

# COMPTES CONSOLIDÉS

AU 31 DÉCEMBRE 2007



# Sommaire



<b>Comptes de résultat consolidés</b>	<b>8</b>	<b>Note 5. Événements et transactions significatifs survenus au cours des exercices 2007 et 2006</b>	<b>37</b>
<b>Bilans consolidés</b>	<b>9</b>	5.1 ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DE L'EXERCICE 2007	37
<b>Tableaux de flux de trésorerie consolidés</b>	<b>10</b>	5.2 ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DE L'EXERCICE 2006	38
<b>Variations des capitaux propres consolidés</b>	<b>11</b>	<b>Note 6. Évolutions du périmètre de consolidation</b>	<b>39</b>
<b>Annexe aux comptes consolidés</b>	<b>12</b>	6.1 ÉVOLUTION DE PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION AU COURS DE L'EXERCICE 2007	39
<b>Note 1. Référentiel comptable du Groupe</b>	<b>12</b>	6.2 ÉVOLUTION DE PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION AU COURS DE L'EXERCICE 2006	40
1.1 DÉCLARATION DE CONFORMITÉ ET RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE	12	<b>Note 7. Informations sectorielles</b>	<b>41</b>
1.2 ÉVOLUTION DES PRINCIPES COMPTABLES AU 1 <sup>ER</sup> JANVIER 2007	13	7.1 INFORMATIONS PAR ZONE GÉOGRAPHIQUE	41
<b>Note 2. Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation</b>	<b>14</b>	7.2 PRODUITS PROVENANT DES VENTES À DES CLIENTS EXTERNES PAR ZONES GÉOGRAPHIQUES SUR LA BASE DE LA LOCALISATION DES CLIENTS	43
2.1 BASES D'ÉVALUATION	15	7.3 INFORMATIONS PAR SECTEURS D'ACTIVITÉ	43
2.2 JUGEMENTS ET ESTIMATIONS DE LA DIRECTION DU GROUPE	15	<b>Note 8. Chiffre d'affaires</b>	<b>44</b>
2.3 MÉTHODES DE CONSOLIDATION	16	<b>Note 9. Achats de combustibles et d'énergie</b>	<b>44</b>
2.4 RÈGLES DE PRÉSENTATION DES ÉTATS FINANCIERS	17	<b>Note 10. Autres consommations externes</b>	<b>45</b>
2.5 MÉTHODES DE CONVERSION	17	<b>Note 11. Obligations contractuelles et engagements</b>	<b>45</b>
2.6 PARTIES LIÉES	18	11.1 ENGAGEMENTS D'ACHATS	45
2.7 CHIFFRE D'AFFAIRES	18	11.2 ENGAGEMENTS DE LIVRAISON D'ÉLECTRICITÉ	46
2.8 IMPÔTS SUR LES RÉSULTATS	18	11.3 GARANTIES ET ENGAGEMENTS RELATIFS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION	47
2.9 GOODWILL ET REGROUPEMENTS D'ENTREPRISES	19	11.4 OBLIGATIONS ET ENGAGEMENTS EN MATIÈRE DE LOCATION SIMPLE	48
2.10 AUTRES ACTIFS INCORPORELS	20	<b>Note 12. Charges de personnel</b>	<b>48</b>
2.11 IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS, IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES	20	12.1 CHARGES DE PERSONNEL	48
2.12 CONTRATS DE CONCESSION	21	12.2 EFFECTIFS MOYENS	49
2.13 CONTRATS DE LOCATION	22	<b>Note 13. Autres produits et charges opérationnels</b>	<b>49</b>
2.14 PERTES DE VALEUR DES AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES	23	<b>Note 14. Pertes de valeur/reprises</b>	<b>50</b>
2.15 ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS	23	<b>Note 15. Autres produits et charges d'exploitation</b>	<b>51</b>
2.16 STOCKS ET EN-COURS	26	<b>Note 16. Résultat financier</b>	<b>51</b>
2.17 CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	26	16.1 COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	51
2.18 TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	26	16.2 CHARGE D'ACTUALISATION	52
2.19 CAPITAUX PROPRES	27	16.3 AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	52
2.20 ACTIONS PROPRES	27	<b>Note 17. Impôts sur les résultats</b>	<b>53</b>
2.21 PROVISIONS	27	17.1 VENTILATION DE LA CHARGE D'IMPÔT	53
2.22 AVANTAGES DU PERSONNEL	28	17.2 RAPPROCHEMENT DE LA CHARGE D'IMPÔT THÉORIQUE ET DE LA CHARGE D'IMPÔT EFFECTIVE	53
2.23 PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS	29	17.3 VENTILATION DES ACTIFS ET DES PASSIFS D'IMPÔT DIFFÉRÉ PAR NATURE	55
2.24 SUBVENTIONS D'INVESTISSEMENT	29	17.4 DÉFICITS REPORTABLES ET CRÉDITS D'IMPÔT	55
2.25 DÉPENSES ENVIRONNEMENTALES	29	17.5 IMPÔT CONSTATÉ EN CAPITAUX PROPRES	55
2.26 RÉSULTAT NET PAR ACTION ET RÉSULTAT NET DILUÉ PAR ACTION	30	<b>Note 18. Goodwill</b>	<b>56</b>
2.27 ACTIFS ET PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE ET ACTIVITÉS ABANDONNÉES	30	<b>Note 19. Autres actifs incorporels</b>	<b>57</b>
<b>Note 3. Les concessions de distribution publique d'électricité en France et les contrats de concessions des autres activités</b>	<b>30</b>	19.1 AU 31 DÉCEMBRE 2007	57
3.1 INTERPRÉTATION IFRIC 12	30	19.2 AU 31 DÉCEMBRE 2006	57
3.2 POINTS PARTICULIERS CONCERNANT LA DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	31		
<b>Note 4. Comparabilité des exercices</b>	<b>34</b>		
4.1 RECLASSEMENTS DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	34		
4.2 IMPACT DU CHANGEMENT DE PRÉSENTATION DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES	35		
4.3 RECLASSEMENTS DANS LES COMPTES DE PROVISIONS NUCLÉAIRES	37		

<b>Note 20. Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France</b>	<b>58</b>	<b>31.3 PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE</b>	<b>74</b>
20.1 VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	58	<b>31.4 PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET POUR DERNIERS CŒURS</b>	<b>76</b>
20.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE HORS IMMOBILISATIONS EN COURS	58	<b>31.5 SÉCURISATION DU FINANCEMENT DES OBLIGATIONS DE LONG TERME AU TITRE DES INSTALLATIONS NUCLÉAIRES D'EDF</b>	<b>79</b>
<b>Note 21. Immobilisations en concessions des autres activités</b>	<b>59</b>	<b>31.6 AVANTAGES DU PERSONNEL</b>	<b>80</b>
21.1 VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS	59	<b>31.7 AUTRES PROVISIONS ET PASSIFS ÉVENTUELS</b>	<b>83</b>
21.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS HORS IMMOBILISATIONS EN COURS ET FINANCÉES PAR LOCATION-FINANCEMENT	59	<b>Note 32. Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France sur biens existants et sur biens à renouveler</b>	<b>85</b>
<b>Note 22. Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre</b>	<b>60</b>	<b>Note 33. Passifs financiers courants et non courants</b>	<b>85</b>
22.1 VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE	60	33.1 RÉPARTITION COURANT/NON COURANT DES PASSIFS FINANCIERS	85
22.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE HORS IMMOBILISATIONS EN COURS ET FINANCÉES PAR LOCATION-FINANCEMENT	61	33.2 EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	86
22.3 OBLIGATIONS ET ENGAGEMENTS EN MATIÈRE DE CONTRATS DE LOCATION-FINANCEMENT	62	33.3 ENDETTEMENT FINANCIER NET	88
<b>Note 23. Titres mis en équivalence</b>	<b>62</b>	33.4 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET	88
<b>Note 24. Actifs financiers courants et non courants</b>	<b>63</b>	33.5 GARANTIES SUR EMPRUNTS	89
24.1 RÉPARTITION ENTRE LES ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	63	<b>Note 34. Gestion des risques financiers</b>	<b>90</b>
24.2 VARIATION DES ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS HORS DÉRIVÉS	64	<b>Note 35. Instruments dérivés et comptabilité de couverture</b>	<b>91</b>
24.3 DÉTAIL DES ACTIFS FINANCIERS	64	35.1 COUVERTURE DE JUSTE VALEUR	91
24.4 JUSTE VALEUR DES ACTIFS FINANCIERS COMPTABILISÉS AU COÛT AMORTI	66	35.2 COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE	91
24.5 ENGAGEMENTS LIÉS AUX INVESTISSEMENTS	66	35.3 COUVERTURE D'INVESTISSEMENTS NETS À L'ÉTRANGER	91
<b>Note 25. Stocks</b>	<b>68</b>	35.4 IMPACT DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE EN CAPITAUX PROPRES	92
<b>Note 26. Clients et comptes rattachés</b>	<b>68</b>	35.5 COUVERTURES DE JUSTE VALEUR LIÉES AUX MATIÈRES PREMIÈRES	94
<b>Note 27. Autres débiteurs</b>	<b>69</b>	<b>Note 36. Instruments dérivés non comptabilisés en couverture</b>	<b>94</b>
<b>Note 28. Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>	<b>69</b>	36.1 DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	94
<b>Note 29. Actifs et passifs détenus en vue de leur vente</b>	<b>70</b>	36.2 DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	95
<b>Note 30. Capitaux propres</b>	<b>70</b>	36.3 DÉRIVÉS D' ACTIONS	95
30.1 CAPITAL SOCIAL	70	36.4 CONTRATS DÉRIVÉS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE	96
30.2 ACTIONS PROPRES	71	<b>Note 37. Autres créditeurs</b>	<b>97</b>
30.3 DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES	71	<b>Note 38. Contribution des co-entreprises</b>	<b>97</b>
30.4 RÉSULTAT NET ET RÉSULTAT NET DILUÉ PAR ACTION	71	<b>Note 39. Parties liées</b>	<b>98</b>
30.5 GESTION DU CAPITAL	72	39.1 TRANSACTIONS AVEC LES SOCIÉTÉS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION	98
<b>Note 31. Provisions</b>	<b>72</b>	39.2 RELATIONS AVEC L'ÉTAT ET LES SOCIÉTÉS PARTICIPATIONS DE L'ÉTAT	98
31.1 RÉPARTITION COURANT/NON COURANT DES PROVISIONS	72	39.3 RÉMUNÉRATION DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION	99
31.2 IMPACT DES TEXTES D'APPLICATION DE LA LOI DU 28 JUIN 2006 SUR LES PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE ET SUR LES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS CONSTITUÉES PAR EDF EN FRANCE	73	<b>Note 40. Environnement</b>	<b>100</b>
		40.1 QUOTAS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE	100
		40.2 CERTIFICATS D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE ET MESURES VISANT À DÉVELOPPER L'UTILISATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES	100
		<b>Note 41. Événements postérieurs à la clôture</b>	<b>101</b>
		41.1 RÉFORME DU RÉGIME SPÉCIAL DE RETRAITE DES INDUSTRIES ÉLECTRIQUES ET GAZIÈRES	101
		41.2 ÉMISSION OBLIGATAIRE PAR EDF	101
		<b>Note 42. Périmètre de consolidation</b>	<b>102</b>



