de conversion	36	-	195	234	279	744
Mouvements de périmètre	412	(24)	3 058	9	(428)	3 027
Autres mouvements	401	163	671	(269)	(188)	778
<b>Valeurs brutes au 31.12.2005</b>	<b>15 402</b>	<b>44 710</b>	<b>16 128</b>	<b>34 690</b>	<b>9 852</b>	<b>120 782</b>
Augmentations	301	512	986	1 410	550	3 759
Diminutions	(246)	(208)	(110)	(172)	(419)	(1 155)
Écarts de conversion	28	-	(59)	196	(55)	110
Mouvements de périmètre	183	318	318	219	594	1 632
Autres mouvements	(5)	142	79	(220)	22	18
<b>Valeurs brutes au 31.12.2006</b>	<b>15 663</b>	<b>45 474</b>	<b>17 342</b>	<b>36 123</b>	<b>10 544</b>	<b>125 146</b>
<b>Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2004</b>	<b>(6 693)</b>	<b>(27 148)</b>	<b>(7 051)</b>	<b>(12 481)</b>	<b>(5 895)</b>	<b>(59 268)</b>
Effets de la loi du 9 août 2004	-	-	-	1 078	-	1 078
Impacts IFRIC 4	-	-	-	10	18	28
Dotations nettes aux amortissements	(395)	(1 065)	(529)	(984)	(593)	(3 566)
Cessions	162	475	24	126	489	1 276
Écarts de conversion	(13)	-	(61)	(43)	(69)	(186)
Mouvements de périmètre	28	10	(265)	(96)	(10)	(333)
Autres mouvements	(160)	(47)	(6)	238	(121)	(96)
<b>Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2005</b>	<b>(7 071)</b>	<b>(27 775)</b>	<b>(7 888)</b>	<b>(12 152)</b>	<b>(6 181)</b>	<b>(61 067)</b>
Dotations nettes aux amortissements	(432)	(1 020)	(828)	(948)	(602)	(3 830)
Cessions	135	167	92	131	388	913
Écarts de conversion	(10)	-	3	(38)	14	(31)
Mouvements de périmètre	(12)	(151)	(115)	1	148	(129)
Autres mouvements	35	(48)	(98)	93	35	17
<b>Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2006</b>	<b>(7 355)</b>	<b>(28 827)</b>	<b>(8 834)</b>	<b>(12 913)</b>	<b>(6 198)</b>	<b>(64 127)</b>
<b>Valeurs nettes au 31.12.2005</b>	<b>8 331</b>	<b>16 935</b>	<b>8 240</b>	<b>22 538</b>	<b>3 671</b>	<b>59 715</b>
<b>VALEURS NETTES AU 31.12.2006</b>	<b>8 308</b>	<b>16 647</b>	<b>8 508</b>	<b>23 210</b>	<b>4 346</b>	<b>61 019</b>

La réalisation de tests de dépréciation a conduit le Groupe à constater au 31 décembre 2006 une perte de valeur nette de 161 millions d'euros (118 millions d'euros au 31 décembre 2005) de certains actifs corporels du domaine propre.

## ➔ 20.2 - VARIATION DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE CONCÉDÉ (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
<b>Valeurs brutes au 31.12.2004</b>	<b>2 631</b>	<b>6 297</b>	<b>50 102</b>	<b>2 149</b>	<b>61 179</b>
<b>Effets de la loi du 9 août 2004</b>	-	-	<b>1 790</b>	-	<b>1 790</b>
<b>Impacts IFRIC 4</b>	-	-	-	-	-
Augmentations <sup>(1)</sup>	11	27	2 253	96	2 387
Diminutions	(14)	(2)	(174)	(109)	(299)
Écarts de conversion	83	37	342	107	569
Mouvements de périmètre	(4)	449		(637)	(192)
Autres mouvements	(383)	(602)	(1)	(417)	(1 403)
<b>Valeurs brutes au 31.12.2005</b>	<b>2 324</b>	<b>6 206</b>	<b>54 312</b>	<b>1 189</b>	<b>64 031</b>
Augmentations <sup>(1)</sup>	6	8	2 345	62	2 421
Diminutions	(14)	-	(285)	(95)	(394)
Écarts de conversion	(5)	(1)	-	(1)	(7)
Mouvements de périmètre	(359)	(157)	(1 579)	-	(2 095)
Autres mouvements	6	(33)	22	3	(2)
<b>Valeurs brutes au 31.12.2006</b>	<b>1 958</b>	<b>6 023</b>	<b>54 815</b>	<b>1 158</b>	<b>63 954</b>
<b>Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2004</b>	<b>(1 579)</b>	<b>(3 380)</b>	<b>(18 368)</b>	<b>(1 111)</b>	<b>(24 438)</b>
<b>Effets de la loi du 9 août 2004</b>	-	-	<b>(1 078)</b>	-	<b>(1 078)</b>
<b>Impacts IFRIC 4</b>	-	-	-	-	-
Dotations nettes aux amortissements	(22)	(92)	(18)	(59)	(191)
Cessions	13	2	114	109	238
Écarts de conversion	(4)	(18)	(398)	(61)	(481)
Mouvements de périmètre	2	(89)	-	297	210
Autres mouvements <sup>(2)</sup>	324	653	(1 345)	187	(181)
<b>Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2005</b>	<b>(1 266)</b>	<b>(2 924)</b>	<b>(21 093)</b>	<b>(638)</b>	<b>(25 921)</b>
Dotations nettes aux amortissements	(19)	(85)	620	(14)	502
Cessions	14	-	208	95	317
Écarts de conversion	2	1	(18)	-	(15)
Mouvements de périmètre	22	78	1 118	-	1 218
Autres mouvements <sup>(2)</sup>	(29)	-	(1 414)	(72)	(1 515)
<b>Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2006</b>	<b>(1 276)</b>	<b>(2 930)</b>	<b>(20 579)</b>	<b>(629)</b>	<b>(25 414)</b>
<b>Valeurs nettes au 31.12.2005</b>	<b>1 058</b>	<b>3 282</b>	<b>33 219</b>	<b>551</b>	<b>38 110</b>
<b>VALEURS NETTES AU 31.12.2006</b>	<b>682</b>	<b>3 093</b>	<b>34 236</b>	<b>529</b>	<b>38 540</b>

(1) Les augmentations comprennent également les immobilisations remises à titre gratuit.

(2) Les autres mouvements concernent principalement les amortissements des biens concédés effectués en contrepartie des dépréciations des comptes spécifiques des concessions.

Les immobilisations du domaine concédé comprennent les immobilisations concédées principalement situées dans les pays suivants : France, Italie et Suisse. Elles comprennent 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.

## ➔ 20.3 - 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, EnBW et Sofilo.

Au 31 décembre 2006, le montant des engagements de loyers irrévocables s'analyse comme suit :

(en millions d'euros)

	Total	Échéances		
		< 1 an	1-5 ans	> 5 ans
Engagements de location - financement en tant que bailleur	693	92	413	188
Engagements de location - financement en tant que preneur	394	28	188	178

## Note 21 Titres mis en équivalence

Le détail des entreprises associées est le suivant :

(en millions d'euros)

	Activité principale (1)	Quote-part d'intérêts dans le capital %	31.12.2006		31.12.2005	
			Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat
Dalkia Holding	S	34,0	469	23	463	20
Estag	P	20,0	352	31	326	15
SSE	D	49,0	219	26	193	20
Groupe Atel (2)	P	25,8	626	112	280	36
EVN	D	16,4	397	42	268	-
Edenor	D	25,0	2	17	(17)	(4)
Autres titres mis en équivalence			394	12	517	103
<b>TITRES MIS EN ÉQUIVALENCE</b>			<b>2 459</b>	<b>263</b>	<b>2 030</b>	<b>190</b>

(1) S= services, P= production, D= distribution.

(2) Le Groupe Atel comprend les sociétés Motor Columbus et Atel.

Les principales variations de l'exercice concernent :

- les acquisitions auprès d'UBS d'un lot complémentaire représentant 17,32 % du capital de Motor Columbus pour 404 millions de francs suisses et de 7,2 % du capital de Motor Columbus par Atel, qui ont un effet induit de 11,37 % sur la participation dans Atel ;

- la prise de contrôle de Stadtwerke Düsseldorf intégrée globalement depuis le 31 mars 2006, qui figurait pour 125 millions d'euros dans le poste « Titres mis en équivalence » au 31 décembre 2005 ;
- une dépréciation exceptionnelle de 73 millions d'euros liée à la prise en compte de facteurs défavorables dans l'évolution des perspectives d'une participation située au Royaume-Uni.

Au 31 décembre 2005, 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
Dalkia holding <sup>(1)</sup>	6 779	5 068	5 432	129
Etag	1 993	914	1 043	66
SSE	320	146	471	51
Atel	4 705	3 120	5 543	267
EVN <sup>(2)</sup>	5 846	3 090	2 072	222
Edenor	989	608	349	(41)

(1) Données financières consolidées qui intègrent Dalkia Investissement et Dalkia International.

(2) Données au 30 septembre 2006.

## Note 22 Actifs financiers

<b>22.1</b>	<b>RÉPARTITION ENTRE LES ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS</b>	<b>59</b>
<b>22.2</b>	<b>VARIATION DES ACTIFS FINANCIERS</b>	<b>60</b>
<b>22.3</b>	<b>DÉTAIL DES ACTIFS FINANCIERS</b>	<b>60</b>
<b>22.4</b>	<b>JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS HORS DÉRIVÉS</b>	<b>61</b>
<b>22.5</b>	<b>ENGAGEMENTS LIÉS AUX INVESTISSEMENTS</b>	<b>62</b>

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2005, les actifs financiers sont évalués et présentés conformément aux normes IAS 32 et 39 (voir note 38).

### 22.1 - 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)

	31.12.2006			31.12.2005		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	5 845	-	5 845	6 194	-	6 194
Actifs financiers disponibles à la vente	10 274	11 193	21 467	4 592	7 135	11 727
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance <sup>(1)</sup>	255	187	442	22	115	137
Juste valeur positive des dérivés de couverture	128	328	456	737	518	1 255
Prêts et créances financières <sup>(1)</sup>	508	1 386	1 894	421	1 244	1 665
<b>ACTIFS FINANCIERS</b>	<b>17 010</b>	<b>13 094</b>	<b>30 104</b>	<b>11 966</b>	<b>9 012</b>	<b>20 978</b>

(1) Nets de dépréciation.



## ➔ 22.2 - VARIATION DES ACTIFS FINANCIERS

La variation des actifs financiers s'analyse comme suit :

### 22.2.1 Au 31 décembre 2006

(en millions d'euros)

	31.12.2005	Augmentations	Diminutions	Variations de juste valeur	Autres	31.12.2006
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	6 194	414	(556)	(519)	312	5 845
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
Juste valeur positive des dérivés de couverture	1 255	1	(2)	(292)	(506)	456
Prêts et créances financières	1 665	742	(368)	-	(145)	1 894
<b>ACTIFS FINANCIERS</b>	<b>20 978</b>	<b>16 288</b>	<b>(6 857)</b>	<b>(74)</b>	<b>(231)</b>	<b>30 104</b>

### 22.2.2 Au 31 décembre 2005

(en millions d'euros)

	01.01.2005	Augmentations	Diminutions	Variations de juste valeur	Autres	31.12.2005
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	3 020	321	(206)	2 816	243	6 194
Actifs financiers disponibles à la vente	8 967	3 618	(939)	592	(511)	11 727
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	17	126	(8)	-	2	137
Juste valeur positive des dérivés de couverture	664	34	-	626	(69)	1 255
Prêts et créances financières	1 140	355	(474)	-	74	1 095
Impact IFRIC 4	466	69	(9)	-	44	570
<b>ACTIFS FINANCIERS</b>	<b>14 274</b>	<b>4 523</b>	<b>(1 636)</b>	<b>4 034</b>	<b>(217)</b>	<b>20 978</b>

## ➔ 22.3 - DÉTAIL DES ACTIFS FINANCIERS

### 22.3.1 Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat

(en millions d'euros)

	31.12.2006	31.12.2005
Dérivés - juste valeur positive	5 762	5 817
Juste valeur des actifs financiers détenus à des fins de transaction <sup>(1)</sup>	83	118
Actifs financiers à la juste valeur en résultat sur option <sup>(2)</sup>	-	259
<b>ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR AVEC VARIATION DE JUSTE VALEUR EN RÉSULTAT</b>	<b>5 845</b>	<b>6 194</b>

(1) part qualifiée d'actifs liquides

73 98

(2) part qualifiée d'actifs liquides

- 161

### 22.3.2 Actifs financiers disponibles à la vente

(en millions d'euros)

	31.12.2006			31.12.2005		
	Actions	Titres de dettes	Total	Actions	Titres de dettes	Total
Actifs dédiés d'EDF SA	4 315	1 942	6 257	2 062	1 214	3 276
Actifs liquides	3 876	6 205	10 081	3 390	932	4 322
Autres titres	3 997	1 132	5 129	2 687	1 442	4 129
<b>ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE</b>	<b>12 188</b>	<b>9 279</b>	<b>21 467</b>	<b>8 139</b>	<b>3 588</b>	<b>11 727</b>

Au cours de l'exercice 2006, 537 millions d'euros de variations de juste valeur nets d'impôt ont été enregistrés en capitaux propres. 21 millions d'euros nets d'impôt ont été recyclés des capitaux propres en résultat au titre des cessions d'actifs disponibles à la vente.

Au cours de l'exercice 2005, 487 millions d'euros de variations de juste valeur nets d'impôt avaient été enregistrés en capitaux propres. 19 millions d'euros nets d'impôt avaient été recyclés des capitaux propres en résultat au titre des cessions et dépréciations d'actifs disponibles à la vente.

### 22.3.2.1 Composition du portefeuille d'actifs dédiés de EDF SA

Le portefeuille des actifs dédiés d'EDF SA 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 du combustible (voir note 29.4). L'entreprise a souhaité que ces actifs soient clairement identifiables 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 de l'entreprise, révisable périodiquement sous le contrôle du Comité d'Audit.

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'OPCVM 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.

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 31.12.2006	Juste valeur 31.12.2005
Actions Amérique du Nord	494	467
Actions Europe	464	360
Actions Japon	110	126
Obligations monde	480	245
<b>Fonds communs de placements réservés</b>	<b>1 548</b>	<b>1 198</b>
<b>Actions :</b>	<b>2 213</b>	<b>634</b>
Titres	283	188
OPCVM	1 930	446
<b>Obligations :</b>	<b>2 138</b>	<b>1 409</b>
Titres	1 942	1 214
OPCVM	196	194
<b>OPCVM monétaires</b>	<b>358</b>	<b>35</b>
<b>Autres placements financiers</b>	<b>4 709</b>	<b>2 078</b>
<b>TITRES ACTIFS DÉDIÉS</b>	<b>6 257</b>	<b>3 276</b>

La dotation nette sur les actifs dédiés s'élève à 2 845 millions d'euros pour l'exercice 2006, suite à la décision prise en septembre 2005 par le Conseil d'administration d'accélérer le rythme de constitution des actifs dédiés d'ici 2010.

### 22.3.2.2 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.

L'augmentation des actifs liquides entre 2005 et 2006 correspond notamment au placement des excédents de trésorerie de fin 2005 liés à l'augmentation de capital.

### 22.3.2.3 Autres titres

Au 31 décembre 2006, les autres titres se composent notamment :

- chez EnBW, de 1 113 millions d'euros d'actifs disponibles à la vente – titres dettes dont 948 millions d'euros de fonds réservés et de 1 505 millions d'euros d'actifs disponibles à la vente – actions dont 836 millions d'euros de fonds réservés ;
- chez EDF SA de titres AREVA pour 482 millions d'euros.

## ➔ 22.4 - JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS HORS DÉRIVÉS

(en millions d'euros)

	31.12.2006		31.12.2005	
	Juste valeur	Valeur nette comptable	Juste valeur	Valeur nette comptable
Actifs détenus jusqu'à l'échéance	442	442	137	137
Prêts et créances financières	1 890	1 894	1 670	1 665
<b>INSTRUMENTS FINANCIERS HORS DÉRIVÉS</b>	<b>2 332</b>	<b>2 336</b>	<b>1 807</b>	<b>1 802</b>

## ➔ 22.5 - ENGAGEMENTS LIÉS AUX INVESTISSEMENTS

Au 31 décembre 2006, les éléments constitutifs des engagements liés aux investissements sont les suivants :

(en millions d'euros)

	Total	Échéances		
		< 1 an	1-5 ans	> 5 ans
Engagements d'acquisition de titres	2 780	2 510	270	-
Autres engagements donnés liés aux investissements	185	105	80	-
Autres engagements reçus liés aux investissements	64	11	21	32

### 22.5.1 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 de 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 2006 pour 2 322 millions d'euros.

- Divers options ou accords pris par EDF International (241 millions d'euros) et par EnBW (167 millions d'euros) sur des titres de différentes sociétés du secteur énergétique.

EDF International dispose d'une option de vente de l'ensemble des titres Edenor encore en sa possession aux mois d'avril 2013 et d'avril 2014 sur la base d'une valorisation d'entreprise égale à 6 fois l'excédent brut d'exploitation de l'exercice précédent. Par ailleurs, EDF International a un engagement de cession de l'ensemble des titres Edenor encore en sa possession aux mois d'avril 2015 et d'avril 2016 sur la base d'une valorisation d'entreprise égale à 6 fois l'excédent brut d'exploitation de l'exercice précédent. En raison des incertitudes liées à leur évaluation, ces engagements n'ont pas été chiffrés.

- Engagements pris par EDEV SA relatifs à EDF Énergies Nouvelles :

Au cours de l'exercice 2006, diverses opérations ont été réalisées sur les titres d'EDF Énergies Nouvelles (« EDF EN »), qui ont modifié la valeur de la participation comptabilisée par EDEV, qui reste de 50 % au 31 décembre 2006, et les engagements vis-à-vis de cette filiale :

– Convention du 17 juillet 2006 et avenant en date du 10 novembre 2006

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 désignés ensemble le « Groupe EDF ») et, d'autre part, M. Paris Mouratoglou et la société anonyme de droit luxembourgeois SIIF – Société Internationale d'Investissements Financiers (ci-après désignés ensemble le « Groupe Mouratoglou »). Un avenant à la convention précitée a également été conclu le 10 novembre 2006 entre le Groupe EDF et le Groupe Mouratoglou dans le but notamment de neutraliser l'impact de la

division par dix de la valeur nominale des actions de la société EDF EN, décidée par une Assemblée générale en date du 18 septembre 2006. L'avenant précité a par ailleurs complété et/ou précisé certaines stipulations desdits accords.

– Cession d'actions préalablement à la réalisation de l'introduction en Bourse

Au titre du protocole d'accord conclu le 20 juillet 2000 entre Edev et le Groupe Mouratoglou qui posait notamment comme principe la parité en capital et droits de vote de la société EDF EN entre le Groupe EDF et le Groupe Mouratoglou, d'options d'achat consenties au Groupe Mouratoglou et de promesses de cession d'actions entre les actionnaires, Edev a cédé le 17 juillet 2006 au Groupe Mouratoglou 125 014 actions de la société pour un prix de 4,6 millions d'euros.

Aux termes d'un contrat de cession en date du 17 juillet 2006, tel que modifié par un avenant en date du 10 novembre 2006, et afin de rétablir la parité, Edev a racheté au Groupe Mouratoglou 1 305 520 actions (« actions à prix ajustable ») de la société EDF EN. La cession des 1 305 520 actions à prix ajustable a donné lieu au versement par Edev de 20,5 millions d'euros. Elle donnera par ailleurs lieu au versement d'un ajustement de prix à la hausse ou à la baisse calculé à partir du prix d'émission des actions EDF EN dans le cadre de l'introduction en Bourse, soit 28 euros par actions, et fonction de l'évolution postérieure du cours des actions de la société.

L'ajustement de prix sera réglé selon un mécanisme similaire à celui mis en œuvre pour le règlement du prix des actions complémentaires (voir ci-après).

– Augmentation de capital réservée à Edev

Afin de maintenir le niveau de participation détenu par le Groupe EDF au sein de la société EDF EN à 50 % du capital et des droits de vote, l'Assemblée générale d'EDF EN a délégué au Conseil d'administration sa compétence à l'effet de procéder à une émission d'actions nouvelles réservée au profit de la société Edev. 4 798 464 actions nouvelles ont été émises à ce titre au prix d'émission des actions EDF EN dans le cadre de l'introduction en Bourse, soit 28 euros par action, conduisant à une augmentation de la participation d'Edev dans EDF EN de 134,4 millions d'euros.

– Cession d'actions EDF EN par le Groupe Mouratoglou au profit du Groupe EDF concomitamment à la réalisation de l'introduction en Bourse.

Aux termes de la convention conclue le 17 juillet 2006 et de son avenant en date du 10 novembre 2006, le Groupe Mouratoglou et le Groupe EDF sont notamment convenus que, dans le cadre de l'introduction en Bourse de la société, le Groupe Mouratoglou céderait à Edev le nombre d'actions EDF EN (ci-après désignées les « actions complémentaires ») nécessaire afin de maintenir pendant, et à l'issue de, la réalisation de l'introduction en Bourse, la participation du Groupe EDF à 50 % du capital de la société EDF EN. Le nombre total d'actions complémentaires cédées s'est élevé à 4 674 963 actions.

Le prix des actions complémentaires donnera lieu à un règlement différé à compter de l'expiration d'un délai de six mois suivant l'introduction en Bourse de la société EDF EN et au plus tard le 31 décembre 2010.

Le prix unitaire de cession des actions complémentaires sera égal à la moyenne, pondérée par les volumes, des cours de clôture de l'action de la Société des 60 jours de Bourse précédant la notification de la demande.

#### – Engagements

Par ailleurs et dans le cadre du pacte et de son avenant signé le 17 juillet 2006, certains engagements complémentaires ont été pris par le Groupe EDF et le Groupe Mouratoglou :

##### *Engagement de liquidité*

Sous réserve des dispositions législatives et réglementaires applicables aux marchés réglementés, le Groupe EDF et le Groupe Mouratoglou s'interdisent de procéder, directement ou indirectement, à des acquisitions d'actions ayant pour effet de réduire la part du public 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 de manière différente selon que le transfert d'actions envisagé serait effectué au profit (i) d'un ou plusieurs établissements financiers (en vue d'un placement auprès d'investisseurs institutionnels ou sur le marché) ou (ii) à d'autres tiers.

- (i) Dans le premier cas, le Groupe EDF pourra se porter acquéreur des actions à un prix dont la référence est le cours de Bourse.
- (ii) Dans le second cas, le Groupe EDF pourra se porter acquéreur des actions dont la cession est projetée soit au prix proposé par le tiers si la cession est une vente simple contre paiement en numéraire, soit au prix déterminé par un expert si la cession n'est pas une vente simple contre paiement en numéraire (notamment en cas d'apport, d'échange ou autre).

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 dans le cadre 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 égal à la moyenne pondérée par les volumes des cours de clôture de l'action de la société EDF EN au cours des 60 jours de Bourse précédant la notification de l'exercice de cette option, sans que ce prix puisse être inférieur de plus de 10 % au dernier cours de clôture de l'action précédant la notification.

Ces deux options expireront de plein droit le 31 décembre 2015.

- Accord avec Veolia Environnement : Veolia Environnement a accordé à EDF SA une option d'achat sur la totalité de ses titres Dalkia dans l'hypothèse où un concurrent d'EDF SA viendrait à prendre le contrôle de Veolia Environnement. De même, EDF SA a accordé à Veolia Environnement une option d'achat sur la totalité de ses titres Dalkia dans l'hypothèse où le statut d'EDF SA serait modifié et où un concurrent de Veolia Environnement, agissant seul ou de concert, viendrait à prendre le contrôle d'EDF SA. À défaut d'accord entre les parties sur le prix de cession des titres, celui-ci serait fixé à dire d'expert.

## 22.5.2 Autres engagements liés aux investissements

Il s'agit principalement de garanties d'investissement données par Dalkia International (66 millions d'euros), EnBW (71 millions d'euros) et par ECW (25 millions d'euros).

Par ailleurs, le Groupe EDF, via ses filiales EDF Énergies Nouvelles, TIRU, et Dalkia International ont reçu divers engagements pour 64 millions d'euros.

## Note 23 Stocks

La valeur comptable des stocks répartie par catégorie de stocks est la suivante :

(en millions d'euros)

	Combustibles nucléaires	Autres combustibles	Autres matières premières	En cours de production de biens et services	Autres stocks	Total stocks
Valeur brute	5 312	565	916	153	148	7 094
Provisions	(213)	(5)	(158)	(23)	-	(399)
<b>Valeur nette au 31.12.2005</b>	<b>5 099</b>	<b>560</b>	<b>758</b>	<b>130</b>	<b>148</b>	<b>6 695</b>
Valeur brute	5 363	724	1 059	358	342	7 846
Provisions	(218)	(4)	(169)	(24)	-	(415)
<b>VALEUR NETTE AU 31.12.2006</b>	<b>5 145</b>	<b>720</b>	<b>890</b>	<b>334</b>	<b>342</b>	<b>7 431</b>

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustibles nucléaires pour un montant de 3 884 millions d'euros.

## Note 24 Clients et comptes rattachés

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants :

(en millions d'euros)

	31.12.2006	31.12.2005
Clients et comptes rattachés excluant EDF Trading - valeur brute	14 815	15 257
Clients et comptes rattachés de EDF Trading - valeur brute	1 303	1 480
Provisions	(402)	(630)
<b>CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS - VALEUR NETTE</b>	<b>15 716</b>	<b>16 107</b>

Les échéances des clients et comptes rattachés sont majoritairement à moins d'un an.

## Note 25 Autres débiteurs

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

(en millions d'euros)

	Comptes courants d'exploitation	Charges constatées d'avance	Autres créances	Autres débiteurs
Valeurs brutes au 31.12.2005	262	794	3 604	4 660
Provisions au 31.12.2005	(13)	-	(26)	(39)
<b>Valeurs nettes au 31.12.2005</b>	<b>249</b>	<b>794</b>	<b>3 578</b>	<b>4 621</b>
Valeurs brutes au 31.12.2006	240	543	3 480	4 263
Provisions au 31.12.2006	(17)	-	(20)	(37)
<b>VALEURS NETTES AU 31.12.2006</b>	<b>223</b>	<b>543</b>	<b>3 460</b>	<b>4 226</b>

Le poste « Autres créances » comprend essentiellement des créances envers l'État et les collectivités publiques.

Les échéances des autres débiteurs sont majoritairement à moins d'un an.

## Note 26 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 :

(en millions d'euros)	31.12.2006	31.12.2005
Disponibilités	1 265	1 060
Équivalents de trésorerie	1 806	5 813
Comptes courants financiers	237	347
<b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE</b>	<b>3 308</b>	<b>7 220</b>

À fin décembre 2005, cette rubrique intégrait le placement temporaire de l'augmentation de capital, à hauteur de 5 milliards d'euros. Les fonds correspondants ont été placés en 2006 sur des supports de maturité plus longue qui figurent en actifs liquides au sein des actifs financiers disponibles à la vente.

## Note 27 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente

Au 31 décembre 2006, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente concernent principalement les sociétés Serene (Groupe Edison) et deux entités du Groupe EnBW.