## Comptes de résultat consolidés

(en millions d'euros)	Notes	2007	2006 <sup>(1)</sup>
Chiffre d'affaires	8	59 637	58 932
Achats de combustibles et d'énergie	9	(23 215)	(23 949)
Autres consommations externes	10	(9 797)	(8 721)
Charges de personnel	12	(9 938)	(9 709)
Impôts et taxes		(3 236)	(3 175)
Autres produits et charges opérationnels	13	1 759	1 015
<b>Excédent brut d'exploitation</b>		<b>15 210</b>	<b>14 393</b>
Dotations aux amortissements		(5 628)	(5 363)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession		(504)	(463)
(Pertes de valeur)/reprises	14	(150)	121
Autres produits et charges d'exploitation	15	1 063	668
<b>Résultat d'exploitation</b>		<b>9 991</b>	<b>9 356</b>
Coût de l'endettement financier brut	16.1	(1 492)	(1 606)
Charges d'actualisation	16.2	(2 632)	(2 530)
Autres produits et charges financiers	16.3	1 590	1 435
<b>Résultat financier</b>		<b>(2 534)</b>	<b>(2 701)</b>
<b>Résultat avant impôts des sociétés intégrées</b>		<b>7 457</b>	<b>6 655</b>
Impôts sur les résultats	17	(1 841)	(1 146)
Quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence	23	168	263
Résultat net des activités en cours d'abandon		9	5
<b>Résultat net consolidé</b>		<b>5 793</b>	<b>5 777</b>
dont résultat net part des minoritaires		175	172
<b>DONT RÉSULTAT NET PART DU GROUPE</b>		<b>5 618</b>	<b>5 605</b>
<b>Résultat net part du Groupe par action :</b>			
Résultat par action en euro	30.4	3,08	3,08
Résultat dilué par action en euro	30.4	3,08	3,07

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2006 ont été retraitées du changement lié à la présentation sur une ligne spécifique des dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession (voir notes 3.2.3 et 4).

## Bilans consolidés

<b>ACTIF</b> (en millions d'euros)	Notes	31.12.2007	31.12.2006 <sup>(1)</sup>
Goodwill	18	7 266	7 123
Autres actifs incorporels	19	2 421	2 100
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	20	39 982	39 192
Immobilisations en concessions des autres activités	21	27 151	27 768
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	22	37 808	36 921
Titres mis en équivalence	23	2 530	2 459
Actifs financiers non courants	24	15 805	13 094
Impôts différés	17	1 609	2 167
<b>Actif non courant</b>		<b>134 572</b>	<b>130 824</b>
Stocks	25	8 678	7 431
Clients et comptes rattachés	26	16 100	15 716
Actifs financiers courants	24	14 876	17 010
Actifs d'impôts courants	17	376	431
Autres débiteurs	27	5 243	4 226
Trésorerie et équivalents de trésorerie	28	6 035	3 308
<b>Actif courant</b>		<b>51 308</b>	<b>48 122</b>
<b>Actifs détenus en vue de la vente</b>	29	<b>269</b>	<b>140</b>
<b>TOTAL DE L'ACTIF</b>		<b>186 149</b>	<b>179 086</b>

<b>PASSIF</b> (en millions d'euros)	Notes	31.12.2007	31.12.2006 <sup>(1)</sup>
Capital	30	911	911
Réserves et résultats consolidés		26 299	22 398
<b>Capitaux propres – part du Groupe</b>		<b>27 210</b>	<b>23 309</b>
Intérêts minoritaires		1 586	1 490
<b>Total des capitaux propres</b>		<b>28 796</b>	<b>24 799</b>
Provisions pour aval du cycle nucléaire	31.3	16 699	14 636
Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs	31.4	13 097	13 606
Provisions pour avantages du personnel	31.6	12 240	12 377
Autres provisions	31.7	2 002	2 505
<b>Provisions non courantes</b>	31.1	<b>44 038</b>	<b>43 124</b>
Droits des concédants sur les biens en concessions de distribution publique d'électricité en France existants	32	18 227	17 800
Droits des concédants sur les biens en concessions de distribution publique d'électricité en France à renouveler	32	18 730	18 427
Passifs financiers non courants	33.1	17 607	19 983
Autres créditeurs	37	5 624	5 385
Impôts différés	17	4 435	4 646
<b>Passif non courant</b>		<b>108 661</b>	<b>109 365</b>
Provisions	31.1	4 696	4 018
Fournisseurs et comptes rattachés		9 867	9 457
Passifs financiers courants	33.1	16 918	15 110
Dettes d'impôts courants		391	621
Autres créditeurs	37	16 706	15 600
<b>Passif courant</b>		<b>48 578</b>	<b>44 806</b>
<b>Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente</b>	29	<b>114</b>	<b>116</b>
<b>TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF</b>		<b>186 149</b>	<b>179 086</b>

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2006 ont été retraitées des changements de présentation des immobilisations corporelles à l'actif, des passifs spécifiques des concessions au passif (voir notes 2.11, 2.12, 3 et 4).



## Tableaux de flux de trésorerie consolidés

(en millions d'euros)	Notes	2007	2006
<b>Opérations d'exploitation :</b>			
<b>Résultat avant impôt des sociétés intégrées</b>		<b>7 457</b>	<b>6 655</b>
Pertes de valeurs/(reprises)	14	150	(121)
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		6 130	7 459
Produits et charges financiers		642	789
Dividendes des sociétés consolidées par mise en équivalence		130	92
Plus ou moins-values de cession		(860)	(789)
Variation du besoin en fonds de roulement		(269)	654
<b>Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation</b>		<b>13 380</b>	<b>14 739</b>
Frais financiers nets décaissés		(921)	(931)
Impôts sur le résultat payés		(2 237)	(1 462)
Versement de la soulte démantèlement Marcoule		-	(551)
<b>Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles</b>		<b>10 222</b>	<b>11 795</b>
<b>Opérations d'investissement :</b>			
Acquisitions/cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie (acquise/cédée)	6	253	691
Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles	20, 21, 22	(7 490)	(5 935)
Cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	20, 21, 22	229	272
Variations d'actifs financiers	24	1 580	(8 797)
<b>Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement</b>		<b>(5 428)</b>	<b>(13 769)</b>
<b>Opérations de financement :</b>			
Émissions d'emprunts	33	7 059	3 686
Remboursements d'emprunts	33	(6 357)	(4 254)
Dividendes versés par EDF	30.3	(3 170)	(1 439)
Dividendes versés aux minoritaires		(90)	(93)
Augmentation de capital souscrite par les minoritaires		178	24
Augmentation des passifs spécifiques des concessions		238	219
Subventions d'investissement		32	63
Actions propres		(6)	-
<b>Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement</b>		<b>(2 116)</b>	<b>(1 794)</b>
<b>Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>		<b>2 678</b>	<b>(3 768)</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture</b>		<b>3 308</b>	<b>7 220</b>
Incidence des variations de change		(42)	(3)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		96	76
Incidence des autres reclassements		(5)	(217)
<b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE</b>		<b>6 035</b>	<b>3 308</b>

## Variations des capitaux propres consolidés

	Capital	Réserves consolidées et résultat	Actions propres	Différences de conversion	Écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers	Capitaux propres part du Groupe	Intérêts minoritaires	Total capitaux propres
<i>(en millions d'euros)</i>								
<b>Capitaux propres au 31 décembre 2005</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>(1)</sup>	-	-	-	-	516	516	1	517
Variations de juste valeur des instruments financiers de couverture <sup>(2)</sup>	-	-	-	-	(1 131)	(1 131)	-	(1 131)
Différences de conversion	-	-	-	63	(9)	54	(3)	51
<b>Résultat directement reconnu en capitaux propres</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>63</b>	<b>(624)</b>	<b>(561)</b>	<b>(2)</b>	<b>(563)</b>
<b>Résultat</b>	<b>-</b>	<b>5 605</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>5 605</b>	<b>172</b>	<b>5 777</b>
<b>Total des charges et produits de la période</b>	<b>-</b>	<b>5 605</b>	<b>-</b>	<b>63</b>	<b>(624)</b>	<b>5 044</b>	<b>170</b>	<b>5 214</b>
Dividendes distribués	-	(1 439)	-	-	-	(1 439)	(93)	(1 532)
Rachats d'actions propres	-	-	(74)	-	-	(74)	-	(74)
Cessions d'actions propres	-	-	74	-	-	74	-	74
Autres variations <sup>(3)</sup>	-	211	-	260	(80)	391	452	843
<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>
<b>Variations de juste valeur des actifs disponibles à la vente <sup>(1)</sup>:</b>								
dont variation de juste valeur enregistrée en capitaux propres	-	-	-	-	493	493	1	494
dont variation de juste valeur transférée en résultat	-	-	-	-	(200)	(200)	-	(200)
<b>Variations de juste valeur des instruments financiers de couverture <sup>(2)</sup>:</b>								
dont variation de juste valeur enregistrée en capitaux propres	-	-	-	-	720	720	1	721
dont variation de juste valeur transférée en résultat	-	-	-	-	827	827	-	827
Différences de conversion	-	-	-	(450)	-	(450)	21	(429)
<b>Résultat directement reconnu en capitaux propres</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(450)</b>	<b>1 840</b>	<b>1 390</b>	<b>23</b>	<b>1 413</b>
<b>Résultat</b>	<b>-</b>	<b>5 618</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>5 618</b>	<b>175</b>	<b>5 793</b>
<b>Total des charges et produits de la période</b>	<b>-</b>	<b>5 618</b>	<b>-</b>	<b>(450)</b>	<b>1 840</b>	<b>7 008</b>	<b>198</b>	<b>7 206</b>
Dividendes distribués <sup>(4)</sup>	-	(3 170)	-	-	-	(3 170)	(90)	(3 260)
Rachats d'actions propres	-	-	(38)	-	-	(38)	-	(38)
Cessions d'actions propres	-	-	32	-	-	32	-	32
Autres variations	-	42	-	22	5	69	(12)	57
<b>CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2007</b>	<b>911</b>	<b>24 266</b>	<b>(6)</b>	<b>(118)</b>	<b>2 157</b>	<b>27 210</b>	<b>1 586</b>	<b>28 796</b>

(1) Ces variations correspondent aux effets des évaluations en valeur de marché ainsi qu'aux transferts en résultat de la variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente. En 2006 et 2007, elles concernent essentiellement EDF.