(en millions d'euros)	31.12.2006	31.12.2005
	Total	Total
<b>Actifs détenus en vue de leur vente :</b>	<b>140</b>	<b>728</b>
Actifs immobilisés	81	558
Autres actifs non courants	18	38
Actifs courants (hors trésorerie)	31	103
Trésorerie	10	29
<b>Passifs détenus en vue de leur vente :</b>	<b>116</b>	<b>592</b>
Passifs financiers non courants	-	391
Autres passifs non courants	64	28
Passifs financiers courants	26	72
Autres passifs courants	26	101

<b>28.1</b>	<b>CAPITAL SOCIAL</b>	<b>66</b>
<b>28.2</b>	<b>ACTIONS PROPRES</b>	<b>66</b>
<b>28.3</b>	<b>DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES</b>	<b>67</b>
<b>28.4</b>	<b>RÉSULTAT NET ET RÉSULTAT NET DILUÉ PAR ACTION</b>	<b>67</b>

## ➔ 28.1 - CAPITAL SOCIAL

Le capital social de la Société a évolué comme suit :

(en euros)

	Nombre d'actions	Valeur nominale	Capital social
<b>Capital social au 01.01.2005</b>	<b>1 625 800 000</b>	<b>5</b>	<b>8 129 000 000</b>
Réduction de la valeur nominale	1 625 800 000	(4,5)	(7 316 100 000)
<b>Capital social après réduction</b>	<b>1 625 800 000</b>	<b>0,5</b>	<b>812 900 000</b>
Souscription d'actions nouvelles dans le cadre du placement global garanti	58 239 399	0,5	29 119 700
Souscriptions d'actions nouvelles dans le cadre de l'offre à prix ouvert	129 629 629	0,5	64 814 815
Exercice des bons de souscription d'actions au titre de l'option de sur-allocation	8 502 062	0,5	4 251 031
<b>Augmentations de capital</b>	<b>196 371 090</b>	<b>0,5</b>	<b>98 185 545</b>
<b>CAPITAL SOCIAL AUX 31.12.2005 ET 31.12.2006</b>	<b>1 822 171 090</b>	<b>0,5</b>	<b>911 085 545</b>

Le 27 octobre 2005, le Conseil d'administration a fait usage de l'autorisation qui lui avait été donnée par l'Assemblée générale extraordinaire du 31 août et a réduit le capital social.

Le 18 novembre 2005, le Conseil d'administration a constaté les augmentations de capital portant le capital social de 812 900 000 à 906 834 514 euros.

Le 20 décembre 2005, les banques ont exercé l'option de sur-allocation. Le capital a ainsi été porté à 911 085 545 euros.

Les frais externes directement liés aux augmentations de capital se sont élevés à 219 millions d'euros (142 millions d'euros net d'impôt). Ils ont été imputés sur la prime d'émission.

Au 31 décembre 2005, 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 0,50 euro chacune, détenues à 87,3 % par l'État français, 10,8 % par le public (institutionnels et particuliers) et 1,9 % par les salariés et anciens salariés du Groupe.

Le capital social d'EDF SA n'a pas évolué au cours de l'exercice 2006 et s'élève à 911 085 545 euros, divisé en 1 822 171 090 actions ordinaires d'un nominal de 0,50 euro chacune.

## ➔ 28.2 - 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 de 18 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), 1 796 568 actions ont été achetées en 2006 pour un montant total de 74 millions d'euros et 1 761 825 actions ont été vendues pour un montant total de 74 millions d'euros.

Au 31 décembre 2006, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés représentent 34 743 actions pour une valeur de 1 million d'euros.

## ➔ 28.3 - DISTRIBUTION DE DIVIDENDES

L'Assemblée générale des actionnaires du 9 juin 2006 a décidé une distribution de dividendes pour un montant de 1 439 millions d'euros correspondant à 0,79 euro par action, mis en paiement le 20 juin 2006.

## ➔ 28.4 - 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 2006, les instruments dilutifs existant au sein du Groupe sont les warrants Edison. Sur les 1 018 616 924 warrants en

circulation, le Groupe EDF en détient 386 555 817. Le Groupe Tassara a exercé en janvier 2007 les warrants qu'il détenait sur Edison.

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'analyse comme suit :

	2006	2005
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	5 605	3 230
Effet des instruments dilutifs	(6)	-
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action dilué (en millions d'euros)	5 599	3 230
<b>Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au 31 décembre</b>	<b>1 822 070 091</b>	<b>1 648 188 742</b>
Effet des instruments dilutifs de EDF SA	-	-
<b>Nombre moyen pondéré d'actions en circulation - dilué au 31 décembre</b>	<b>1 822 070 091</b>	<b>1 648 188 742</b>
<b>Résultats par action :</b>		
<b>RÉSULTAT DE BASE PAR ACTION</b>	<b>3,08</b>	<b>1,96</b>
<b>RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION</b>	<b>3,07</b>	<b>1,96</b>

## Note 29 Provisions

<b>29.1</b>	<b>RÉPARTITION COURANT / NON COURANT DES PROVISIONS</b>	<b>67</b>
<b>29.2</b>	<b>PROVISIONS POUR FIN DE CYCLE DU COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE</b>	<b>68</b>
<b>29.3</b>	<b>PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET POUR DERNIERS CŒURS</b>	<b>69</b>
<b>29.4</b>	<b>SÉCURISATION DU FINANCEMENT DES OBLIGATIONS DE LONG TERME</b>	<b>71</b>
<b>29.5</b>	<b>AVANTAGES DU PERSONNEL</b>	<b>71</b>
<b>29.6</b>	<b>AUTRES PROVISIONS</b>	<b>75</b>

## ➔ 29.1 - RÉPARTITION COURANT / NON COURANT DES PROVISIONS

Pour assurer la comparabilité, la répartition entre la part non-courante et la part courante des provisions est présentée au 1<sup>er</sup> janvier 2005, c'est-à-dire après prise en compte des effets de l'application des normes IAS 32 et 39 :

(en millions d'euros)

	31.12.2006			31.12.2005		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire	745	14 636	15 381	834	13 918	14 752
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	218	13 606	13 824	229	12 907	13 136
Provisions pour avantages du personnel	1 551	12 377	13 928	1 601	12 971	14 572
Autres provisions	1 504	2 505	4 009	1 411	2 178	3 589
<b>PROVISIONS</b>	<b>4 018</b>	<b>43 124</b>	<b>47 142</b>	<b>4 075</b>	<b>41 974</b>	<b>46 049</b>



## ➔ 29.2 - PROVISIONS POUR FIN DE CYCLE DU COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE

Les variations des provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire se répartissent comme suit :

- 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 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
<b>PROVISIONS POUR FIN DE CYCLE DU COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE</b>	<b>14 752</b>	<b>1 697</b>	<b>(760)</b>	<b>(308)</b>	<b>-</b>	<b>15 381</b>

Au 31 décembre 2006, les provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire concernent :

- EDF SA pour 14 602 millions d'euros (13 887 millions d'euros au 31 décembre 2005)
- et les filiales pour 779 millions d'euros (865 millions d'euros au 31 décembre 2005).

- au 31 décembre 2005 :

(en millions d'euros)

	01.01.2005	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31.12.2005
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
Provisions pour retraitement du combustible nucléaire	10 408	1 056	(624)	(13)	(491)	10 336
Provisions pour évacuation et stockage	3 904	288	(102)	(126)	452	4 416
<b>PROVISIONS POUR FIN DE CYCLE DU COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE</b>	<b>14 312</b>	<b>1 344</b>	<b>(726)</b>	<b>(139)</b>	<b>(39)</b>	<b>14 752</b>

### 29.2.1 Provisions pour retraitement du combustible nucléaire d'EDF SA

Pour EDF SA, cette provision couvre principalement les prestations suivantes :

- le transport des centres de production à l'usine AREVA de La Hague, la réception, l'entreposage et le traitement du combustible irradié issu des différentes filières (dont le conditionnement des déchets et leur entreposage),
- l'oxydation et l'entreposage de l'uranium de retraitement non recyclé,
- la reprise et le conditionnement des déchets anciens issus du site de La Hague,
- la participation à la mise à l'arrêt définitif et au démantèlement des installations de retraitement de La Hague.

Les coûts correspondants, évalués aux conditions économiques de décembre 2006, se montent à 15 413 millions d'euros (17 198 millions d'euros au 31 décembre 2005). Répartis selon l'échéancier prévisionnel de décaissements et prenant en compte un taux d'inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 %, ils ont été provisionnés en valeur actualisée au 31 décembre 2006 pour un montant de 10 202 millions d'euros (9 993 millions d'euros au 31 décembre 2005).

L'évaluation de cette provision est basée 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.

En ce qui concerne le retraitement du combustible de Creys-Malville, la provision est fondée sur l'option d'un retraitement de l'ensemble du combustible appartenant à EDF dans des installations spécialement aménagées et qualifiées à cet effet, après un entreposage de longue durée sur le site de Creys-Malville.

En ce qui concerne la reprise et le conditionnement des déchets anciens issus du retraitement à La Hague, la mise à l'arrêt définitif et le démantèlement des installations de La Hague, les obligations d'EDF sont provisionnées sur la base d'hypothèses partagées avec AREVA. La variation des coûts évalués aux conditions économiques de décembre 2006 par rapport à décembre 2005 prend en compte le paiement à court terme d'une soule libératoire à AREVA selon des modalités qui restent à fixer en lieu et place d'un calendrier d'opérations à long terme.

Enfin, EDF, AREVA et le Commissariat à l'énergie atomique (CEA) ont conclu courant décembre 2004 un accord par lequel le CEA a repris la maîtrise d'ouvrage et le financement des opérations de mise à l'arrêt définitif, de démantèlement des installations ainsi que de reprise et de conditionnement des déchets de l'usine de retraitement UP1 de Marcoule. En contrepartie, EDF a versé au CEA une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant leur coût de transport et de stockage. Le règlement au CEA s'est échelonné de fin 2004 à janvier 2006.

### 29.2.2 Provision pour évacuation et stockage des déchets radioactifs d'EDF SA

Cette provision concerne les dépenses relatives à :

- la surveillance du Centre de stockage de la Manche, ainsi que la couverture et la surveillance du Centre de l'Aube, qui reçoivent les déchets de faible activité à vie courte issus de la maintenance des centrales et de la déconstruction,
- l'évacuation et le stockage en sub-surface des déchets de faible activité à vie longue, ainsi que les études associées,
- la gestion à long terme des déchets de haute et moyenne activité à vie longue (HA-MAVL relevant de la loi du 28 juin 2006) produits à La Hague et Marcoule (pour la part revenant à EDF).

Les coûts correspondants, évalués aux conditions économiques de décembre 2006, se montent à 12 554 millions d'euros au 31 décembre 2006 (11 498 millions d'euros au 31 décembre 2005). Compte-tenu de l'échéancier prévisionnel de décaissements, d'un taux d'inflation de 2 %, et d'un taux d'actualisation de 5 %, ils ont été provisionnés en valeur actualisée à fin décembre 2006 pour un montant de 4 400 millions d'euros (3 894 millions d'euros au 31 décembre 2005).

Les volumes de déchets donnant lieu à provisions incluent d'une part les déchets existants, d'autre part l'ensemble des déchets à conditionner (tels qu'obtenus après traitement à La Hague du combustible usé) correspondant à la totalité des combustibles irradiés au 31 décembre 2006.

La gestion des déchets de haute et moyenne activité à vie longue (HA-MAVL) issus du traitement des combustibles usés d'EDF constitue la part la plus importante de la provision pour évacuation et stockage

des déchets radioactifs. EDF a historiquement fondé son évaluation des charges futures relatives à la gestion à long terme de ces déchets sur l'hypothèse de la mise en œuvre d'un stockage géologique.

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.

Les dispositions de la loi de programme n° 2006-739 du 28 juin 2006, relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs (voir note 5.1.1.3) confortent EDF dans l'hypothèse retenue d'un stockage géologique, sur laquelle sont fondées les provisions comptabilisées.

À partir des prescriptions de la loi et des informations disponibles au 31 décembre 2006, EDF a révisé ses provisions pour prendre en compte notamment les nouveaux délais fixés par la loi et les obligations liées aux études et recherches de l'Andra et aux actions d'accompagnement territorial, soit une révision à la hausse de ces provisions pour 373 millions d'euros.

### 29.2.3 Provisions pour fin de cycle des combustibles nucléaires des filiales

Ces provisions qui s'élèvent à 779 millions d'euros au 31 décembre 2006 (865 millions d'euros au 31 décembre 2005) comprennent essentiellement l'élimination des combustibles irradiés et des déchets radioactifs du Groupe EnBW.

Depuis le 1<sup>er</sup> 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 %.

## ➔ 29.3 - PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET POUR DERNIERS CŒURS

Les variations des provisions pour déconstruction et pour dépréciation des derniers cœurs se répartissent comme suit :

### 29.3.1 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 déconstruction des centrales	11 518	632	(150)	(28)	167	12 139
Provisions pour derniers cœurs	1 618	81	-	(14)	-	1 685
<b>PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS</b>	<b>13 136</b>	<b>713</b>	<b>(150)</b>	<b>(42)</b>	<b>167</b>	<b>13 824</b>

Au 31 décembre 2006, les provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs concernent :

- EDF SA pour 12 301 millions d'euros (11 831 millions d'euros au 31 décembre 2005),
- les filiales pour 1 523 millions d'euros (1 305 millions d'euros au 31 décembre 2005).

## 29.3.2 Au 31 décembre 2005 :

(en millions d'euros)

	01.01.2005	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31.12.2005
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
Provisions pour déconstruction des centrales	10 997	580	(161)	(12)	114	11 518
Provisions pour derniers cœurs	1 641	81	-	(99)	(5)	1 618
<b>PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS</b>	<b>12 638</b>	<b>661</b>	<b>(161)</b>	<b>(111)</b>	<b>109</b>	<b>13 136</b>

## 29.3.3 Provisions pour déconstruction des centrales d'EDF SA

En ce qui concerne EDF SA, cette rubrique concerne la déconstruction :

- des centrales nucléaires filière REP en exploitation et des centrales nucléaires arrêtées définitivement,
- des centrales thermiques à flamme.

Les coûts correspondants, évalués aux conditions économiques de décembre 2006, se montent à 21 613 millions d'euros (21 279 millions d'euros au 31 décembre 2005). Répartis selon l'échéancier prévisionnel de décaissements et prenant en compte un taux d'inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 %, les coûts de l'ensemble des centrales ont été provisionnés en valeur actualisée au 31 décembre 2006 pour 10 646 millions d'euros (10 248 millions d'euros au 31 décembre 2005).

### 29.3.3.1 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires d'EDF SA

- Pour les centrales en exploitation (filiale REP paliers 900 MW, 1 300 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 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 soient remis en état et que les terrains puissent être réutilisés.

L'intégralité de la valeur actuelle de l'engagement pour déconstruction des centrales nucléaires est provisionnée. L'estimation de l'échéancier des décaissements prévisionnels s'appuie sur le plan de déconstruction élaboré par les experts de l'entreprise 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.

Un actif est créé en contrepartie de la provision selon les principes comptables exposés en note 2.11.

En application du principe de non-compensation des actifs et des passifs pour l'estimation des provisions pour risques et charges, 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 la centrale de Creys-Malville), la provision est évaluée à partir du coût des travaux déjà réalisés, d'études, de devis et d'une inter-comparaison réalisée par l'entreprise. Les décaissements envisagés ont été inflatés en fonction des échéanciers établis en interne et actualisés.
- Les coûts de déconstruction des centrales de Phénix et de Brennilis sont également provisionnés pour la part EDF et figurent sous cette rubrique.

### 29.3.3.2 Provisions pour déconstruction des centrales thermiques à flamme d'EDF SA

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.

### 29.3.4 Provisions pour déconstruction des centrales des filiales

Les obligations de déconstruction des centrales des filiales concernent les centrales classiques en Europe mais aussi le parc de centrales nucléaires d'EnBW. Pour ces dernières, 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 démantèlement direct des installations.

### 29.3.5 Provision pour derniers cœurs

Pour EDF SA, 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 2006,
- 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 2006 pour les provisions relatives au retraitement du combustible usé et à l'évacuation et au stockage des déchets.

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.

Les coûts correspondants, évalués aux conditions économiques de décembre 2006, se montent à 3 477 millions d'euros au 31 décembre 2006 (3 419 millions d'euros au 31 décembre 2005). Répartis selon l'échéancier prévisionnel de décaissements et prenant en compte un taux d'inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 %, ils ont été provisionnés en valeur actualisée à fin décembre 2006 pour un montant de 1 669 millions d'euros (1 597 millions d'euros au 31 décembre 2005).

## ➔ 29.4 - SÉCURISATION DU FINANCEMENT DES OBLIGATIONS DE LONG TERME

Pour sécuriser le financement des obligations de long terme, dans le cadre de l'ouverture progressive des marchés de l'électricité, EDF SA a mis en place progressivement dans les années passées un portefeuille d'actifs réservés au nucléaire 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 (voir note 29.2.2).

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 soit, fin 2010, au niveau de celui des provisions concernées.

Ces dispositions sont maintenant rendues obligatoires pour EDF avec la loi de programme 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.

Au 31 décembre 2006, la juste valeur de ce portefeuille s'élève à 6 257 millions d'euros.

## ➔ 29.5 - AVANTAGES DU PERSONNEL

### 29.5.1 Variation des provisions

Les variations des provisions pour avantages du personnel se répartissent comme suit au cours des deux derniers exercices :

#### 29.5.1.1 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 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
<b>PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL</b>	<b>14 572</b>	<b>1 619</b>	<b>(1 554)</b>	<b>(328)</b>	<b>(380)</b>	<b>13 928</b>

## Comptes consolidés

(en millions d'euros)

	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Reste de l'Europe	Reste du monde	Total
<b>Provisions au 31.12.2005</b>	<b>11 748</b>	<b>478</b>	<b>1 790</b>	<b>63</b>	<b>171</b>	<b>322</b>	<b>14 572</b>
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)
<b>PROVISIONS AU 31.12.2006</b>	<b>11 444</b>	<b>390</b>	<b>1 856</b>	<b>59</b>	<b>179</b>	<b>-</b>	<b>13 928</b>

### 29.5.1.2 Au 31 décembre 2005 :

(en millions d'euros)

	31.12.2004	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31.12.2005
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi	14 135	1 526	(1 530)	-	36	14 167
Provisions autres avantages à long terme du personnel	369	79	(54)	(2)	13	405
<b>PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL</b>	<b>14 504</b>	<b>1 605</b>	<b>(1 584)</b>	<b>(2)</b>	<b>49</b>	<b>14 572</b>

(en millions d'euros)

	France	Royaume-Uni	Allemagne	Reste de l'Europe	Reste du monde	Total
<b>Provisions au 31.12.2004</b>	<b>11 768</b>	<b>506</b>	<b>1 871</b>	<b>116</b>	<b>243</b>	<b>14 504</b>
Utilisation	(1 413)	(113)	(88)	(6)	(20)	(1 640)
Modification de périmètre	-	-	(90)	38	-	(52)
Dotations nettes	1 350	58	133	29	31	1 601
Autres	43	27	(36)	57	68	159
<b>PROVISIONS AU 31.12.2005</b>	<b>11 748</b>	<b>478</b>	<b>1 790</b>	<b>234</b>	<b>322</b>	<b>14 572</b>

La variation des provisions depuis le 31 décembre 2005 résulte de l'évolution des droits acquis, de l'actualisation financière du passif, des versements effectués aux fonds externalisés et aux prestations versées ainsi que de la sortie des passifs sociaux de Light suite à la cession de la société et de la reprise des provisions pour complément épargne retraite consécutive à la non-reconduction du dispositif en France.

### 29.5.2 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi

#### 29.5.2.1 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 3,74 milliards d'euros au 31 décembre 2006 (3,7 milliards d'euros au 31 décembre 2005).

Les écarts actuariels non amortis concernent ces mêmes filiales.

#### 29.5.2.2 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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 CNIÉG qui sont à la charge de l'entreprise, la CNIÉG assurant la gestion et le versement des pensions auprès des inactifs.

Le montant de la provision pour retraite s'élève à 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)	31.12.2006	31.12.2005
Avantages en nature énergie	1 073	1 044
Indemnités de fin de carrière	8	16
Complément exceptionnel de retraite	-	328
Indemnités de secours immédiat	255	246
Indemnités de congés exceptionnels	177	175
Rentes accidents du travail et maladies professionnelles des agents en inactivité	-	669
Autres	65	71
<b>PROVISIONS POUR AUTRES AVANTAGES DU PERSONNEL POSTÉRIEURS À L'EMPLOI</b>	<b>1 578</b>	<b>2 549</b>

La variation entre les 31 décembre 2006 et 2005 provient notamment du reclassement dans les provisions pour avantages à long terme du personnel des rentes accidents du travail et maladies professionnelles des agents en inactivité (669 millions d'euros) et de la reprise en totalité de la provision constituée au titre du complément exceptionnel de retraite.

– 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. 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.

– Le complément exceptionnel de retraite

Le complément exceptionnel de retraite était une allocation complémentaire versée annuellement aux retraités et à leurs ayants droit. Régi par un accord spécifique signé par certaines entreprises de la branche, il n'était donc pas dicté par le statut national du personnel des Industries électriques et gazières, mais résultait de décisions des présidents d'EDF et de Gaz de France, reconduites depuis 1987 et publiées tous les 3 ans.

Cette décision n'ayant pas été reconduite en 2006, le Groupe a repris la totalité de la provision correspondante.

– 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 bénévole 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 fin d'études, les indemnités de mise à la retraite ainsi que le régime de retraite du personnel détaché au sein de sociétés du Groupe.

### 29.5.3 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 992 millions d'euros au 31 décembre 2006 (278 millions d'euros au 31 décembre 2005) et comprennent :

- les 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. 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 ;
- les médailles du travail ;
- les rentes d'invalidité ;
- l'aide bénévole amiante.

La variation provient du reclassement en 2006 des rentes accidents du travail et maladies professionnelles des inactifs en avantages à long terme.

## 29.5.4 Variation de la valeur actualisée de l'obligation et des actifs de couverture

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 :

(en %)	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie
Taux d'actualisation des obligations	4,25	5,2	4,5	4,5
Taux de rendement attendu des actifs sur retraites	3,69	6,0	5,5	na
Taux d'augmentation des salaires	2,0 <sup>(1)</sup>	4,1	3,0	3,5

(1) Hors inflation.

Le taux d'actualisation retenu pour la France s'élève à 4,25 % au 31 décembre 2006, identique à celui du 31 décembre 2005. Le passage du taux d'actualisation de 5 % au 31 décembre 2004 à 4,25 % est la principale source de l'écart actuariel non amorti de 2 078 millions d'euros au 31 décembre 2006.

### 29.5.4.1 Variation de la valeur actualisée de l'obligation

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Reste de l'Europe	Reste du monde	Total
<b>Engagements au 01.01.2006</b>	<b>18 748</b>	<b>3 859</b>	<b>2 145</b>	<b>63</b>	<b>254</b>	<b>650</b>	<b>25 719</b>
Coût des services rendus	599	62	32	3	18	-	714
Charges d'intérêt	799	179	89	2	11	17	1 097
Pertes et gains actuariels	150	(9)	(47)	(1)	1	-	95
Réduction ou liquidation de régime	(340)	-	-	-	1	-	(339)
Prestations versées	(817)	(133)	(94)	-	(15)	-	(1 060)
Écart de change et autres	(11)	97	5	(7)	24	(667)	(559)
<b>ENGAGEMENTS AU 31.12.2006</b>	<b>19 128</b>	<b>4 055</b>	<b>2 130</b>	<b>60</b>	<b>294</b>	<b>-</b>	<b>25 667</b>
- Valeur actuelle des actifs investis	(5 606)	(3 590)	(49)	(1)	(100)	-	(9 346)
- Écarts actuariels non reconnus	(2 078)	(100)	(230)	-	(17)	-	(2 425)
<b>PASSIF NET AU TITRE DES RÉGIMES À PRESTATIONS DÉFINIES</b>	<b>11 444</b>	<b>365</b>	<b>1 851</b>	<b>59</b>	<b>177</b>	<b>-</b>	<b>13 896</b>
<b>dont:</b>							
- Provision pour avantages du personnel	<b>11 444</b>	<b>390</b>	<b>1 856</b>	<b>59</b>	<b>179</b>	<b>-</b>	<b>13 928</b>
- Actifs de retraite	<b>-</b>	<b>(25)</b>	<b>(5)</b>	<b>-</b>	<b>(2)</b>	<b>-</b>	<b>(32)</b>

Pour EDF SA, le montant de l'écart d'expérience s'élève à 574 millions d'euros.

### 29.5.4.2 Variation de la valeur actualisée des actifs de couverture

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Reste de l'Europe	Reste du monde	Total
<b>Juste valeur des actifs de couverture au 1<sup>er</sup> janvier 2006</b>	<b>(4 908)</b>	<b>(3 239)</b>	<b>(47)</b>	<b>(1)</b>	<b>(86)</b>	<b>(325)</b>	<b>(8 606)</b>
Rendement escompté des actifs	(131)	(218)	(2)	-	(6)	-	(357)
Primes nettes	(1 220)	(134)	-	-	(8)	-	(1 362)
Pertes et gains actuariels	(22)	(34)	1	-	1	-	(53)
Prestations payées par les actifs de couverture	675	133	3	-	-	-	810
Autres	-	(98)	(4)	-	(1)	325	222
<b>JUSTE VALEUR DES ACTIFS DE COUVERTURE AU 31 DÉCEMBRE 2006</b>	<b>(5 606)</b>	<b>(3 590)</b>	<b>(49)</b>	<b>(1)</b>	<b>(100)</b>	<b>-</b>	<b>(9 346)</b>

### 29.5.5 Décomposition de la valeur des actifs de couverture

Pour la France, ce poste comprend à hauteur de 5 606 millions d'euros 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'assurance.

À fin 2006, les placements se décomposent au sein des contrats :

- 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.

### 29.5.6 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

(en millions d'euros)

	31.12.2006	31.12.2005
Coût des services rendus de l'exercice	(714)	(768)
Charges d'intérêts (actualisation)	(1 097)	(1 147)
Rendement escompté des actifs de couverture	357	324
Pertes et gains actuariels comptabilisés	(151)	12
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	333	8
Coût des services passés	(1)	-
<b>CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME</b>	<b>(1 273)</b>	<b>(1 571)</b>

## ➔ 29.6 - AUTRES PROVISIONS

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

### 29.6.1 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 restructuration	44	3	(21)	(11)	(2)	13
Autres	3 339	1 477	(681)	(81)	(327)	3 727
<b>AUTRES PROVISIONS</b>	<b>3 589</b>	<b>1 637</b>	<b>(718)</b>	<b>(130)</b>	<b>(369)</b>	<b>4 009</b>

### 29.6.2 Au 31 décembre 2005 :

(en millions d'euros)

	01.01.2005 <sup>(1)</sup>	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31.12.2005
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
Provisions pour risques liés aux participations	33	1	(28)	-	9	15
Provisions pour risques fiscaux	105	5	(5)	-	86	191
Provisions pour restructuration	77	2	(34)	(3)	2	44
Autres	3 083	822	(391)	(190)	15	3 339
<b>AUTRES PROVISIONS</b>	<b>3 298</b>	<b>830</b>	<b>(458)</b>	<b>(193)</b>	<b>112</b>	<b>3 589</b>

(1) La différence entre le 31 décembre 2004 et le 1<sup>er</sup> janvier 2005 correspond aux reclassements effectués au titre de la mise en œuvre de la norme IAS 39 (cf. note 38).



## 29.6.3 Autres provisions

La rubrique « Autres provisions » inclut notamment :

- une provision de 470 millions d'euros constituée au 31 décembre 2006 pour faire face à la contribution qui sera mise à la charge d'EDF SA dans le cadre du dispositif de tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (voir note 2.2.7, 5.1.1.4 et 13) ;
- une provision de 333 millions d'euros dont l'objet est de couvrir la part supportée par EDF SA 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 352 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 ;
- une provision pour litige avec des organismes sociaux de 266 millions d'euros ;
- les provisions pour contrats onéreux à hauteur de 406 millions d'euros ;
- les provisions pour quotas d'émission de gaz à effet de serre à hauteur de 247 millions d'euros.

## 29.6.4 Passifs éventuels

### • Rejets de la centrale de Saint-Chamas dans l'étang de Berre

Depuis 1999, un syndicat professionnel a commencé une action judiciaire à l'encontre d'EDF du fait de l'exploitation de la centrale hydro-électrique de Saint-Chamas. La régularisation définitive de la situation de cette centrale est tributaire de l'issue des discussions entre le gouvernement français et la Commission européenne relatives aux modalités d'exécution d'un arrêt du 7 octobre 2005 de la Cour de justice des Communautés européennes (CJCE) ayant jugé que la France avait manqué aux obligations rendues nécessaires par l'application de la convention de Barcelone et du protocole d'Athènes. À cet égard, le gouvernement français a, début 2006, fait de nouvelles propositions complémentaires à la Commission européenne tendant à réduire de manière significative les rejets d'eau douce.