(2) Ces variations correspondent aux effets des évaluations en valeur de marché des instruments financiers de couverture ainsi qu'aux montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats dénoués. Au 31 décembre 2007, la variation positive de 1 547 millions d'euros reflète notamment le recyclage en résultat des contrats d'EDF Energy en cours à fin 2006 et arrivés à échéance en 2007. Au 31 décembre 2006, la variation de (1 131) millions d'euros s'expliquait essentiellement par la baisse des prix observée en fin d'année sur les marchés de l'énergie qui a induit des variations négatives de juste valeur sur les contrats de gaz et d'électricité documentés en couverture principalement au Royaume-Uni.

(3) Les autres variations de capitaux propres de l'exercice 2006 incluaient notamment la sortie des écarts de conversion du Groupe Light pour 258 millions d'euros et la réévaluation des actifs identifiables d'EDF Énergies Nouvelles pour 86 millions d'euros consécutive à la prise de contrôle exclusif de cette société (voir note 6). La variation des intérêts minoritaires faisait essentiellement suite à la prise de contrôle d'EDF Énergies Nouvelles pour 462 millions d'euros.

(4) Dont acomptes sur dividendes : 1 057 millions d'euros.





## Annexe aux comptes consolidés

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

Les comptes consolidés de la Société comprennent ceux de la Société et de ses filiales ainsi que la quote-part dans les co-entreprises ou les entreprises associées (l'ensemble économique étant désigné comme le « Groupe »).

Le Groupe est un énergéticien intégré présent sur l'ensemble des métiers de l'énergie : la production, le transport, la distribution, la commercialisation et le négoce d'énergies.

Les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2007 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration qui les a arrêtés en date du 19 février 2008. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'assemblée générale qui se tiendra le 20 mai 2008.

<b>Note</b>	<b>Référentiel comptable du Groupe</b>	
<b>1</b>		
	<b>1.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe</b>	P.12
	<b>1.2 Évolution des principes comptables au 1<sup>er</sup> janvier 2007</b>	P.13

### 1.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe

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

Les comptes consolidés de l'exercice 2007 sont présentés avec en comparatif l'exercice 2006 établi selon le même référentiel.

Conformément à IAS 8, les données comparatives relatives au 31 décembre 2006 ont été retraitées pour tenir compte de changements de présentation (voir note 4).

## 1.2

### Évolution des principes comptables au 1<sup>er</sup> janvier 2007

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2007 sont identiques à celles utilisées par le Groupe au 31 décembre 2006 à l'exception des normes, amendements et interprétations d'application obligatoire à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2007 qui sont décrits ci-après :

- amendement à IAS 1 « Présentation des états financiers – informations à fournir concernant le capital », qui ajoute des dispositions en vue de permettre d'évaluer les objectifs, politiques et procédures de gestion du capital de la Société ;
- IFRIC 7 « Modalités pratiques de retraitement des états financiers selon IAS 29 : information financière dans les économies hyperinflationnistes » ;
- IFRIC 8 « Champ d'application d'IFRS 2, paiement fondé sur des actions », cette norme clarifie le champ d'application d'IFRS 2 dans le cas de transactions pour lesquelles une entité ne peut identifier expressément tout ou partie des biens ou services reçus ;
- IFRIC 9 « Réévaluation des dérivés incorporés » ;
- IFRIC 10 « Information financière intermédiaire et pertes de valeur » : cette interprétation précise que les pertes de valeur affectant un goodwill et certains actifs financiers (placements en instruments de capitaux propres disponibles à la vente et en actifs financiers comptabilisés au coût) comptabilisés dans des états financiers intermédiaires ne peuvent pas être reprises ultérieurement ;
- IFRS 7 « Instruments financiers : informations à fournir » : cette norme renforce l'information financière à fournir sur les actifs et passifs financiers de façon à permettre aux utilisateurs d'évaluer l'importance des instruments financiers au regard de sa situation et de sa performance financière, ainsi que la nature et l'ampleur des risques en découlant.

À l'exception des nouvelles informations requises par la norme IFRS 7, ces normes, amendements et interprétations sont sans incidence significative sur les comptes consolidés du Groupe.

S'agissant des normes adoptées par l'Union européenne en 2007 et dont l'application n'est pas obligatoire en 2007, le Groupe a décidé :

- d'appliquer dès l'exercice 2007 par anticipation l'interprétation IFRIC 11, intitulée « IFRS 2 – Actions propres et transactions intragroupe », qui a été adoptée par l'Union européenne à la date d'arrêté des comptes ; cette interprétation précise que les transactions dont le paiement est fondé sur des actions et par lesquelles une entité reçoit des services en contrepartie de ses instruments de capitaux propres sont comptabilisées comme des transactions réglées en capitaux propres. Cette disposition s'applique également aux transferts d'instruments de capitaux propres de la mère de l'entité, ou d'une entité du groupe, à des tiers qui ont fourni à l'entité des biens et des services ;
- de ne pas appliquer par anticipation la norme IFRS 8 « Segments opérationnels » ; cette norme qui remplace IAS 14, impose de présenter la performance financière et les segments opérationnels de l'entité tels qu'ils sont régulièrement examinés par la direction.

En outre, le Groupe a décidé de ne pas appliquer par anticipation les textes suivants qui devraient faire l'objet d'une approbation par l'Union européenne en 2008 :

- IAS 1 « Présentation des états financiers », version révisée ;
- amendement à IAS 23 « Coûts d'emprunts » qui supprime l'option permettant de comptabiliser immédiatement en charges les coûts d'emprunts directement attribuables à l'acquisition, la construction ou à la production d'un actif qualifié et impose donc leur capitalisation dans les coûts de l'actif ;
- IFRIC 13 « Programmes de fidélisation des clients » ;
- IFRIC 14 « IAS 19 – limitation de l'actif au titre des prestations définies, obligations de financement minimum et leur interaction ».

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

L'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services » fait l'objet d'un développement spécifique en note 3.



# Note 2

## Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation



<b>2.1</b> <u>Bases d'évaluation</u>	P.15
<b>2.2</b> <u>Jugements et estimations de la Direction du Groupe</u>	P.15
<b>2.3</b> <u>Méthodes de consolidation</u>	P.16
<b>2.4</b> <u>Règles de présentation des états financiers</u>	P.17
<b>2.5</b> <u>Méthodes de conversion</u>	P.17
<b>2.6</b> <u>Parties liées</u>	P.18
<b>2.7</b> <u>Chiffre d'affaires</u>	P.18
<b>2.8</b> <u>Impôts sur les résultats</u>	P.18
<b>2.9</b> <u>Goodwill et regroupements d'entreprises</u>	P.19
<b>2.10</b> <u>Autres actifs incorporels</u>	P.20
<b>2.11</b> <u>Immobilisations en concessions, immobilisations de production et autres immobilisations corporelles</u>	P.20
<b>2.12</b> <u>Contrats de concession</u>	P.21
<b>2.13</b> <u>Contrats de location</u>	P.22
<b>2.14</b> <u>Pertes de valeur des autres actifs incorporels et des immobilisations corporelles</u>	P.23
<b>2.15</b> <u>Actifs et passifs financiers</u>	P.23
<b>2.16</b> <u>Stocks et en-cours</u>	P.26
<b>2.17</b> <u>Clients et comptes rattachés</u>	P.26
<b>2.18</b> <u>Trésorerie et équivalents de trésorerie</u>	P.26
<b>2.19</b> <u>Capitaux propres</u>	P.27
<b>2.20</b> <u>Actions propres</u>	P.27
<b>2.21</b> <u>Provisions</u>	P.27
<b>2.22</b> <u>Avantages du personnel</u>	P.28
<b>2.23</b> <u>Passifs spécifiques des concessions</u>	P.29
<b>2.24</b> <u>Subventions d'investissement</u>	P.29
<b>2.25</b> <u>Dépenses environnementales</u>	P.29
<b>2.26</b> <u>Résultat net par action et résultat net dilué par action</u>	P.30
<b>2.27</b> <u>Actifs et passifs détenus en vue de leur vente et activités abandonnées</u>	P.30

Les méthodes comptables exposées ci-dessous ont été appliquées d'une façon permanente à l'ensemble des périodes présentées dans les états financiers consolidés.

## 2.1 Bases d'évaluation

Les états financiers consolidés sont préparés sur la base du coût historique à l'exception de certains instruments financiers et d'actifs financiers disponibles à la vente qui sont comptabilisés suivant la convention de la juste valeur.

Les méthodes utilisées pour évaluer la juste valeur de ces instruments sont présentées en note 2.15.

## 2.2 Jugements et estimations de la Direction du Groupe

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et charges de l'exercice ainsi que pour l'évaluation des aléas positifs et négatifs à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existantes en date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers du Groupe pourraient différer des estimations actuelles.

Les principales méthodes comptables sensibles au titre desquelles le Groupe a recours à des estimations et jugements sont décrites ci-après. Toute modification d'hypothèses sur ces domaines pourrait avoir un impact significatif compte tenu de leur importance dans les états financiers du Groupe EDF.

### 2.2.1 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs est sensible aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme ainsi qu'aux échéanciers de décaissements. Une réestimation est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par le Groupe. Si ces réestimations conduisaient à constater des écarts significatifs, elles pourraient justifier la révision des montants provisionnés.

Le montant de ces provisions s'élève à 30 484 millions d'euros au 31 décembre 2007 (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 actuarielles sensibles aux hypothèses de taux d'actualisation et de taux d'augmentation des salaires ainsi qu'à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues.

Les provisions enregistrées à ce titre au 31 décembre 2007 s'élèvent à 13 763 millions d'euros (13 928 millions d'euros au 31 décembre 2006).

### 2.2.3 Dépréciation des goodwill et pertes de valeur des actifs à long terme

Les tests de dépréciation de goodwill et des actifs à long terme sont sensibles aux hypothèses macroéconomiques et sectorielles retenues ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme. Compte tenu de ces sensibilités, le Groupe révisé ses estimations et hypothèses sous-jacentes sur la base d'informations régulièrement mises à jour.

La valeur nette des goodwill des filiales et co-entreprises, au 31 décembre 2007, est de 7 266 millions d'euros (7 123 millions d'euros au 31 décembre 2006).

### 2.2.4 Instruments financiers

Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché (contrats d'énergies essentiellement), le Groupe utilise des modèles de valorisation qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses soumises à des aléas, dont la modification pourrait avoir un impact significatif sur les comptes.

### 2.2.5 Énergie et acheminement en compteurs

Comme précisé en note 2.7, les quantités d'énergie livrée non relevée non facturée sont déterminées en date d'arrêté à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. Ces statistiques et estimations sont sensibles aux hypothèses retenues pour déterminer la quote-part de chiffre d'affaires non facturée en date d'arrêté de comptes.



### 2.2.6 Évaluation des obligations sur les biens à renouveler au titre des concessions de distribution publique en France

Comme mentionné en note 3, le Groupe a maintenu les traitements comptables appliqués jusqu'alors. Compte tenu des spécificités des contrats de concession de distribution publique d'électricité en France, le Groupe a privilégié, pour présenter au bilan les obligations au titre des biens à renouveler, une évaluation consistant à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué aux concédants dans le cadre de comptes rendus annuels d'activité. Une approche alternative consisterait à évaluer les obligations sur la base d'une valeur actuelle des montants à décaisser pour faire face au renouvellement de ces biens à l'issue de leur durée de vie industrielle. Les effets de l'adoption de cette dernière approche sur les comptes sont présentés à titre d'information dans la note 3. Quelle que soit la méthode d'évaluation retenue, l'évaluation du passif des concessions sur les biens à renouveler est notamment sujette à des aléas en termes de coûts et de dates de décaissements.

### 2.2.7 Tarif réglementé transitoire d'ajustement de marché (TARTAM)

Pour évaluer la contribution à sa charge dans le cadre de l'application du Tarif réglementé transitoire d'ajustement de marché défini dans la loi du 7 décembre 2006, le Groupe retient différentes hypothèses à partir des meilleures informations et prévisions disponibles pour apprécier notamment le volume des clients souhaitant bénéficier du tarif d'ajustement, l'évolution des prix de l'électricité sur le marché et la quote-part de financement de ce dispositif par la contribution au service public de l'électricité (CSPE) à chaque date d'arrêté.

### 2.2.8 Autres jugements de la Direction

L'utilisation d'estimations et d'hypothèses revêt également une importance particulière pour l'évaluation des montants de la contribution au service public de l'électricité à recevoir au titre de l'exercice et pour la reconnaissance des impôts différés actifs.

## 2.3 Méthodes de consolidation

Les filiales sont les sociétés dans lesquelles le Groupe exerce un contrôle exclusif et sont consolidées par la méthode de l'intégration globale. Le contrôle exclusif est le pouvoir, direct ou indirect, de diriger les politiques financières et opérationnelles d'une entreprise afin de tirer avantage de ses activités. Il y a présomption de contrôle exclusif lorsque la détention, directe et indirecte, est supérieure à 50 % des droits de vote. Pour apprécier le contrôle, les droits de vote potentiels exerçables à la date de clôture, y compris par une autre partie, sont pris en considération.

Les co-entreprises sont les sociétés sur lesquelles le Groupe exerce un contrôle conjoint et sont consolidées par la méthode de l'intégration proportionnelle, en fonction du pourcentage d'intérêt du Groupe. Le contrôle conjoint est le partage du contrôle d'une entreprise exploitée en commun par un nombre limité d'associés ou d'actionnaires, de sorte que les politiques financières et opérationnelles résultent de leur accord conjoint.

Les entreprises associées désignent les entités dans lesquelles le Groupe exerce une influence notable sur les politiques financières et opération-

nelles sans en avoir le contrôle. L'influence notable est présumée lorsque la participation du Groupe est supérieure ou égale à 20 %. Les entreprises associées sont consolidées par la méthode de la mise en équivalence. Les titres mis en équivalence sont inscrits au bilan à leur coût historique corrigé de la quote-part de situation nette générée après l'acquisition, diminué des pertes de valeur. La quote-part de résultat de la période est présentée dans la ligne « Quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence » du compte de résultat.

Les résultats des sociétés acquises au cours de l'exercice sont comptabilisés dans le compte de résultat consolidé du Groupe à compter de la date de prise de contrôle et ce, jusqu'à la date de transfert de ce contrôle en cas de cession.

Toutes les transactions significatives entre les sociétés consolidées, ainsi que les profits internes non réalisés, sont éliminés.

La liste des filiales, co-entreprises et entreprises associées est présentée en note 42.

## 2.4

### Règles de présentation des états financiers

Les actifs et passifs de nature ou de fonction dissemblables sont présentés séparément.

Les actifs et passifs constitutifs du besoin en fonds de roulement entrant dans le cycle normal de l'activité sont classés en courants. Les autres actifs et passifs sont classés en courants d'une part, non courants d'autre part, selon que leur échéance est à plus ou moins d'un an par rapport à la date de clôture.

Les engagements de rachat d'intérêts minoritaires sur une entité intégrée globalement donnés par une entité du Groupe EDF sont présentés en « Autres 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. Toutes les données financières sont arrondies au million d'euros le plus proche.

#### 2.5.2 Monnaie fonctionnelle

La monnaie fonctionnelle d'une entité est la monnaie de l'environnement économique dans lequel cette entité opère principalement. Dans la majorité des cas, la monnaie fonctionnelle correspond à la monnaie locale. Cependant, dans certaines entités, une monnaie fonctionnelle différente de la monnaie locale peut être retenue dès lors qu'elle reflète la devise des principales transactions.

#### 2.5.3 Conversion des états financiers des sociétés étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro

Les états financiers des entités étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro sont convertis en euros de la façon suivante :

- les bilans des sociétés étrangères sont convertis en euro au taux de change à la date de clôture ;
- les comptes de résultat et les flux de trésorerie de ces mêmes sociétés sont convertis au taux de change moyen de la période ;
- les écarts résultant de la conversion des états financiers des sociétés étrangères sont portés en capitaux propres sur la ligne « Différences de conversion ».

Les différences de change ayant trait à un élément monétaire qui fait en substance partie intégrante de l'investissement net du Groupe dans une entreprise étrangère consolidée sont inscrites dans les capitaux propres consolidés jusqu'à la cession ou la liquidation de cet investissement net, date à laquelle elles sont inscrites en charges ou en produits dans le résultat comme les autres différences de conversion relatives à cette entreprise.

Dans le cadre de la préparation du bilan d'ouverture en IFRS à la date de transition (1<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 « Différences de conversion » dans les capitaux propres ont été mises à zéro en contrepartie des réserves de consolidation.

#### 2.5.4 Conversion des opérations en devises

En application de la norme IAS 21, les opérations libellées en devises étrangères sont initialement converties et comptabilisées dans la monnaie fonctionnelle de l'entité concernée au cours en vigueur à la date de transaction.

Lors des arrêts comptables, les actifs et passifs monétaires exprimés en devises sont convertis au taux de clôture à cette même date. Les différences de change correspondantes sont comptabilisées dans le compte de résultat.



## 2.6 Parties liées

Les parties liées comprennent l'État français, les sociétés détenues majoritairement par l'État et certaines de leurs filiales et les sociétés sur lesquelles EDF exerce un contrôle conjoint ou une influence notable, ainsi que les membres des instances de direction et d'administration du Groupe.

## 2.7 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement par des produits issus de la vente d'énergie et des prestations de services. Ces dernières incluent principalement des prestations de transport et de distribution de l'énergie ainsi que les enchères de capacité et d'interconnexion.

Le Groupe constate les ventes quand :

- l'existence d'un contrat est acquise ;
- la livraison a eu lieu (ou la prestation de service est achevée) ;
- le prix est fixé ou déterminable ;
- et le caractère recouvrable des créances est probable.

La livraison a lieu quand les risques et avantages associés à la propriété sont transférés à l'acheteur.

Les quantités d'énergie livrée non relevée non facturée sont déterminées à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente.

Les prestations de services ou fournitures de biens sont traitées en utilisant la méthode à l'avancement pour les opérations partiellement achevées à la clôture de l'exercice.

Les opérations de négoce sur le marché de l'énergie sont comptabilisées nettes des achats.

Les participations financières perçues des clients par le Groupe lors de leur raccordement au réseau (« tickets de raccordement ») sont enregistrées en produits constatés d'avance et sont rapportées au chiffre d'affaires sur une période fonction de la durée de vie des actifs qu'elles ont contribués à financer ou sur la durée estimée des contrats clients.

## 2.8 Impôts sur les résultats

Les impôts sur les résultats comprennent la charge (le produit) d'impôt exigible et la charge (le produit) d'impôt différé, calculés conformément aux législations fiscales en vigueur dans les pays où les résultats sont taxables.

Les impôts exigibles et différés sont comptabilisés en résultat, ou en capitaux propres si ces impôts concernent des éléments imputés directement en capitaux propres.

La charge (le produit) d'impôt exigible est le montant estimé de l'impôt dû au titre du résultat imposable de la période, déterminé en utilisant les taux d'impôt adoptés à la date de clôture.

L'impôt différé résulte des différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs et leurs bases fiscales. Cependant, aucun impôt différé n'est constaté pour les différences temporelles générées par :

- un goodwill non déductible fiscalement ;
- la comptabilisation initiale d'un actif ou d'un passif dans une transaction qui n'est pas un regroupement d'entreprises et qui n'affecte ni le bénéfice comptable, ni le bénéfice imposable (perte fiscale) à la date de transaction ;
- des participations dans des filiales, co-entreprises et entreprises associées dès lors que le Groupe contrôle la date à laquelle les différences temporelles s'inverseront et qu'il est probable que ces différences ne s'inverseront pas dans un avenir prévisible.

Les actifs et passifs d'impôt différé sont évalués aux taux d'impôt attendus sur l'exercice au cours duquel l'actif sera réalisé ou le passif réglé et qui ont été adoptés à la date de clôture. En cas de changement de taux d'impôt, les impositions différées font l'objet d'un ajustement au nouveau taux en vigueur et l'ajustement est imputé au compte de résultat sauf s'il se rapporte à un sous-jacent dont les variations sont des éléments imputés en capitaux propres, notamment au titre de la comptabilisation des instruments de couverture et des actifs disponibles à la vente.