Le décret de modification du cahier des charges de la concession a été publié le 9 décembre 2006 et une nouvelle saisine de la CJCE semblerait actuellement écartée en attendant les résultats d'une phase d'expérimentation de quatre ans. 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.

### • 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.

- Contrat entre London Underground et le consortium Powerlink

EDF Energy détient une 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.

À la suite de difficultés d'exploitation pouvant conduire à des pénalités, voire à une résiliation du contrat, par London Underground Limited (LUL), des négociations ont été engagées entre les parties et se sont traduites par un projet d'accord de principe approuvé par le conseil de septembre 2006 du « Transport for London ». Selon cet accord, LUL ne devrait pas exercer son droit de résilier le contrat en cours.

### • 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.

L'audience est fixée au 24 mai 2007. Il est cependant vraisemblable que le juge fixera une première audience avant cette date afin de se prononcer sur la demande de mesures conservatoires demandées par ACEA.

### • 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 SA, au 31 décembre 2006, les droits acquis et non consommés au titre du DIF représentent plus de 6 millions d'heures.

## Note 30 Passifs spécifiques des concessions

La variation des passifs spécifiques des concessions s'analyse comme suit au 31 décembre 2006 :

(en millions d'euros)

	01.01.2005	Variation de la période	31.12.2005	Variation de la période	31.12.2006
Contre-valeur biens	33 167	1 362	34 529	336	34 865
Financement concessionnaire non amorti	(16 302)	(950)	(17 252)	187	(17 065)
<b>Droits sur biens existants - valeur nette</b>	<b>16 865</b>	<b>412</b>	<b>17 277</b>	<b>523</b>	<b>17 800</b>
Amortissement financement du concédant	6 401	397	6 798	566	7 364
Provision pour renouvellement	10 405	427	10 832	231	11 063
<b>Droits sur biens à renouveler</b>	<b>16 806</b>	<b>824</b>	<b>17 630</b>	<b>797</b>	<b>18 427</b>
<b>PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS</b>	<b>33 671</b>	<b>1 236</b>	<b>34 907</b>	<b>1 320</b>	<b>36 227</b>

## Note 31 Passifs financiers courants et non courants

<b>31.1</b>	RÉPARTITION COURANT / NON COURANT DES PASSIFS FINANCIERS	77
<b>31.2</b>	EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	78
<b>31.3</b>	ENDETTEMENT FINANCIER NET	80
<b>31.4</b>	ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET	80
<b>31.5</b>	GARANTIES SUR EMPRUNTS	81

### ➔ 31.1 - 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)

	31.12.2006			31.12.2005		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	19 462	8 680	28 142	23 319	6 399	29 718
Juste valeur négative des dérivés de transaction	-	5 960	5 960	-	5 269	5 269
Juste valeur négative des dérivés de couverture	521	470	991	192	265	457
<b>PASSIFS FINANCIERS</b>	<b>19 983</b>	<b>15 110</b>	<b>35 093</b>	<b>23 511</b>	<b>11 933</b>	<b>35 444</b>

## ➔ 31.2 - EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES

### 31.2.1 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
<b>01.01.2005</b>	<b>17 822</b>	<b>4 620</b>	<b>2 580</b>	<b>310</b>	<b>577</b>	<b>25 909</b>
Augmentations	306	1 530	995	1	368	3 200
Diminutions	(1 570)	(1 171)	(398)	(20)	(319)	(3 478)
Mouvements de périmètre	2 338	1 082	57	20	(51)	3 446
Écarts de conversion	536	372	81	-	27	1 016
Autres	(141)	(355)	137	48	(64)	(375)
<b>31.12.2005</b>	<b>19 291</b>	<b>6 078</b>	<b>3 452</b>	<b>359</b>	<b>538</b>	<b>29 718</b>
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)
<b>31.12.2006</b>	<b>18 428</b>	<b>4 728</b>	<b>4 073</b>	<b>365</b>	<b>548</b>	<b>28 142</b>

Les principales entités contributrices aux emprunts et dettes financières sont :

(en millions d'euros)

	31.12.2006	31.12.2005
EDF SA	10 447	10 017
EDF Energy	6 663	6 297
EnBW	2 460	2 278
Edison	2 369	2 825

Au 31 décembre 2006, les emprunts du Groupe dont le montant de l'émission est supérieur à 750 millions d'euros sont les suivants :

Type d'emprunt	Entité	Date d'émission	Échéance	Montant	Devise	Taux
Obligataire	EDF SA	1993	2008	987	EUR	6,3 %
Obligataire	EDF SA	1998	2009	1 996	EUR	5,0 %
Euro MTN	EDF SA	2000	2010	1 000	EUR	5,8 %
Euro MTN	EDF SA	2001	2016	1 100	EUR	5,5 %
Obligataire	EDF SA	2001	2031	650	GBP	5,9 %
Obligataire	IEB	2002	2007	1 272	EUR	4,9 %
Euro MTN	EDF SA	2003	2033	850	EUR	5,6 %
Obligataire	RTE	2006	2016	1 000	EUR	4,1 %

### 31.2.2 Échéancier 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
À moins d'un an	3 280	1 319	3 540	25	518	8 682
Entre un et cinq ans	5 839	1 443	236	187	-	7 705
À plus de cinq ans	9 309	1 966	297	153	30	11 755
<b>EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31.12.2006</b>	<b>18 428</b>	<b>4 728</b>	<b>4 073</b>	<b>365</b>	<b>548</b>	<b>28 142</b>

### 31.2.3 Ventilation des emprunts par devise

(en millions d'euros)

	31.12.2006			31.12.2005		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture <sup>(1)</sup>	Structure de la dette après couverture	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture <sup>1</sup>	Structure de la dette après couverture
Emprunts libellés en euros (EUR)	19 613	(3 284)	16 329	18 671	(3 150)	15 521
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	2 302	(334)	1 968	3 212	(627)	2 585
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	4 901	2 959	7 860	5 933	3 191	9 124
Emprunts libellés dans d'autres devises	1 326	659	1 985	1 902	586	2 488
<b>EMPRUNTS</b>	<b>28 142</b>	<b>-</b>	<b>28 142</b>	<b>29 718</b>	<b>-</b>	<b>29 718</b>

(1) Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.

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

(en millions d'euros)

	31.12.2006			31.12.2005 <sup>(1)</sup>		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette
Emprunts à taux fixe	21 509	(174)	21 335	21 687	(908)	20 779
Emprunts à taux variable	6 633	174	6 807	8 031	908	8 939
<b>EMPRUNTS</b>	<b>28 142</b>	<b>-</b>	<b>28 142</b>	<b>29 718</b>	<b>-</b>	<b>29 718</b>

(1) Hors dérivés Edison et TdE. Les dérivés de couverture de taux publiés par Edison et TdE s'élèvent à 1 269 millions d'euros au 31 décembre 2005 (quote-part EDF).

La répartition des emprunts par taux intègre l'effet des instruments dérivés de couverture et des dérivés détenus à des fins de transaction.

### 31.2.5 Lignes de crédit

Le Groupe dispose de lignes de crédit auprès de différentes banques pour un montant global de 9 816 millions d'euros au 31 décembre 2006 (9 465 millions d'euros au 31 décembre 2005).

(en millions d'euros)

	Total	Échéances		
		< 1 an	1-5 ans	> 5 ans
Lignes de crédit confirmées	9 816	2 619	6 002	1 195

### 31.2.6 Juste valeur des emprunts et dettes financières au 31 décembre 2006

(en millions d'euros)

	31.12.2006		31.12.2005	
	Juste valeur	Valeur nette comptable	Juste valeur <sup>(1)</sup>	Valeur nette comptable
<b>EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES</b>	<b>29 528</b>	<b>28 142</b>	<b>30 535</b>	<b>29 718</b>

(1) Montant corrigé par rapport au montant publié en 2005.

## ➔ 31.3 - 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)

	31.12.2006	31.12.2005
Emprunts et dettes financières	28 142	29 718
Dérivés de couvertures des dettes	237	240
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(3 308)	(7 220)
Actifs liquides	(10 154) <sup>(1)</sup>	(4 580) <sup>(2)</sup>
Dettes financières nettes des sociétés figurant dans les passifs non courants détenus en vue de la vente	15	434
<b>ENDETTEMENT FINANCIER NET</b>	<b>14 932</b>	<b>18 592</b>

(1) Dont actifs financiers disponibles à la vente pour 10 081 millions d'euros et actifs financiers à la juste valeur pour 73 millions d'euros.

(2) Dont actifs financiers disponibles à la vente pour 4 322 millions d'euros et actifs financiers à la juste valeur pour 258 millions d'euros.

## ➔ 31.4 - ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET

En 2006, l'évolution de l'endettement financier net intègre l'impact de la cession des activités réalisées au cours de l'exercice pour 2 416 millions d'euros ainsi que la dotation nette aux actifs dédiés pour 2 845 millions d'euros.

En 2005, il intégrait les effets de l'augmentation de capital d'EDF SA à hauteur de 6 350 millions d'euros et de la prise de contrôle d'Edison pour 7 083 millions d'euros correspondant aux montants décaissés dans le cadre de l'acquisition des titres IEB et de l'offre publique d'achat sur les titres Edison ainsi qu'à la quote-part de dette revenant à Edison.

(en millions d'euros)

	31.12.2006	31.12.2005 <sup>(1)</sup>
<b>Excédent brut d'exploitation</b>	<b>13 930</b>	<b>12 906</b>
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'excédent brut d'exploitation	138	(670)
Dividendes reçus des sociétés mises en équivalence	92	90
Variation du besoin en fonds de roulement net	654	1 371
Autres éléments	(75)	96
<b>Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation</b>	<b>14 739</b>	<b>13 793</b>
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(5 935)	(5 168)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	272	392
Frais financiers nets décaissés	(931)	(1 143)
Impôt sur le résultat payé	(1 462)	(392)
<b>Free cash flow</b>	<b>6 683</b>	<b>7 482</b>
Investissements financiers	(2 704)	(4 585)
Dividendes versés	(1 532)	(428)
Augmentation de capital et variation des autres fonds propres	-	6 350
Versement de la soulte retraite	-	(3 296)
Versement de la soulte démantèlement Marcoule	(551)	(523)
Autres variations	354	83
<b>Diminution de l'endettement financier net, hors effets de périmètre et de change</b>	<b>2 250</b>	<b>5 083</b>
Effet de la variation du périmètre	1 287	(2 314)
Effet de la variation des méthodes comptables sur endettement net	(1)	-
Effet de la variation de change	79	(830)
Autres variations non monétaires	45	(198)
<b>(Augmentation) / Diminution de l'endettement financier net</b>	<b>3 660</b>	<b>1 741</b>
<b>Endettement financier net à l'ouverture <sup>(1)</sup></b>	<b>18 592</b>	<b>20 333</b>
<b>ENDETTEMENT FINANCIER NET À LA CLÔTURE</b>	<b>14 932</b>	<b>18 592</b>

(1) Après prise en compte des effets de l'application des normes IAS 32 et 39 au 1<sup>er</sup> janvier 2005.

## ➔ 31.5 - GARANTIES SUR EMPRUNTS

Les éléments constitutifs des garanties sur emprunts du Groupe au 31 décembre 2006 sont les suivants :

(en millions d'euros)

	Total	Échéances		
		< 1 an	1-5 ans	> 5 ans
Sûretés réelles d'actifs	2 754	348	1 484	922
Garanties sur emprunts	718	257	260	201
Autres engagements liés au financement	371	132	185	54
<b>ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AU FINANCEMENT</b>	<b>3 843</b>	<b>737</b>	<b>1 929</b>	<b>1 177</b>
<b>ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AU FINANCEMENT (1)</b>	<b>423</b>	<b>275</b>	<b>120</b>	<b>28</b>

(1) Hors lignes de crédit (voir ci-dessus note 31.2.5).

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'élève à 2 754 millions d'euros.

Les garanties sur emprunts ont été données principalement par EDF SA, EDF International et Fenice.

Les engagements reçus liés au financement concernent principalement EDF SA et EDF Énergies Nouvelles.

## Note 32 Instruments dérivés

<b>32.1</b>	<b>INSTRUMENTS DÉRIVÉS ET COMPTABILITÉ DE COUVERTURE</b>	<b>82</b>
<b>32.2</b>	<b>INSTRUMENTS DÉRIVÉS NON COMPTABILISÉS EN COUVERTURE</b>	<b>84</b>

Le Groupe EDF, acteur dans le secteur de l'énergie et opérant dans un contexte international, est exposé au risque de taux, au risque de change et au risque de fluctuation des prix des matières premières.

Pour limiter et maîtriser ces risques, 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.

EDF Trading qui intervient sur les marchés organisés ou de gré à gré sur des instruments dérivés tels que les futures, forwards, swaps et options, a un engagement sur les marchés énergies qui est encadré au niveau Groupe par une limite de VAR (Value At Risk).

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 les flux de trésorerie du Groupe d'une période sur l'autre. Le Groupe a recours à l'utilisation des instruments dérivés dans diverses stratégies de couverture pour éliminer ou limiter ces risques.

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.

## 32.1 - INSTRUMENTS DÉRIVÉS ET COMPTABILITÉ DE COUVERTURE

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.

### 32.1.1 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 2006, la partie inefficace de la couverture de juste valeur représente un gain de 0,1 million 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.

### 32.1.2 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 2006 est une perte de 2 millions d'euros.

### 32.1.3 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.

Au 31 décembre 2006, le montant des variations de juste valeur sur la période de ces dérivés de couvertures d'investissements nets à l'étranger comptabilisées en capitaux propres s'élève à (84) millions d'euros (contre (108) millions d'euros au 31 décembre 2005).

### 32.1.4 Impact des dérivés de couverture en capitaux propres

En 2006, les impacts des dérivés de couverture enregistrés en capitaux propres sur la période, après impôts différés, s'élèvent à :

- 30 millions d'euros pour les dérivés de couverture de taux;
- (14) millions d'euros pour les dérivés de couverture de change;
- (1 080) millions d'euros pour les dérivés de couverture de matières premières.

Concernant les contrats de matières premières, les variations négatives de juste valeur s'expliquent principalement par :

- 165 millions d'euros sur les contrats de couverture d'électricité;
- 715 millions d'euros sur les contrats de couverture d'achat de gaz d'EDF Energy.

#### 32.1.4.1 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 31.12.2006				Notionnel au 31.12.2005 <sup>(1)</sup>				Juste valeur	
	< 1 an	1-5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1-5 ans	> 5 ans	Total	31.12.2006	31.12.2005
<b>Opérations sur taux d'intérêt</b>	<b>395</b>	-	-	<b>395</b>	-	-	-	-	-	-
Payeur fixe / receveur variable	316	361	814	1 491	49	234	532	815	19	(13)
Payeur variable / receveur fixe	659	670	497	1 826	193	770	671	1 634	15	37
<b>Swaps de taux</b>	<b>975</b>	<b>1 031</b>	<b>1 311</b>	<b>3 317</b>	<b>242</b>	<b>1 004</b>	<b>1 203</b>	<b>2 449</b>	<b>34</b>	<b>24</b>
<b>INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX</b>	<b>1 370</b>	<b>1 031</b>	<b>1 311</b>	<b>3 712</b>	<b>242</b>	<b>1 004</b>	<b>1 203</b>	<b>2 449</b>	<b>34</b>	<b>24</b>

(1) Hors dérivés Edison et TdE. Les dérivés de couverture de taux publiés par Edison et TdE s'élèvent à 1 269 millions d'euros au 31 décembre 2005 (quote-part EDF) qui présentaient une juste valeur de (12) millions d'euros.

La juste valeur des cross-currency swaps taux / change ne prend en compte que l'effet taux.

## 32.1.4.2 Dérivés de couverture de change

Les éléments constitutifs des dérivés de couverture de change sont les suivants :

- Au 31 décembre 2006 :

(en millions d'euros)

	Notionnel à recevoir au 31.12.2006				Notionnel à livrer au 31.12.2006				Juste valeur 31.12.2006
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	
Change à terme	2 415	3 070	-	5 485	1 144	1 859	1 398	4 401	52
Swaps	3 057	2 391	1 927	7 375	2 940	2 086	1 854	6 880	(101)
Options	172	-	-	172	172	-	-	172	-
<b>INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE</b>	<b>5 644</b>	<b>5 461</b>	<b>1 927</b>	<b>13 032</b>	<b>4 256</b>	<b>3 945</b>	<b>3 252</b>	<b>11 453</b>	<b>(49)</b>

La juste valeur des cross-currency swaps taux / change ne prend en compte que l'effet change.

- Au 31 décembre 2005 :

(en millions d'euros)

	Notionnel à recevoir au 31.12.2005				Notionnel à livrer au 31.12.2005				Juste valeur 31.12.2005
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	
Change à terme	574	673	-	1 247	439	399	-	838	3
Swaps	1 374	4 015	2 492	7 881	1 271	3 546	2 558	7 375	195
<b>INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE</b>	<b>1 948</b>	<b>4 688</b>	<b>2 492</b>	<b>9 128</b>	<b>1 710</b>	<b>3 945</b>	<b>2 558</b>	<b>8 213</b>	<b>198</b>

## 32.1.4.3 Dérivés de couverture de matières premières

La juste valeur avant impôt des dérivés de couverture de matières premières s'analyse comme suit :

(en millions d'euros)

	Unités de mesure	31.12.2006	31.12.2006	31.12.2005
		Notionnels nets	Juste valeur	Juste valeur
Swaps		-	(27)	(4)
Forwards/futures		44	(390)	(147)
<b>Électricité</b>	<b>TWh</b>	<b>44</b>	<b>(417)</b>	<b>(151)</b>
Forwards/futures		3 045	(584)	608
<b>Gaz</b>	<b>Millions de therms</b>	<b>3 045</b>	<b>(584)</b>	<b>608</b>
Swaps		(2 556)	(65)	-
<b>Produits pétroliers</b>	<b>Milliers de barils</b>	<b>(2 556)</b>	<b>(65)</b>	<b>-</b>
Swaps		2	10	(22)
Forwards/futures		-	-	(2)
Fret		4	(19)	-
<b>Charbon</b>	<b>Millions de tonnes</b>	<b>6</b>	<b>(9)</b>	<b>(24)</b>
Options		612	2	-
Forwards/futures		27 668	(137)	(1)
<b>CO<sub>2</sub></b>	<b>Milliers de tonnes</b>	<b>28 280</b>	<b>(135)</b>	<b>(1)</b>
<b>CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE</b>			<b>(1 210)</b>	<b>432</b>



## ➔ 32.2 - INSTRUMENTS DÉRIVÉS NON COMPTABILISÉS EN COUVERTURE

D'une manière générale, le Groupe a recours à des instruments dérivés pour couvrir les risques financiers auxquels il est exposé et non à des fins spéculatives.

Les instruments dérivés de taux d'intérêt et de change, 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 comptabilisés au compte de résultat.

Le Groupe effectue des opérations de négoce sur les marchés de gros de l'électricité, des combustibles fossiles principalement au travers de sa filiale EDF Trading. Les transactions spots ou à terme effectuées par EDF Trading sont réalisées par l'intermédiaire d'instruments tels que les contrats à terme comprenant la livraison physique d'une matière première, les contrats de swaps et des options ou autres accords contractuels.

Si EDF Trading est responsable de la maîtrise de son exposition aux risques marchés énergies, son engagement sur les marchés est toutefois encadré au niveau Groupe par une limite de 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, 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 plus le coût de remplacement des contrats. Un scénario d'augmentation maximale du coût de remplacement sur la durée résiduelle des contrats est prévu ;
- Gestion quotidienne des limites qui implique le suivi et le reporting de l'exposition globale ;
- Suivi journalier des garanties. 90 % de l'exposition crédit d'EDF Trading est sur des contreparties « investment grade ».

### 32.2.1 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 31.12.2006				Notionnel au 31.12.2005 <sup>(1)</sup>				Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31.12.2006	31.12.2005
Achats de CAP	293	609	-	902	-	168	-	168	3	-
Achats de FLOOR	125	-	-	125	-	-	-	-	1	-
Ventes de FLOOR	293	609	-	902	-	168	-	168	(1)	(1)
<b>Opérations sur taux d'intérêt</b>	<b>711</b>	<b>1 218</b>	<b>-</b>	<b>1 929</b>	<b>-</b>	<b>336</b>	<b>-</b>	<b>336</b>	<b>3</b>	<b>(1)</b>
Payeur fixe / receveur variable	3 584	100	1 930	5 614	2 575	-	1 872	4 447	(63)	(182)
Payeur variable / receveur fixe	921	554	1 657	3 132	1 474	-	1 872	3 346	74	263
Variable / variable	461	609	-	1 070	-	-	-	-	(5)	-
<b>Swaps de taux</b>	<b>4 966</b>	<b>1 263</b>	<b>3 587</b>	<b>9 816</b>	<b>4 049</b>	<b>-</b>	<b>3 744</b>	<b>7 793</b>	<b>6</b>	<b>81</b>
<b>INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION</b>	<b>5 677</b>	<b>2 481</b>	<b>3 587</b>	<b>11 745</b>	<b>4 049</b>	<b>336</b>	<b>3 744</b>	<b>8 129</b>	<b>9</b>	<b>80</b>

(1) Hors dérivés de taux Edison non qualifiés de couverture selon IAS 39 pour 3 204 millions d'euros et une juste valeur de (10) millions d'euros en quote-part EDF.

### 32.2.2 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 2006 :

(en millions d'euros)

	Notionnel à recevoir au 31.12.2006				Notionnel à livrer au 31.12.2006				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31.12.2006
Change à terme	1 851	107	-	1 958	1 777	67	-	1 844	(82)
Swaps	4 564	2 251	1 834	8 649	4 554	2 205	1 816	8 575	107
Dérivés incorporés de change	-	-	-	-	-	-	-	-	(44)
<b>INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION</b>	<b>6 415</b>	<b>2 358</b>	<b>1 834</b>	<b>10 607</b>	<b>6 331</b>	<b>2 272</b>	<b>1 816</b>	<b>10 419</b>	<b>(19)</b>

- Au 31 décembre 2005 :

(en millions d'euros)

	Notionnel à recevoir au 31.12.2005				Notionnel à livrer au 31.12.2005				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31.12.2005
Change à terme	1 249	795	56	2 100	1 201	756	48	2 005	(18)
Swaps	2 295	977	83	3 355	2 297	960	64	3 321	53
Dérivés incorporés de change	-	-	-	-	-	-	-	-	(41)
<b>INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION</b>	<b>3 544</b>	<b>1 772</b>	<b>139</b>	<b>5 455</b>	<b>3 498</b>	<b>1 716</b>	<b>112</b>	<b>5 326</b>	<b>(6)</b>

### 32.2.3 Dérivés actions

Les dérivés actions intègrent des warrants sur titres Edison d'un montant de 228 millions d'euros.

### 32.2.4 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	31.12.2006	31.12.2006	31.12.2005
		Notionnels nets	Juste valeur	Juste valeur
Swaps		(3)	(6)	5
Options		24	26	(9)
Forwards/futures		454	251	400
<b>Électricité</b>	<b>TWh</b>	<b>475</b>	<b>271</b>	<b>396</b>
Swaps		(40)	25	61
Options		4 387	170	951
Forwards/futures		21 585	(18)	(1 377)
<b>Gaz</b>	<b>Millions de therms</b>	<b>25 932</b>	<b>177</b>	<b>(365)</b>
Swaps		1 752	(11)	190
Options		3 150	10	48
Forwards/futures		2 766	(12)	12
<b>Produits pétroliers</b>	<b>Milliers de barils</b>	<b>7 668</b>	<b>(13)</b>	<b>250</b>
Swaps		(10)	(117)	118
Forwards/futures		76	79	(73)
Fret		24	81	(22)
<b>Charbon</b>	<b>Millions de tonnes</b>	<b>90</b>	<b>43</b>	<b>23</b>
Forwards/futures		25 001	(29)	9
<b>CO<sub>2</sub></b>	<b>Milliers de tonnes</b>	<b>25 001</b>	<b>(29)</b>	<b>9</b>
Forwards / futures			21	3
<b>Autres matières premières</b>			<b>21</b>	<b>3</b>
<b>Dérivés incorporés de matières</b>			<b>18</b>	<b>-</b>
<b>CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE</b>			<b>488</b>	<b>316</b>

## Note 33 Autres créiteurs

Les éléments constitutifs des autres créiteurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2006	31.12.2005
Avances et acomptes reçus	4 105	3 749
Dettes sur immobilisations	487	506
Dettes fiscales et sociales	5 231	5 364
Produits constatés d'avance	7 753	7 120
Autres dettes	3 409	3 201
<b>AUTRES CRÉDITEURS</b>	<b>20 985</b>	<b>19 940</b>
dont :		
- non courant	5 385	5 971
- courant	15 600	13 969

Au 31 décembre 2006, les produits constatés d'avance comprennent pour EDF SA les avances partenaires versées dans le cadre du financement des centrales nucléaires pour 3 077 millions d'euros et les tickets de raccordement pour 2 344 millions d'euros. La rubrique « Autres dettes » intègre les dettes relatives aux engagements de rachat d'intérêts minoritaires donnés pour 202 millions d'euros et aux options

d'achat et de vente relatives à l'acquisition de 10 % d'Edipower par Edison pour un montant de 128 millions d'euros ainsi que le paiement différé et le complément de prix sur les titres rachetés au Groupe Mouratoglou (203 millions d'euros) dans le cadre de l'introduction en Bourse d'EDF Énergies Nouvelles.

## Note 34 Contribution des co-entreprises

Le Groupe détient des intérêts dans des co-entreprises (voir note 39). 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 :

(en millions d'euros)	Pourcentage d'intégration	Actif courant	Actif non courant	Passif courant	Passif non courant	Chiffre d'affaires	Excédent brut d'exploitation
<b>Au 31 décembre 2006 :</b>							
EnBW	46,07 %	3 345	7 003	2 918	7 598	6 016	996
Edison	51,58 %	1 569	3 625	2 410	2 311	4 434	815
Autres	na	2 167	2 540	1 734	1 665	1 905	311
<b>TOTAL</b>		<b>7 081</b>	<b>13 168</b>	<b>7 062</b>	<b>11 574</b>	<b>12 355</b>	<b>2 122</b>
<b>Au 31 décembre 2005 :</b>							
EnBW	46,12 %	2 635	6 604	2 168	7 402	5 005	905
Edison	51,58 %	1 524	3 661	1 186	3 872	1 010	165
Autres	na	1 219	1 885	1 244	1 268	1 595	245
<b>Total</b>		<b>5 378</b>	<b>12 150</b>	<b>4 598</b>	<b>12 542</b>	<b>7 610</b>	<b>1 315</b>

<b>35.1</b>	<b>TRANSACTIONS AVEC LES SOCIÉTÉS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION</b>	<b>87</b>
<b>35.2</b>	<b>RELATIONS AVEC L'ÉTAT ET LES SOCIÉTÉS PARTICIPATIONS DE L'ÉTAT</b>	<b>87</b>
<b>35.3</b>	<b>RÉMUNÉRATION DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION</b>	<b>88</b>

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	
	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2006	31.12.2005
Chiffres d'affaires	128	110	313	291	481	585	922	986
Achats énergie	223	81	142	119	1 778	1 556	2 143	1 756
Achats externes	-	-	-	20	281	171	281	191
Actifs financiers	17	89	1	3	548	620	566	712
Autres actifs	109	33	21	18	402	511	532	562
Passifs financiers	27	64	1	1	83	-	111	65
Autres passifs	317	309	143	162	590	283	1 050	754

## → 35.1 - 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. Ce contrat peut néanmoins être résilié à compter de 2007.

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.