Les impôts différés sont revus à chaque clôture pour tenir compte notamment des changements de législation fiscale et des perspectives de recouvrement des différences temporelles déductibles. Un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que dans la mesure où il est probable que le Groupe disposera de bénéfices futurs imposables sur lesquels cet actif pourra être imputé dans un horizon prévisible ou, au-delà, d'impôts différés passifs de même maturité.

## 2.9 Goodwill et regroupements d'entreprises

Les regroupements d'entreprises sont constatés selon la méthode de l'acquisition telle que définie dans la norme IFRS 3. Le coût d'acquisition correspond à la juste valeur des actifs remis, des passifs encourus ou assumés et des instruments de capitaux propres émis par l'acquéreur à la date de l'acquisition auxquels s'ajoutent les coûts annexes directement attribuables à l'acquisition.

### 2.9.1 Détermination des goodwill

Les goodwill représentent la différence entre le coût du regroupement d'entreprise et la part d'intérêt du Groupe dans la juste valeur des actifs, passifs et passifs éventuels identifiables de l'entité acquise à la date de prise de contrôle. Lorsqu'il en résulte une différence négative, elle est immédiatement comptabilisée en résultat.

Les justes valeurs des actifs et des passifs et la détermination du goodwill sont définitives au cours des douze mois suivant la date d'acquisition.

En cas d'acquisition d'intérêts minoritaires dans une filiale déjà consolidée par intégration globale, le Groupe enregistre en goodwill la différence entre le prix d'acquisition des intérêts minoritaires et la quote-part de situation nette acquise, sans procéder à la réévaluation des actifs et des passifs acquis.

En cas d'acquisition d'intérêts complémentaires dans une entreprise associée sans qu'il en résulte une prise de contrôle, le Groupe maintient les actifs et les passifs antérieurement acquis à leur valeur dans les comptes consolidés.

### 2.9.2 Évaluation et présentation des goodwill

Les goodwill relatifs aux sociétés acquises antérieurement au 1<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 « Pertes de valeur » du compte de résultat.

Les goodwill provenant de l'acquisition d'entreprises associées sont inclus dans la valeur comptable de la participation. Les pertes de valeur relatives à ces goodwill sont enregistrées dans la ligne « Quote-part de résultat net dans les sociétés mises en équivalence ».

Après leur comptabilisation initiale, les goodwill sont inscrits à leurs coûts diminués des pertes de valeur constatées.

Les goodwill ne sont pas amortis mais font l'objet d'un test de perte de valeur dès l'apparition d'indices de pertes de valeur et au minimum une fois par an.

Pour ce test, les goodwill sont alloués aux Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) qui correspondent à des ensembles homogènes générant des flux identifiables bénéficiant des synergies provenant de l'acquisition. Le Groupe a retenu comme Unité Génératrice de Trésorerie (UGT), soit les sous-groupes, soit les entités juridiques, ventilés le cas échéant selon leur secteur d'activité (production-commercialisation, distribution, transport, autres).

La valeur recouvrable de ces unités est la valeur la plus élevée entre la juste valeur nette des coûts de sortie et la valeur d'utilité. La valeur d'utilité est déterminée par référence aux flux futurs de trésorerie nets actualisés issus des prévisions financières à moyen terme, selon les règles exposées à la note 2.14. Lorsque cette valeur recouvrable est inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence en « Pertes de valeur », la perte s'imputant en priorité sur les goodwill puis sur les actifs immobilisés de l'UGT concernée.

Lors de la cession de tout ou partie d'une entité du Groupe, la quote-part du goodwill attribuable à la cession est incluse dans le calcul du résultat de cession.





## 2.10 Autres actifs incorporels

Les autres actifs incorporels sont principalement constitués de logiciels, de brevets et droits similaires, de droits d'exploitation et de frais de développement, et sont amortis linéairement selon leur durée d'utilité, en général comprise entre 1 et 5 ans.

Ils incluent également les quotas d'émissions de gaz à effet de serre acquis à titre onéreux, mais qui ne sont pas amortis.

### 2.10.1 Dépenses de recherche et de développement

Les dépenses de recherche sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Les dépenses concourant au développement d'un projet sont comptabilisées en actifs incorporels lorsque le Groupe peut démontrer :

- la faisabilité technique nécessaire à l'achèvement de l'immobilisation incorporelle en vue de sa mise en service ou de sa vente ;
- son intention d'achever l'immobilisation incorporelle et de l'utiliser ou de la vendre ;
- sa capacité à utiliser ou à vendre l'immobilisation incorporelle ;
- la façon dont l'immobilisation incorporelle générera des avantages économiques futurs probables ;
- la disponibilité de ressources (techniques, financières et autres) appropriées pour achever le développement et utiliser ou vendre l'immobilisation incorporelle ;
- sa capacité à évaluer de façon fiable les dépenses attribuables à l'immobilisation incorporelle au cours de son développement.

### 2.10.2 Quotas d'émission de gaz à effet de serre

Le traitement comptable retenu par le Groupe est le suivant :

- les quotas d'émissions acquis à titre onéreux sont comptabilisés en actifs incorporels à leur coût d'acquisition ; lorsque les droits d'émission sont remis gratuitement dans le cadre du plan national d'allocation des quotas (PNAQ) par l'État concerné, ils n'apparaissent pas au bilan ;
- lorsque les émissions réalisées ou prévisionnelles d'une entité du Groupe sont supérieures aux quotas alloués par l'État et encore détenus au titre de la période du PNAQ, une provision est constituée pour couvrir l'excédent d'émissions. Cette provision est évaluée au coût d'acquisition à due concurrence des quotas acquis au comptant ou à terme et pour le solde par référence au prix de marché. Cette provision est soldée lors de la restitution des quotas à l'État.

Les achats/ventes à terme de quotas relevant d'une activité de négoce sont comptabilisés selon la norme IAS 39 et valorisés à leur juste valeur à la date du bilan. La variation de juste valeur est enregistrée en résultat.

## 2.11 Immobilisations en concessions, immobilisations de production et autres immobilisations corporelles

Les immobilisations du Groupe sont présentées, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2007, sur trois rubriques à l'actif du bilan, en fonction de l'activité et du cadre contractuel dans lesquels elles sont utilisées (voir notes 3 et 4) :

- immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France ;
- immobilisations en concessions des autres activités ;
- immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre.

### 2.11.1 Évaluation initiale

Les immobilisations sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production.

Le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporels à la construction de l'actif.

Les dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdictions administratives d'exploitation sont immobilisées.

Le coût des immobilisations comprend également les coûts de déconstruction des installations de production et pour les installations nucléaires le coût du dernier cœur. Ces actifs sont comptabilisés en contrepartie des provisions constituées au titre de ces obligations. À la date de mise en service, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 2.21). Ainsi sont inclus dans la valeur des immobilisations :

- le coût actualisé de la déconstruction des installations ;
- et pour les installations nucléaires, le coût actualisé du dernier cœur de combustible, comprenant la dépréciation du stock résiduel de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif de la production, le coût du retraitement de ce combustible, ainsi que le coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations nucléaires constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties au prorata de la durée de vie des installations.

Les coûts des révisions décennales imposées réglementairement pour les centrales nucléaires et les centrales thermiques à flamme constituent un composant de la valeur de ces installations, qui est amorti sur une durée correspondant à l'intervalle séparant deux révisions.

Les coûts d'emprunt des capitaux utilisés pour financer les installations ainsi que les dépenses de pré-exploitation sont comptabilisés en charges.

### 2.11.2 Mode et durées d'amortissement

Les immobilisations sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, définie comme la période sur laquelle le Groupe prévoit de retirer de leur utilisation un avantage économique futur.

Pour les principaux ouvrages, les durées d'utilité estimées sont les suivantes :

- Barrages hydroélectriques ..... : 75 ans
- Matériel électromécanique des usines hydroélectriques ..... : 50 ans
- Centrales thermiques à flamme ..... : 30 à 45 ans
- Installations de production nucléaire ..... : 40 ans<sup>(\*)</sup>
- Installations de transport et de distribution (lignes, postes de transformation) ..... : 20 à 45 ans

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

À l'issue de travaux qui ont concerné l'essentiel des biens relevant de la Distribution Publique d'électricité en France, certaines durées d'utilité ont été modifiées (cf. note 3.2.4).

## 2.12 Contrats de concession

### 2.12.1 Méthodes comptables

Le Groupe EDF comptabilise les contrats public/privé selon les normes et interprétations IAS 16, IAS 17, IAS 18, IAS 37, IFRS 6, et IFRIC 4 en fonction des spécificités des contrats (concernant l'interprétation IFRIC 12, voir note 3).

### 2.12.2 Concessions en France

En France, le Groupe est concessionnaire de trois types de concessions de service public :

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) ;
- les concessions de forces hydrauliques, ayant pour concédant l'État ;
- la concession du réseau public de transport qui a pour concessionnaire la filiale RTE EDF Transport (intégrée globalement au 1<sup>er</sup> janvier 2005) et pour concédant l'État.

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

Les biens relevant de cette activité sont inscrits en « Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France », pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concédant.

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

La filialisation par EDF de ses activités de distribution en France continentale (voir note 5.1.1.2) n'a pas d'impact sur les contrats.

#### – Les concessions de forces hydrauliques

Les immobilisations affectées au service de la concession concernent les ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines...), et pour les concessions renouvelées récemment, incluent également les ouvrages de production d'électricité (alternateurs...).

L'article 7 de la loi n° 2006-1772 du 30 décembre 2006 sur l'eau et les milieux aquatiques a supprimé le droit de préférence au concessionnaire sortant que la loi du 16 octobre 1919 avait institué.

Par ailleurs, l'article 33 de la loi de finances rectificative pour 2006, n° 2006-1771 du 30 décembre 2006, prévoit au profit du concessionnaire sortant le principe d'une indemnisation de la part non amortie de ses investissements réalisés durant la deuxième moitié de l'exécution du contrat, à l'exception de ceux qui auraient été nécessaires à la remise en bon état des ouvrages à la fin de la concession, sans que cette durée puisse être inférieure à dix ans. Au 31 décembre 2007, le décret fixant les modalités d'application de cette disposition n'était pas paru.

Les biens relevant de cette activité sont inscrits en « Immobilisations en concessions des autres activités » pour leur coût d'acquisition.

#### – La concession du réseau public de transport

La concession de transport date de 1956. Sa durée est de 75 ans. La loi du 10 février 2000 a confié à un service indépendant au sein d'EDF la charge de gérer le réseau public de transport de l'électricité. Ce service a été filialisé, à compter du 1<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. Au 31 décembre 2007, le contrat de concession entre l'État et RTE EDF Transport, auquel sera annexé le cahier des charges, reste à finaliser.

Les biens affectés à la concession du réseau public de transport sont par la loi propriété de RTE EDF Transport. Ils sont inscrits en « Immobilisations en concessions des autres activités ».



### 2.12.3 Concessions à l'étranger

Les dispositions relatives aux concessions à l'étranger sont différentes selon les contrats et les législations nationales. Les principaux pays concernés sont les suivants :

#### – Le Royaume-Uni

EDF Energy est propriétaire de réseaux de distribution publique d'électricité. La filiale détient un monopole sur la zone géographique définie dans la licence et le réseau peut être cédé à sa juste valeur. Les licences peuvent être révoquées, en cas de manquement aux obligations de la licence de distribution, avec un préavis de 25 ans.

Les biens relevant de cette activité sont inscrits en « Immobilisations en concessions des autres activités ».

#### – L'Allemagne

Les réseaux de distribution dont EnBW est le concessionnaire lui appartiennent pour la durée de la concession. En cas de non-renouvellement de concession, EnBW peut céder le réseau à sa juste valeur ou à la valeur de remplacement amortie.

Les biens relevant de cette activité sont comptabilisés en « Immobilisations en concessions des autres activités ».

#### – L'Italie

Edison est concessionnaire de sites de production d'hydrocarbures, de sites de stockage de gaz, de réseaux de distribution locale de gaz et de sites de production hydraulique. Il est propriétaire des actifs, à l'exception d'une partie des immobilisations corporelles des sites de production hydraulique qui sont gratuitement cessibles à l'échéance de la concession, par exemple les conduites.

Les biens relevant de cette activité sont inscrits en « Immobilisations en concessions des autres activités », à l'exception des droits de prospection et des dépenses qui sont associés à la découverte de ressources minérales spécifiques, liés aux sites de production d'hydrocarbures, lesquels sont classés en actifs incorporels.

Ils sont amortis sur leur durée d'utilité ; à noter en particulier que :

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

## 2.13 Contrats de location

Dans le cadre de ses activités, le Groupe utilise des actifs mis à sa disposition en vertu de contrats de location. Ces contrats de location font l'objet d'une analyse au regard des situations décrites et indicateurs fournis par la norme IAS 17 afin de déterminer s'il s'agit de contrats de location simple ou de contrats de location-financement.

### 2.13.1 Contrats de location-financement

Les contrats ayant pour effet de transférer au Groupe la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété des biens loués sont qualifiés de contrats de location-financement. Les critères examinés par le Groupe afin d'apprécier si un contrat de location transfère la quasi-totalité des risques et avantages sont notamment :

- le rapport entre la durée des contrats des actifs loués et leur durée de vie ;
- le total des paiements futurs actualisés rapporté à la juste valeur de l'actif financé ;
- l'existence d'un transfert de propriété à l'issue du contrat de location ;
- l'existence d'une option d'achat favorable ;
- la nature spécifique de l'actif loué.

Les actifs utilisés dans le cadre de contrats de location-financement sont rattachés aux rubriques d'immobilisations concernées, avec pour contrepartie une dette financière ; ils sont amortis sur leur durée d'utilisation ou, lorsqu'elle est plus courte, sur la durée du contrat de location correspondant.

Lorsque le Groupe réalise une opération de cession-bail qui débouche sur un contrat de location-financement, cette opération est comptabilisée conformément aux principes énoncés ci-dessus. Dans le cas où le prix de cession est supérieur à la valeur comptable de l'actif, l'excédent est différé et amorti sur la durée du contrat de location.

### 2.13.2 Contrats de location simple

Les contrats de location ne correspondant pas à la définition d'un contrat de location-financement sont qualifiés de contrat de location simple et comptabilisés comme tels.

Les paiements effectués au titre de ces contrats sont comptabilisés en charges dans le compte de résultat.

### 2.13.3 Accords qui contiennent des contrats de location

Conformément à l'interprétation IFRIC 4, le Groupe identifie les accords qui, bien que n'ayant pas la forme juridique d'un contrat de location, transfèrent le droit d'utilisation d'un actif ou d'un groupe d'actifs spécifiques au preneur du contrat, dès lors que le preneur bénéficie d'une part substantielle de la production de l'actif et que le paiement n'est pas dépendant de la production ou du prix du marché.

Les accords ainsi identifiés sont assimilés à des contrats de location et sont analysés en regard des dispositions de la norme IAS 17 en tant que tels pour être qualifiés soit de contrat de location simple soit de contrat de location-financement.

## 2.14 Pertes de valeur des autres actifs incorporels et des immobilisations corporelles

Le Groupe apprécie, à chaque clôture des comptes et à chaque arrêté intermédiaire, s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est effectué :

- le Groupe mesure les éventuelles dépréciations des actifs long terme par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein d'unités génératrices de trésorerie, et leur valeur recouvrable généralement leur valeur d'utilité calculée par la méthode des flux de trésorerie futurs actualisés ;
- les taux d'actualisation retenus pour ces besoins s'appuient sur le coût moyen pondéré du capital de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés ; ils sont déterminés par zone économique, géographique et par activité le cas échéant. Le taux d'actualisation avant impôt est calculé par un processus itératif à partir des taux après impôts ;

• les flux de trésorerie futurs sont établis sur la base des plans à moyen terme sur trois ans. Les variables susceptibles d'influencer significativement les calculs sont :

- les évolutions de la réglementation tarifaire et des prix de marché,
- les évolutions des taux d'intérêt et des primes de risque de marché,
- les niveaux de marché et la part de marché sur les offres ainsi que le niveau d'investissement,
- la durée de vie des installations ainsi que le plan de renouvellement des concessions,
- les taux de croissance retenus au-delà des plans à moyen terme et les valeurs terminales considérées.

Ce test de dépréciation repose sur des plans d'affaires et des hypothèses validés par le Groupe.

## 2.15 Actifs et passifs financiers

Les actifs financiers comprennent les immobilisations financières (titres de participations non consolidés, actifs dédiés et autres titres de placement), les prêts et créances financières ainsi que la juste valeur positive des dérivés.

Les actifs dédiés sont des actifs financiers destinés à participer au financement des opérations de fin de cycle nucléaire provisionnées au passif du bilan (voir notes 24.3.2.1 et 31.5). Ces actifs sont isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers du Groupe eu égard à leur objectif. Ils sont composés de titres obligataires, d'actions, d'OPVCM et de fonds dits réservés, constitués par le Groupe pour son usage exclusif.

Les passifs financiers comprennent les emprunts et dettes financières, les concours bancaires et la juste valeur négative des instruments dérivés.

Les actifs et passifs financiers sont présentés au bilan en actifs ou passifs courants ou non courants selon que leur échéance est inférieure ou supérieure à un an, à l'exception des dérivés de transaction qui sont classés en courant.

Les dettes et créances d'exploitation ainsi que la trésorerie et équivalents de trésorerie entrent dans le champ d'application de la norme IAS 39 ; ils sont présentés distinctement au bilan.

### 2.15.1 Classement des actifs et passifs financiers et modalités d'évaluation

Les classes d'instruments financiers retenus au sens de la norme IFRS 7 sont :

- les actifs et passifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat ;
- les actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance ;
- les prêts et créances financières ;

- les actifs financiers disponibles à la vente ;
- les clients et comptes rattachés ;
- la trésorerie et les équivalents de trésorerie ;
- les dettes financières et dettes d'exploitation.

#### 2.15.1.1 ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR AVEC VARIATIONS DE JUSTE VALEUR EN RÉSULTAT

Les actifs financiers à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat sont désignés comme tels à l'initiation de l'opération car :

- ils ont été acquis dès l'origine avec l'intention de revente à brève échéance ;
- ou il s'agit de dérivés non qualifiés de couverture (dérivés de transaction) ;
- ou le Groupe a choisi de les classer dans cette catégorie selon l'option offerte par la norme IAS 39.

Ces actifs sont comptabilisés à la date de transaction, à leur coût d'acquisition y compris frais accessoires d'achat. À chaque date d'arrêté comptable, ils sont évalués à leur juste valeur, déterminée soit sur la base de prix cotés, disponibles auprès de contributeurs externes, pour les instruments financiers cotés, soit selon la méthode des flux futurs actualisés pour les autres instruments financiers.

Les variations de juste valeur sont enregistrées au compte de résultat dans la rubrique « Autres produits et charges financiers ».

Les dividendes et intérêts perçus sur ces actifs évalués à la juste valeur sont comptabilisés en résultat en « Autres produits financiers ».

Les variations de juste valeur des contrats de matières premières de négoce sont enregistrées dans la rubrique « Chiffre d'affaires » du compte de résultat.



En ce qui concerne l'option sur la juste valeur, le Groupe classe un actif ou un passif dans la catégorie « juste valeur sur option » dans les 3 cas suivants :

- (1) Élimination ou réduction significative d'une incohérence dans la méthode d'évaluation d'actifs ou de passifs ;
- (2) Gestion de la performance d'un groupe d'actifs/passifs à la juste valeur, conformément aux stratégies documentées et au reporting effectué auprès du management ;
- (3) L'actif ou le passif comprend un instrument dérivé incorporé.  
Si un contrat contient un ou plusieurs dérivés incorporés, il est possible de classer l'instrument hybride dans la catégorie juste valeur sur option, à l'exception des deux situations suivantes :
  - le dérivé incorporé ne modifie pas substantiellement les flux de trésorerie du contrat,
  - l'analyse des caractéristiques du contrat hôte et du dérivé incorporé n'induit pas une séparation du dérivé incorporé.

## 2.15.1.2 ACTIFS FINANCIERS DÉTENUS JUSQU'À L'ÉCHÉANCE

Sont classés dans cette catégorie les actifs financiers à maturité fixe que le Groupe a acquis avec l'intention et la capacité de les détenir jusqu'à leur échéance. Ils sont comptabilisés au coût amorti, à la date de transaction. Les intérêts comptabilisés au taux d'intérêt effectif sont enregistrés dans la rubrique « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat.

## 2.15.1.3 PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES

Les prêts et créances financières sont évalués et comptabilisés, à la date de transaction, au coût amorti diminué d'une éventuelle provision pour dépréciation.