## → 35.2 - RELATIONS AVEC L'ÉTAT ET LES SOCIÉTÉS PARTICIPATIONS DE L'ÉTAT

### 35.2.1 Relations avec l'État

Depuis l'ouverture du capital de la société le 20 décembre 2005, l'État détient 87,3 % du capital d'EDF SA. 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 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.

### 35.2.2 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<sup>er</sup> 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, le comptage et la gestion de la clientèle non éligible.

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.

Par ailleurs, EDF et GDF disposent de trois autres services communs, également régis par des conventions :

- le Centre national d'expertise et des relations professionnelles, entité en charge de la gestion du personnel,
- la Délégation santé sécurité,
- la Direction informatique et télécommunications (DIT), en charge de certains systèmes d'information.

### 35.2.3 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 22.3.2.3.

## ➔ 35.3 - 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 2006 à ses dirigeants par EDF et les sociétés qu'elle contrôle s'élève à 4,1 millions d'euros. Cette rémunération recouvre les avantages court terme (salaires, part variable versée en 2006, 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 2006 a été évalué à 0,3 million d'euros.

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.

La rémunération attribuée en 2005 à ses dirigeants par EDF et les sociétés qu'elle contrôle s'élève à 3,7 millions d'euros au titre des avantages court terme (y compris charges sociales et jetons de présence).

Dans le cadre de l'ouverture du capital d'EDF en 2005, les dirigeants de l'entreprise ont pu bénéficier des avantages accordés aux salariés : rabais sur le prix des actions, attribution d'actions gratuites et abondement.

## Note 36 Environnement

### ➔ 36.1 - 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.

Au sein du Groupe EDF les sociétés concernées par l'application de cette directive sont : EDF SA, EnBW, EDF Energy, Edison, Fenice, Dalkia International et Dalkia Investissement, Bert, Demasz, Kogeneracja, Zielonagora, ECK, Rybnik et ECW.

En 2006, le Groupe a restitué 71 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2005.

Pour l'année 2006, le volume total des quotas alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élève à 83 millions de tonnes (50,7 millions de tonnes pour l'année 2005).

Au 31 décembre 2006, le volume des émissions s'élève à 87 millions de tonnes (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 247 millions d'euros.

Les quotas d'émission de gaz à effet de serre à recevoir au titre de l'année 2007 représentent 85 millions de tonnes, évalués à 557 millions d'euros au 31 décembre 2006.

## ➔ 36.2 - 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 30,4 TWh.

Au 31 décembre 2006, EDF SA, comme les autres filiales du Groupe ont engagé des actions pour satisfaire à l'obligation de production des certificats en fin de période et les premiers certificats ont été obtenus pour un montant de 0,3 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 37 Événements postérieurs à la clôture

### ➔ 37.1 - PARTENARIAT INDUSTRIEL ENTRE EDF SA ET LE CONSORTIUM EXELTIUM

EDF SA et le consortium Exeltium ont signé le 15 janvier 2007 un protocole d'accord relatif à l'achat d'électricité à long terme, avec plus de 350 TWh de fourniture répartis sur 24 années. Cet accord définit les conditions d'un partenariat industriel et commercial à long terme notamment en termes de volume, prix et partage des risques indus-

triels. Ce consortium regroupe des clients électro-intensifs qui représentent une soixantaine d'entreprises sur 160 sites en France. Le protocole sera présenté aux autorités européennes de la concurrence compétentes, avec l'objectif que les premières livraisons d'électricité soient effectives au cours du 2<sup>e</sup> trimestre 2007.

### ➔ 37.2 - ACCORD INDUSTRIEL ENTRE EDF SA ET POWEO

L'accord industriel de long terme signé avec Poweo porte sur la fourniture par EDF, pour une période allant de 2007 à 2021, de 160 MW d'électricité de base d'origine nucléaire à des conditions économiques qui reflètent le coût de développement d'un nouveau moyen de production nucléaire. En échange, Poweo mettra à la disposition

d'EDF, pour une même puissance et sur une même durée à compter de 2009, une partie de la capacité de production de sa future centrale thermique à cycle combiné gaz de Pont sur Sambre d'une puissance de 412 MW.

### ➔ 37.3 - LANCEMENT DU PROCESSUS DE CESSIION DES ACTIVITÉS AU MEXIQUE

EDF a annoncé le 7 février 2007 le lancement du processus de cession de ses activités au Mexique.

### ➔ 37.4 - EXERCICE DES WARRANTS EDISON

Le 1<sup>er</sup> février 2007, Edison a annoncé que 519 554 810 warrants avaient été exercés à un prix de souscription de 1 euro. En conséquence, Edison a encaissé 519,6 millions d'euros. Dans le cadre de

l'opération décrite ci-dessus, le Groupe EDF n'a pas exercé les warrants en sa possession.

<b>38.1</b>	<b>RAPPROCHEMENT ENTRE LE BILAN IFRS AU 31 DÉCEMBRE 2004 ET LE BILAN D'OUVERTURE AU 1<sup>ER</sup> JANVIER 2005</b>	<b>90</b>
<b>38.2</b>	<b>ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS</b>	<b>91</b>
<b>38.3</b>	<b>PASSIFS FINANCIERS</b>	<b>91</b>
<b>38.4</b>	<b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE</b>	<b>92</b>
<b>38.5</b>	<b>CAPITAUX PROPRES</b>	<b>92</b>

Les effets de la transition aux normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers au 1<sup>er</sup> janvier 2005, par rapport aux montants publiés en 2004, sont rappelés ci-après.

## ➔ 38.1 - RAPPROCHEMENT ENTRE LE BILAN IFRS AU 31 DÉCEMBRE 2004 ET LE BILAN D'OUVERTURE AU 1<sup>ER</sup> JANVIER 2005

<b>ACTIF</b> (en millions d'euros)	Notes	31.12.2004	Reclassement IAS 32/39	Évaluation IAS 32/39	01.01.2005
Écarts d'acquisition		5 371	-	-	5 371
Actifs incorporels		1 288	-	-	1 288
Immobilisations corporelles		97 645	-	-	97 645
Titres mis en équivalence		2 198	-	5	2 203
Actifs financiers non courants	38.2	7 434	13	671	8 118
Impôts différés		944	-	106	1 050
<b>Actif non courant</b>		<b>114 880</b>	<b>13</b>	<b>782</b>	<b>115 675</b>
Stocks		6 678	-	-	6 678
Clients et comptes rattachés	38.2	15 782	(2 051)	2	13 733
Actifs financiers courants	38.2	3 121	2 270	299	5 690
Autres débiteurs		5 920	(54)	(3)	5 863
Trésorerie et équivalents de trésorerie	38.4	3 150	678	(8)	3 820
<b>Actif courant</b>		<b>34 651</b>	<b>843</b>	<b>290</b>	<b>35 784</b>
<b>TOTAL DE L'ACTIF</b>		<b>149 531</b>	<b>856</b>	<b>1 072</b>	<b>151 459</b>

<b>PASSIF</b> (en millions d'euros)	Notes	31.12.2004	Reclassement IAS 32/39	Évaluation IAS 32/39	01.01.2005
Capital		8 129	-	-	8 129
Réserves et résultat consolidés		307	-	636	943
<b>Capitaux propres (part du Groupe)</b>	38.5	<b>8 436</b>	<b>-</b>	<b>636</b>	<b>9 072</b>
Intérêts minoritaires		899	-	(2)	897
<b>Capitaux propres</b>		<b>9 335</b>	<b>-</b>	<b>634</b>	<b>9 969</b>
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire		13 494	-	-	13 494
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		12 367	-	-	12 367
Provisions pour avantages du personnel		13 620	-	-	13 620
Autres provisions	38.3	1 999	(1 253)	-	746
Passifs spécifiques des concessions		33 694	-	-	33 694
Passifs financiers non courants	38.3	20 888	47	(299)	20 636
Autres créditeurs		6 479	(46)	5	6 438
Impôts différés		2 929	-	288	3 217
<b>Passif non courant</b>		<b>105 470</b>	<b>(1 252)</b>	<b>(6)</b>	<b>104 212</b>
Provisions		4 525	-	-	4 525
Fournisseurs et comptes rattachés	38.3	9 017	(2 346)	(8)	6 663
Passifs financiers courants	38.3	4 899	4 466	394	9 759
Dettes impôts courants		395	-	58	453
Autres créditeurs		15 890	(12)	-	15 878
<b>Passif courant</b>		<b>34 726</b>	<b>2 108</b>	<b>444</b>	<b>37 278</b>
<b>TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF</b>		<b>149 531</b>	<b>856</b>	<b>1 072</b>	<b>151 459</b>

## ➔ 38.2 - ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS

La rubrique « Actifs financiers courants et non courants » passe de 10 555 à 13 808 millions d'euros du fait de la norme IAS 39. Cette variation s'explique comme suit :

(en millions d'euros)

	31.12.2004	Reclassements IAS 39	Évaluation IAS 39 au 01.01.2005	01.01.2005
Titres de participations	1 304	(1 304)	-	-
TIAP	4 946	(4 946)	-	-
Autres titres immobilisés	182	(182)	-	-
Autres immobilisations financières	1 162	(1 162)	-	-
Actifs financiers à court terme	2 961	(2 961)	-	-
<b>Total actifs financiers à ventiler avant application de la norme IAS 39</b>	<b>10 555 <sup>(1)</sup></b>	<b>(10 555)</b>		
Actifs financiers disponibles à la vente	-	8 399	568	8 967
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	-	2 837	183	3 020
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	-	17	-	17
Prêts et créances financières	-	1 138	2	1 140
Juste valeur positive des dérivés de couverture	-	447	217	664
<b>ACTIFS FINANCIERS</b>	<b>10 555</b>	<b>2 283</b>	<b>970</b>	<b>13 808 <sup>(2)</sup></b>

(1) 7 434 millions d'euros de part non courante et 3 121 millions d'euros de part courante.

(2) 8 118 millions d'euros de part non courante et 5 690 millions d'euros de part courante.

Le solde des reclassements des actifs financiers selon les catégories d'IAS 39 s'élève à 2 283 millions d'euros et se décompose essentiellement en :

- 2 505 millions d'euros représentatifs de la juste valeur positive de dérivés de EDF Trading reclassés des créances clients en actifs financiers à la juste valeur ;
- (680) millions d'euros de valeurs mobilières de placement qui ont été re-qualifiées en équivalents de trésorerie.

L'impact de l'évaluation des actifs financiers selon IAS 39 est de 970 millions d'euros et se décompose de la manière suivante :

- 568 millions d'euros de revalorisation des actifs financiers disponibles à la vente : il s'agit de la différence entre la valeur de marché des actifs financiers disponibles à la vente et le coût historique des instruments financiers qui ont été classés dans cette catégorie ;

- 183 millions d'euros de revalorisation des instruments financiers classés en actifs financiers à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat, correspondant essentiellement à :

- la comptabilisation des options et warrants sur Edison pour 94 millions d'euros ;
- la juste valeur des autres dérivés de transaction pour environ 220 millions d'euros portant sur des contrats de matières premières qualifiés de dérivés au regard de la norme IAS 39 ;
- l'impact de l'élimination des contrats internes de matières premières à hauteur de (138) millions d'euros.

- 217 millions d'euros au titre de la juste valeur des dérivés de couverture dont la valorisation des instruments dérivés de couverture d'investissement net à l'étranger de la maison mère à hauteur de 174 millions d'euros.

## ➔ 38.3 - PASSIFS FINANCIERS

(en millions d'euros)

	31.12.2004	Reclassements IAS 39	Revalorisation IAS 39 au 01.01.2005	01.01.2005
Emprunts et dettes financières	25 787	418	(296)	25 909
Juste valeur négative des dérivés de transaction	-	3 688	216	3 904
Juste valeur négative des dérivés de couverture	-	407	175	582
<b>PASSIFS FINANCIERS</b>	<b>25 787 <sup>(1)</sup></b>	<b>4 513</b>	<b>95</b>	<b>30 395 <sup>(2)</sup></b>

(1) 20 888 millions d'euros de part non courante et 4 899 millions d'euros de part courante.

(2) 20 636 millions d'euros de part non courante et 9 759 millions d'euros de part courante.



Le solde des reclassements des passifs financiers s'élève à 4 513 millions d'euros et se décompose essentiellement en :

- 2 346 millions d'euros représentatifs de la juste valeur négative des dérivés de transaction de EDF Trading auparavant classés en dettes fournisseurs ;
- 1 227 millions d'euros au titre de la provision pour dépréciation des titres IEB et d'une provision pour risques sur les engagements de rachat d'actions relatifs aux options d'achat et de vente chez EDF SA reclassées en dérivés de transaction ;
- 454 millions d'euros relatifs à la titrisation des créances clients d'EDF Energy reclassés en dettes financières.

L'impact de l'évaluation des passifs financiers selon IAS 39 est de 95 millions d'euros et se décompose de la manière suivante :

- (296) millions d'euros au titre de la valorisation des dettes au coût amorti dont (206) millions d'euros concernant le prêt consenti par le Commissariat à l'énergie atomique (CEA) à EDF et relatif au financement initial de la centrale de Creys-Malville ;
- 216 millions d'euros de valorisation des dérivés de transaction dont les contrats de matières premières qualifiés de dérivés (28 millions d'euros) ainsi que les dérivés incorporés dans les contrats (42 millions d'euros) ;
- 175 millions d'euros de valorisation des dérivés de couverture dont 40 millions d'euros au titre des contrats de matières premières qualifiés de couverture, le solde concernant les swaps de taux et de change qualifiés de couvertures des flux de trésorerie.

### ➔ 38.4 - TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE

Les reclassements de 678 millions d'euros concernent essentiellement un reclassement des valeurs mobilières de placement à court terme en trésorerie.

### ➔ 38.5 - CAPITAUX PROPRES

L'impact de l'application de la norme IAS 39 au 1<sup>er</sup> janvier 2005 sur les capitaux propres après prise en compte des effets d'impôts s'élève à 634 millions d'euros dont 636 millions d'euros représentant la part du Groupe.

#### 38.5.1 Impact sur les réserves consolidées

L'impact sur les réserves consolidées est de 366 millions d'euros nets d'impôts dont 366 millions d'euros pour EDF SA, 61 millions d'euros pour les filiales ainsi que (61) millions d'euros d'éliminations au niveau du Groupe.