Les intérêts reconnus au taux d'intérêt effectif sont comptabilisés dans le poste « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat.

## 2.15.1.4 ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE

Les actifs financiers disponibles à la vente comprennent les titres de participation, les fonds réservés ainsi que les titres de placement. Ils sont comptabilisés au coût d'acquisition à leur date de transaction, puis en date d'arrêté comptable à leur juste valeur.

Leur évaluation à la juste valeur est déterminée sur la base de prix cotés, disponibles auprès de contributeurs externes, pour les instruments financiers cotés sur un marché actif. La juste valeur est déterminée selon la méthode des flux futurs actualisés pour les autres instruments financiers. Quand une juste valeur ne peut être estimée de manière fiable au moyen d'autres méthodes d'évaluation admises comme l'actualisation des flux futurs, ces titres sont évalués à leur coût d'acquisition, diminué de toute dépréciation cumulée.

Les plus-values ou moins-values latentes sur ces actifs financiers disponibles à la vente sont constatées en capitaux propres, sauf en cas de perte avérée auquel cas une dépréciation est constatée (voir note 2.15.2).

Pour les actifs financiers disponibles à la vente représentant les titres de dettes, les intérêts calculés au taux d'intérêt effectif sont crédités au compte de résultat dans le poste « Autres produits et charges financiers sur actifs financiers disponibles à la vente ».

## 2.15.1.5 DETTES FINANCIÈRES ET DETTES D'EXPLOITATION

Les dettes financières sont comptabilisées selon la méthode du coût amorti avec séparation éventuelle des dérivés incorporés. Les intérêts cal-

culés au taux d'intérêt effectif, sont comptabilisés au poste « Coût de l'endettement financier brut » sur la durée de la dette financière. La juste valeur de la dette est calculée par actualisation des flux futurs au taux de marché.

## 2.15.1.6 INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

### 2.15.1.6.1 CHAMP D'APPLICATION

Le champ d'application des instruments financiers dérivés a été défini par le Groupe conformément aux dispositions et principes introduits par la norme IAS 39.

En particulier, les contrats d'achat et de vente à terme avec livraison physique d'énergie ou de matières premières sont considérés comme exclus du champ d'application de la norme IAS 39, dès lors que ces contrats ont été conclus dans le cadre de l'activité dite « normale » du Groupe. Cette qualification est démontrée dès que les conditions suivantes sont réunies :

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

Dans ce cadre, le Groupe considère que les transactions négociées dans l'objectif d'un équilibrage en volumes entre engagements d'achat et de vente d'électricité entrent dans le cadre de son métier d'électricien intégré et sont exclues du champ d'application de la norme IAS 39.

Conformément aux principes de la norme IAS 39, le Groupe analyse l'ensemble de ses contrats – portant sur des éléments financiers ou non financiers – afin d'identifier l'existence d'éventuels instruments dérivés dits « incorporés ». Toute composante d'un contrat qui affecte les flux du contrat concerné de manière analogue à celle d'un instrument financier dérivé autonome répond à la définition d'un dérivé incorporé au contrat. Si les conditions prévues par la norme sont réunies, un dérivé incorporé est séparé en comptabilité, en date de mise en place du contrat.

### 2.15.1.6.2 ÉVALUATION ET COMPTABILISATION

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur. Cette juste valeur est déterminée sur la base de prix cotés et de données de marché, disponibles auprès de contributeurs externes. Le Groupe peut également faire référence à des transactions récentes comparables ou utiliser une valorisation fondée sur des modèles internes reconnus par les intervenants sur le marché et intégrant des données directement dérivées de données observables telles que des cotations de gré à gré.

La variation de juste valeur de ces instruments dérivés est enregistrée au compte de résultat sauf lorsqu'ils sont désignés comme instruments de couverture dans une couverture de flux de trésorerie ou d'un investissement net. Dans ce dernier cas, les variations de valeur des instruments de couverture sont comptabilisées directement en capitaux propres, hors part inefficace des couvertures.

Dans le cas particulier des instruments financiers négociés dans le cadre des activités d'EDF Trading, les résultats réalisés et latents sont présentés en net dans la rubrique « Chiffre d'affaires ».

### 2.15.1.6.3 INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS QUALIFIÉS DE COUVERTURE

Le Groupe EDF utilise des instruments dérivés pour couvrir ses risques de change et de taux ainsi que ceux liés à certains contrats de matières premières.

Les critères retenus par le Groupe pour la qualification d'un instrument dérivé comme une opération de couverture sont ceux prévus par la norme IAS 39 :

- (1) L'opération de couverture doit couvrir les variations de juste valeur ou des flux de trésorerie imputables au risque couvert et l'efficacité de la couverture (représentant le niveau de compensation des variations de valeur de l'instrument de couverture avec celles de l'élément couvert ou de la transaction future) se situe dans une fourchette comprise entre 80 % et 125 % ;
- (2) En ce qui concerne les opérations de couverture de flux de trésorerie, la transaction future, objet de la couverture, doit être hautement probable ;
- (3) L'efficacité de la couverture est déterminée de manière fiable ;
- (4) L'opération de couverture est étayée par une documentation adéquate dès sa mise en place.

Le Groupe applique les typologies de couverture suivantes :

#### (a) Couverture de juste valeur

Il s'agit d'une couverture des variations de juste valeur d'un actif ou passif comptabilisé au bilan ou d'un engagement ferme d'acheter ou de vendre un actif. Les variations de juste valeur de l'élément couvert attribuables à la composante couverte sont enregistrées en résultat et compensées par les variations symétriques de juste valeur de l'instrument de couverture, seule la fraction inefficace de la couverture impactant le résultat.

#### (b) Couverture de flux de trésorerie

Il s'agit d'une couverture de transactions futures hautement probables où les variations de flux de trésorerie générés par l'élément couvert sont compensées par les variations de valeur de l'instrument de couverture.

Les variations cumulées de juste valeur sont enregistrées dans une rubrique des capitaux propres pour leur partie efficace et en résultat pour la partie inefficace (correspondant à l'excédent de variations de juste valeur de l'instrument de couverture par rapport aux variations de juste valeur de l'élément couvert).

Lorsque les flux de trésorerie couverts se matérialisent, les montants jusqu'alors enregistrés en capitaux propres sont repris au compte de résultat symétriquement aux flux de l'élément couvert.

#### (c) Couverture d'un investissement net

Il s'agit de couvrir l'exposition au risque de change associé à un investissement net dans une entité étrangère. Les variations cumulées de juste valeur des instruments de couverture sont enregistrées en capitaux propres pour leur partie considérée comme efficace jusqu'à la sortie de l'investissement net, date à laquelle ce montant est comptabilisé en résultat de cession. La partie inefficace de la couverture (déterminée selon les mêmes modalités que pour une couverture de flux futurs) est enregistrée directement en résultat.

La relation de couverture prend fin dès lors que :

- un instrument dérivé cesse d'être un instrument de couverture efficace ;
- un instrument dérivé échoit, est vendu, annulé ou exercé ;

- l'élément couvert est arrivé à échéance, a été vendu ou remboursé ;
- une transaction future n'est plus considérée comme hautement probable.

Seuls les instruments dérivés externes au Groupe étant réputés éligibles à la comptabilité de couverture, les résultats relatifs aux instruments dérivés internes sont éliminés dans les comptes consolidés. Toutefois, dans le cadre d'une relation de couverture initiée au moyen de dérivés internes au Groupe, la comptabilité de couverture s'applique s'il est démontré que les instruments dérivés internes donnent lieu à un retournement à l'extérieur du Groupe.

Le Groupe enregistre la variation de valeur liée à l'effet taux des dérivés de couverture d'investissement net à l'étranger en capitaux propres au même titre que la variation de valeur liée au change.

## 2.15.2 Dépréciation des actifs financiers

À chaque date d'arrêté des comptes, le Groupe apprécie s'il existe une indication objective de dépréciation d'un actif. Si tel est le cas, le Groupe estime la valeur recouvrable de l'actif et comptabilise une éventuelle perte de valeur en fonction de la catégorie d'actif concerné.

### 2.15.2.1 ACTIFS FINANCIERS COMPTABILISÉS AU COÛT AMORTI

Le montant de la perte est égal à la différence entre la valeur comptable de l'actif et la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus déterminée au taux d'intérêt effectif d'origine de l'instrument financier. Le montant de la perte est inclus dans le poste « Autres charges financières » du compte de résultat. Si, au cours d'un exercice ultérieur, la perte diminue, elle est reprise en résultat.

### 2.15.2.2 ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE

S'il existe une baisse significative et durable de la juste valeur des actifs disponibles à la vente, la moins-value latente est reclassée des capitaux propres au résultat de l'exercice. Si, au cours d'une période ultérieure, la juste valeur d'un actif disponible à la vente augmente, l'accroissement de valeur est inscrit en capitaux propres pour les instruments de capitaux propres tandis qu'elle motive une reprise en résultat de la dépréciation antérieurement constatée pour les instruments de dettes.

## 2.15.3 Décomptabilisation des actifs et passifs financiers

Le Groupe décomptabilise tout ou partie :

- d'un actif financier lorsque les droits contractuels constituant cet actif arrivent à expiration, lorsque le Groupe transfère substantiellement la quasi-totalité des risques inhérents à la propriété de l'actif ;
- d'un passif financier lorsque le passif est éteint du fait de l'annulation de l'obligation ou de l'arrivée à échéance. Lorsqu'une restructuration de dette a lieu avec un prêteur, et que les termes sont substantiellement différents, le Groupe enregistre un nouveau passif.

## 2.15.4 Opérations de titrisation

Lorsqu'il est démontré que le Groupe n'a pas le contrôle des fonds communs de créances issus des opérations de titrisation, ils sont exclus du périmètre de consolidation. Dans le cas contraire, la contrepartie de la trésorerie reçue est portée en « Autres dettes ».



## 2.16 Stocks et en-cours

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation, à l'exception des stocks de négoce qui sont évalués à leur valeur de marché.

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières, les coûts de main-d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production.

### 2.16.1 Matières et combustibles nucléaires

Les stocks de matières et de combustibles nucléaires sont constitués de matières fissiles aux différents stades d'élaboration et du combustible en réacteur et en magasin. Le cycle de fabrication des combustibles nucléaires est supérieur à un an.

Les matières et combustibles nucléaires ainsi que les en-cours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main-d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoration, enrichissement...).