En ce qui concerne EDF SA, l'impact se décompose principalement en :

- 219 millions d'euros au titre de la valorisation des dettes au coût amorti ;
- 94 millions d'euros d'ajustement de provisions pour dépréciation des actifs financiers classés en actifs disponibles à la vente ;
- 205 millions d'euros liés à la comptabilisation des plus-values latentes des dérivés (dont 69 millions d'euros au titre de la juste valeur des dérivés IEB/Edison) ;
- (159) millions d'euros d'impôts.

En ce qui concerne les filiales, l'impact de 61 millions d'euros s'explique essentiellement par la valorisation des actifs financiers à la juste valeur et la reconnaissance des dérivés incorporés.

Enfin au niveau du Groupe, les éliminations portent notamment sur les résultats internes sur les contrats de matières premières.

#### 38.5.2 Impacts sur les réserves recyclables

L'impact sur les réserves recyclables de 274 millions d'euros se décompose comme suit :

- l'impact lié à la réévaluation à la juste valeur des actifs disponibles à la vente est de 363 millions d'euros dont 48 millions d'euros relatifs aux titres Edison.
- l'impact lié aux gains et pertes des instruments de couverture directement enregistrés en réserves est de (89) millions d'euros et concerne d'une part les contrats de matières premières qualifiés de couverture de flux de trésorerie et d'autre part les swaps de couverture de taux.

# Note **39** Périmètre de consolidation

Le périmètre de consolidation se présente comme suit au 31 décembre 2006 :

Nom de l'entité		Adresse du siège social	Quote-part d'intérêt dans le capital	Quote-part des droits de vote détenus	Méthode de consolidation	Secteur d'activité	N° Siren
<b>FRANCE</b>							
Électricité de France	(1)	22-30, avenue de Wagram 75382 Paris Cedex 08/France	100	100	Société-mère	P, D, S	552081317
RTE EDF Transport	(1)	Tour Initiale 1, terrasse Bellini - TSA 41000 92919 Paris-La Défense Cedex/France	100	100	IG	T	444619258
<b>ROYAUME-UNI</b>							
EDF Energy	(3)	40 Grosvenor Place, London SW1X 7EN/Angleterre	100	100	IG	P, D, S	
<b>ALLEMAGNE</b>							
EnBW	(3)	Durlacher allee 93 D-76131 Karlsruhe/Allemagne	46,07	46,07	IP	P, D, S, T	
<b>ITALIE</b>							
Edison	(3, 4)	Foro Buonaparte n° 31 20121 Milan/Italie	51,58	50	IP	P, D, S	
Transalpina di Energia (TdE)		Foro Buonaparte n° 31 20121 Milan/Italie	50	50	IP	S	
Italenergia bis		Studio Pirola Corso Montevocchio 39 10129 Torino/Italie	100	100	IG	S	
Wagram 1		Studio Pirola Corso Montevocchio 39 10129 Torino/Italie	100	100	IG	S	
Wagram 4		Studio Pirola Corso Montevocchio 39 10129 Torino/Italie	100	100	IG	S	
Finel		Foro Buonaparte n° 31 20121 Milano/Italie	61,26	61,26	IP	P	
Fenice	(3)	Via Acqui n° 86 10090 Rivoli/Italie	100	100	IG	P	
<b>RESTE DE L'EUROPE</b>							
EDF Trading	(3)	Mid City Place 71, High Holborn/London WC 1V6ED	100	100	IG	S	
EDF International	(1)	20, place de la Défense 92050 Paris-La Défense/France	100	100	IG	S	380415125
ECK Cracovie		Ul. Cieplownicza 1 31-587 Cracovie 28/Pologne	66,26	66,26	IG	P	
Kogeneracja		Ul. Lowiecka 24 50-220 Wroclaw/Pologne	35,61	49,83	IG	P	
ECW		Ul. Swojska 9 80-867 Gdansk/Pologne	77,5	77,48	IG	P	
Rybnik		Ul. Podmiejska 44-270 Rybnik/Pologne	78,5	70,32	IG	P	
Zielona Gora		Elektrociepownia Zielona Gora ul. Zjednoczenia 103 - 65120 Zielona Gora/Pologne	35,55	99,85	IG	P, D	
Demasz	(3)	Klauzal Ter 9 6720 Szeged/Hongrie	100	100	IG	D	
Bert		Budafoki ut 52 1117 Budapest XI/Hongrie	95,57	95,57	IG	P	
Société d'investissement en Autriche		La Défense 4/Tour EDF 20, place de la Défense 92050 Paris-La Défense Cedex/France	80	80	IG	P	421089913
Groupe Estag		Palais Heberstein/Leonhardstrasse 59 A-8010 Graz/Autriche	20	25	ME	P, S	
SSE		Ulica Republiky c. 5 01047 Zilina/Slovaquie	49	49	ME	D	
Motor Columbus		Parkstrasse 27 CH-5401 Baden/Suisse	41,03	36,94	ME	P	

# Comptes consolidés

Nom de l'entité	Adresse du siège social	Quote-part d'intérêt dans le capital	Quote-part des droits de vote détenus	Méthode de consolidation	Secteur d'activité	N° Siren
Groupe Atel	Bahnhofquai 12 CH-4601 Olten/Suisse	25,78	38,17	ME	P, D, S, T	
EDF Alpes Investissements	Centrale de la Bâtiаз CH-1920 Martigny/Suisse	100	100	IG	S	
Emosson	Centrale de la Bâtiаз CH-1920 Martigny/Suisse	50	50	IP	P	
EDF Belgium	Boulevard Bischoffsheim B-1000 - Bruxelles/Belgique	100	100	IG	P	
Finelex BV	Drentestraat 20 1083 HK Amsterdam/Pays-Bas	100	100	IG	P	
Cinergy Holding Company BV	Burgemeester Haspelslaan 455/F 1181 NB Amstel Veen/Pays-Bas	50	50	IP	P	
Hispaelec	C/Alcala 54-3ºIzda 28014 Madrid/Espagne	100	100	IG	P	
Azito O&M SA	Yopougon Niangon Sud-village Azito 23 BP 220 2204 Abidjan/Côte-d'Ivoire	50	50	IP	P	
Azito Énergie	01 B.P. 3963 Abidjan 01/Côte-d'Ivoire	32,85	32,85	IP	P	
Dalkia Holding	37, avenue Maréchal-de-Lattre-de-Tassigny 59350 St-André-lez-Lille	34	34	ME	S	403211295
Edenkia	37, avenue Maréchal-de-Lattre-de-Tassigny 59350 St-André-lez-Lille	50	50	ME	S	434109807
Dalkia International	37, avenue Maréchal-de-Lattre-de-Tassigny 59350 St-André-lez-Lille	50	24,14	IP	S	433539566
Dalkia Investissement	37, avenue Maréchal-de-Lattre-de-Tassigny 59350 St-André-lez-Lille	67	50	IP	S	404434987
Richemont (1)	Centrale sidérurgique de Richemont 57270 Richemont	100	100	IG	P	
EDF Développement Environnement SA (1)	La Défense 4 cœur Défense immeuble 1 90, esplanade du Général-de-Gaulle 92933 Paris-La Défense Cedex/France	100	100	IG	P	380414482
Société pour le Conditionnement des Déchets et Effluents Industriels (Socodei)	Chemin départemental 138 SITE Centraco 30200 Codolet/France	51	51	IG	S	380303107
Société Provençale du Lit Fluidise (Soprolif)	Ancien chemin départemental 6 13590 Meyreuil/France	55	55	IG	P	389091562
Tenesol	ZAC de la Tour, 12-14, allée du Levant 69890 La Tour-de-Salvagny/France	45	45	IP	S	344584818
Cofiva (1)	Cœur Défense, Imm B1, 90, esplanade du Général-de-Gaulle, 92933 Paris-La Défense Cedex/France	100	100	IG	S	380414946
Sofinel	22-30, avenue de Wagram, 75008 Paris/France	54,98	54,98	IG	S	312664824
Électricité de Strasbourg	26, boulevard du Président-Wilson 67953 Strasbourg Cedex 9	74,71	74,71	IG	D	558501912
Vero GmbH	Libertas-Intercount Revisions- und Beratungsgesellschaft WIEN Teinfaltstrasse 4/Autriche	100	100	IG	S	
Tiru SA - Traitement industriel des résidus urbains (3)	Tour Franklin La Défense 8 92042 Paris-La Défense Cedex/France	51	51	IG	S	334303823
EnXco (2)	63-665 19th avenue North Palm Springs California 92258/États-Unis	50	50	IP	S	
EDF Énergies Nouvelles (2, 3)	Défense 4 Immeuble 1 90, esplanade du Général-de-Gaulle 92933 Paris-La Défense Cedex/France	50	50	IP	P,S	379677636
Immobilière Wagram Étoile (1)	20, place de la Défense/Tour EDF 92050 Paris-La Défense Cedex/France	100	100	IG	S	414660043
La Gérance Générale Foncière (1)	Immeuble Guynemer 18, rue du Capitaine-Guynemer 92938 Paris-La Défense Cedex/France	99,86	99,86	IG	S	562054510

Nom de l'entité	Adresse du siège social	Quote-part d'intérêt dans le capital	Quote-part des droits de vote détenus	Méthode de consolidation	Secteur d'activité	N° Siren
Immobilière PB6	Immeuble Grand Seine, 21, quai d'Austerlitz 75013 Paris/France	50	50	IP	S	414875997
Société Foncière Immobilière et de Location (Sofilo) (1)	Tour EDF, 20, place de la Défense 92050 Paris-La Défense Cedex/France	100	100	IG	S	572184190
Sapar Finance (1)	Site Cap Ampère Les Patios, 1, place Pleyel 93282 Saint-Denis Cedex/France	100	100	IG	S	347889149
Société C2 (1)	1, place Pleyel 93200 Saint-Denis/France	100	100	IG	S	421328162
Société C3 (1)	22-30, avenue de Wagram 75382 Paris Cedex/France	100	100	IG	S	428722714
Société C11	1, place Pleyel 93200 Saint-Denis/France	100	100	IG	S	489967778
<b>RESTE DU MONDE</b>						
Edenor (2)	Azoparado 1025 Piso 171107/Buenos Aires/Argentine	25	25	ME	D	
Ute Norte Fluminense	Avenida Graça Aranha n° 182 ao 9° andar/CEP 20030 - 002 Caixa Postal Rio de Janeiro/Brésil	90	90	IG	P	
Ute Paracambi	Avenida Graça Aranha n° 182 ao 9° andar CAP 20030 Rio de Janeiro/Brésil	100	100	IG	P	
Controladora del Golfo	C/O Compania Mexicana de Gerencia y Operacion SA de CV, Panzacola n° 62, Local 202, Villa Coyoacan, 04000 Mexico DF/Mexique	100	100	IG	P	
Central Anahuac SA de CV	C/O Compania Mexicana de Gerencia y Operacion SA de CV, Panzacola n° 62, Local 202, Villa Coyoacan, 04000 Mexico DF/Mexique	100	100	IG	P	
Central Saltillo SA de CV	C/O Compania Mexicana de Gerencia y Operacion SA de CV, Panzacola n° 62, Local 202, Villa Coyoacan, 04000 Mexico DF/Mexique	100	100	IG	P	
Central Lomas del Real SA de CV	C/O Compania Mexicana de Gerencia y Operacion SA de CV, Panzacola n° 62, Local 202, Villa Coyoacan, 04000 Mexico DF/Mexique	100	100	IG	P	
Altamira	Paseo de la Reforma 287 3er. Piso Colonia Cuauhtemoc, 06500 Mexico DF/Mexique	51	51	IG	P	
Valle Hermoso	C/O Compania Mexicana de Gerencia y Operacion SA de CV, Panzacola n° 62, Local 202, Villa Coyoacan, 04000 Mexico DF/Mexique	100	100	IG	P	
Figelec	27 <sup>th</sup> Floor, n° 1 Tai an office building 38-2, Minzu road Nanning Guangxi/530022/Chine	100	100	IG	P	
Synergie	Laibin Power Plant Post Box 09 Laibin County 546138 Guangxi/Chine	85	85	IG	P	
Shandong Zhonghua Power Company	14 Jing San Road 25001 Jinan/Shandong/Chine	19,6	19,6	ME	P	
Meco	Sun Wah Tower/115 Nguyen Hue Street District 1/Ho Chi Minh City/Vietnam	56,25	56,25	IG	P	
Nam Theun Power Company	Unit 09, That Luang Road, Nong Bone Village PO Box 5862 Vientiane, Lao PDR/Vietnam	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<sup>er</sup> 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 au 31.12.2006.

(3) Groupe de sociétés.

(4) Y compris droits de vote potentiels (warrants sauf saving shares).

# **RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS**



## RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS

Exercice clos le 31 décembre 2006

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 2006, 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, 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.

### 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 2006.

S'agissant des concessions, la note 2.12 précise qu'EDF poursuit l'analyse de l'incidence éventuelle de la nouvelle interprétation IFRIC 12 sur les comptes du Groupe ; cette interprétation est actuellement soumise au processus d'homologation de la Commission européenne et sera d'application obligatoire au 1er janvier 2008.

- La note 4 expose les changements comptables résultant d'une part de l'application à compter du 1er janvier 2006 de l'interprétation IFRIC 4 ayant pour objet de « Déterminer si un accord contient un contrat de location » et d'autre part de certains reclassements affectant le compte de résultat.

Conformément à la norme IAS 8, l'information comparative relative à l'exercice 2005 a été retraitée pour prendre en compte de manière rétrospective ces changements. En conséquence, l'information comparative diffère des comptes consolidés publiés au titre de l'exercice 2005. Dans le cadre de notre appréciation des principes comptables suivis par votre société, nous avons examiné le correct retraitement des comptes de l'exercice 2005 et l'information donnée à ce titre dans la note 4.

#### 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

Par ailleurs, 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 20 février 2007

Les Commissaires aux comptes

**KPMG Audit**  
**Département de KPMG S.A.**

**Deloitte & Associés**

Jean-Luc Decornoy

Michel Piette

Amadou Raimi

Tristan Guerlain