Au 31 décembre 2007, du fait de la prise en compte de la nouvelle notion de « combustible engagé » définie par l'arrêté du 21 mars 2007, en France, le coût des stocks pour les combustibles engagés en réacteur et non encore irradiés comprend les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, qui trouvent leur contrepartie dans les provisions concernées.

Les charges financières engendrées par le financement des stocks de combustibles nucléaires sont enregistrées en charges de période.

Les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication des combustibles, dont la durée est supérieure à un an, et les combustibles nucléaires, qu'ils soient en magasin ou en réacteur, sont enregistrés dans les comptes de stocks.

Les stocks de combustibles nucléaires sont évalués selon la méthode dite du coût moyen pondéré appliquée à chacune des composantes (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication).

Le Groupe ne valorise pas l'uranium issu du retraitement, compte tenu des incertitudes relatives à son utilisation future.

Les consommations de combustibles nucléaires sont déterminées par composante sur la base des quantités prévisionnelles épuisées par kWh produit. Ces quantités sont valorisées au coût moyen pondéré du stock. L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques.

### 2.16.2 Matières et autres stocks d'exploitation

Les stocks sont évalués selon la méthode du coût moyen pondéré en retenant les coûts d'achat directs et indirects.

Les provisions constituées pour les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance dépendent du taux de rotation de ces pièces et de la durée de vie des unités de production.

## 2.17 Clients et comptes rattachés

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances clients et comptes rattachés sont comptabilisés à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir. Une provision pour dépréciation est constatée lorsque leur valeur d'inventaire basée sur la probabilité de leur recouvrement déterminée en fonction de la typologie des créances, est inférieure à leur valeur comptable. Selon la nature

des créances, le risque assorti aux créances douteuses est apprécié individuellement ou à partir de méthodes statistiques tirées de l'expérience.

Cette rubrique enregistre également le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée, non relevée et non facturée. Une provision est constituée pour faire face au risque potentiel de non-recouvrement.

## 2.18 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont constitués des liquidités immédiatement disponibles et des placements à très court terme dont l'échéance à la date d'acquisition est généralement inférieure ou égale à trois mois et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur.

Les titres détenus à court terme et classés en « Équivalents de trésorerie » sont comptabilisés à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat dans la rubrique « Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie ».

---

## 2.19 Capitaux propres

---

### 2.19.1 Écart de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers

---

Les écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers proviennent de la réévaluation à la juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente et de certains instruments de couverture.

### 2.19.2 Frais d'émission de capital

---

Seuls les coûts externes expressément liés à l'augmentation de capital constituent des frais d'émission de titres. Ils sont imputés sur la prime d'émission pour leur montant net d'impôt.

Les autres coûts constituent des charges de l'exercice.

---

## 2.20 Actions propres

---

Les actions propres sont des titres d'autocontrôle émis par l'entreprise consolidante et détenus soit par elle-même soit par les autres membres du groupe consolidé. Elles sont enregistrées pour leur coût d'acquisition en diminution des capitaux propres jusqu'à leur date de cession. Les résultats de cession de ces titres sont imputés directement dans les capitaux propres et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

---

## 2.21 Provisions

---

Les provisions sont comptabilisées par le Groupe si les trois conditions suivantes sont remplies :

- le Groupe a une obligation actuelle (juridique ou implicite) vis-à-vis d'un tiers qui résulte d'un événement passé, antérieur à la date de clôture ;
- il est probable qu'une sortie de ressources représentative d'avantages économiques sera nécessaire pour éteindre l'obligation ;
- le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par le Groupe pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de gestion issues du système d'information, d'hypothèses retenues par le Groupe, éventuellement complétées par l'expérience de transactions similaires, et, dans certains cas, sur la base de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Lorsqu'il est attendu un remboursement total ou partiel de la dépense, qui a fait l'objet d'une provision, le remboursement est comptabilisé en créance, si et seulement si, le Groupe a la quasi-certitude de le recevoir.

Dans des cas exceptionnels, il se peut qu'une provision ne puisse être comptabilisée par manque d'estimation fiable. Cette obligation est alors indiquée en annexe en tant que passif éventuel, à moins que la probabilité de sortie de ressources ne soit faible.

Les provisions sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses d'aval du cycle nucléaire : des provisions pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs sont constituées pour l'ensemble des combustibles en cours d'utilisation (pour la partie épuisée) ou consommés.  
Pour la France, la législation impose de constituer des provisions sur la totalité des combustibles engagés dans les réacteurs, qu'ils soient irradiés ou non. Elle impose également de classer sous cette rubrique les charges de gestion à long terme des déchets radioactifs issus de la déconstruction des centrales nucléaires ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales et les charges relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provision pour derniers cœurs) ;
- les pertes futures relatives à des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie :
  - les pertes sur contrats d'achat d'énergie sont évaluées en comparant le coût d'achat défini par les conditions contractuelles au prix de marché prévisionnel de l'électricité,
  - les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles avec le coût de production de l'énergie à livrer.





Les provisions constituées pour dépenses d'aval du cycle nucléaire, pour charges liées à la déconstruction des centrales et aux derniers cœurs, pour pertes futures relatives à des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie, sont estimées en appliquant aux montants des décaissements prévus un indice d'inflation prévisionnel à long terme, et sont actualisées à partir des taux représentant la meilleure estimation d'un taux de rendement à long terme sur les marchés obligataires.

Le taux d'inflation et le taux d'actualisation sont déterminés à partir des paramètres économiques du pays dans lequel est située l'entité économique. Pour la France, le Groupe retient un taux d'actualisation sur la base de séries longues d'un échantillon d'emprunts obligataires et tient compte du fait qu'une partie des dépenses pour lesquelles sont constituées ces provisions seront décaissées sur des horizons de temps qui excèdent largement la durée des instruments couramment traités sur les marchés financiers.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières dans la ligne « Charges d'actualisation ».

L'effet des changements d'estimation des provisions à long terme dont la contrepartie a été initialement enregistrée à l'actif, qu'ils soient liés à un changement de calendrier, de taux d'actualisation, d'estimation des dépenses ou d'évolutions technologiques est imputé sur l'actif de contrepartie et au-delà sur l'actif de référence sous-jacent (centrale). Chacun de ces paramètres pris isolément ou de façon combinée est susceptible d'impacter sensiblement ces estimations dans le temps.

## 2.22 Avantages du personnel

Les salariés du Groupe bénéficient, suivant les réglementations locales et certaines dispositions spécifiques comme la réglementation statutaire pour les entreprises relevant du régime des Industries Électriques et Gazières (IEG), d'avantages pendant leur durée d'activité et d'inactivité.

### 2.22.1 Engagements concernant les retraites et les avantages postérieurs à l'emploi

Lors de leur départ en retraite, les salariés du groupe bénéficient de pensions déterminées selon les réglementations locales auxquelles s'ajoutent le cas échéant des prestations directement à la charge des sociétés, et des prestations complémentaires dépendantes des réglementations.

Les engagements d'EDF et des filiales françaises relevant du régime des IEG sont décrits dans la note 31.6.2.2 pour chacun de ces engagements.

### 2.22.2 Engagements concernant les autres avantages à long terme

Ces avantages concernant les salariés en activité sont accordés selon chaque réglementation locale, en particulier la réglementation statutaire des Industries Électriques et Gazières pour EDF et les filiales françaises sous le régime des IEG. Ils sont décrits dans la note 31.6.3 de la présente annexe.

### 2.22.3 Mode de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture en matière de retraites, avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme, en tenant compte des conditions économiques propres à chacun des pays et des perspectives d'évolution de salaires.

Ainsi pour les retraites et les autres avantages postérieurs à l'emploi, cette méthode d'évaluation tient compte en particulier des données suivantes :

- des salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites ;
- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables (service actif, nombre d'enfants) ;
- des effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité disponibles dans chacun des pays ;
- les reversions de pensions dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité relevé sur la population des agents des IEG ;
- d'un taux d'actualisation, fonction de la zone géographique et de la durée des engagements.

Le montant de la provision tient compte de la valeur des actifs destinés à couvrir les engagements de retraite, qui vient en minoration de l'évaluation des engagements ainsi déterminée.

Pour les retraites et les avantages postérieurs à l'emploi, les gains et pertes actuariels excédant 10 % du plus haut des engagements et des actifs du régime (corridor) sont constatés en résultat sur la durée moyenne résiduelle de travail des salariés au sein de l'entreprise.

Dans le cadre de la préparation du bilan d'ouverture en IFRS à la date de transition (1<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

Suivant la législation en vigueur en France, les salariés d'un groupe français peuvent bénéficier de mesures d'attribution d'actions. Ainsi, l'article 11 de la loi de privatisation de 1986 et l'article 26 de la loi du 9 août 2004 prévoient qu'une cession par l'État, d'une part du capital d'une entreprise publique, doit être accompagnée d'une offre réservée aux salariés et anciens salariés. De même, l'entreprise peut mettre en œuvre des plans d'attribution d'actions gratuites.

Au regard de la norme IFRS 2, ces avantages accordés aux salariés – et anciens salariés – constituent des charges de personnel pour l'entreprise, assimilables à des compléments de rémunération, et comptabilisés comme tels, en contrepartie des capitaux propres.

La valorisation de l'avantage dans le cas d'une offre réservée aux salariés et anciens salariés, se fait sur la base de la différence entre le prix de souscription et le cours de l'action au jour de l'attribution, avec une évaluation par calcul actuariel des impacts, le cas échéant, des délais de paiement, de la période d'incessibilité, et de la non-perception de dividendes pendant la période d'obtention d'actions gratuites.

Dans le cas d'attribution d'actions gratuites, l'avantage est valorisé sur la base du cours de l'action au jour de l'attribution, en fonction du nombre d'actions accordées et de la non-perception de dividendes pendant la période d'obtention d'actions gratuites. La charge est étalée sur la période d'acquisition des droits.

## 2.23 Passifs spécifiques des concessions

Ces passifs sont relatifs aux concessions de distribution publique d'électricité en France ; ils sont représentatifs des obligations contractuelles des cahiers des charges des concessions et font l'objet d'une description détaillée dans la note 3.

À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2007, la ligne « Passifs spécifiques des concessions » du bilan fait l'objet d'une ventilation (voir notes 3 et 32) :

- les droits des concédants sur les biens en concessions de distribution publique existants (correspondant à la part d'actif réputée financée par les concédants), qui trouvent leur contrepartie dans les immobilisations en concessions de distribution publique ;
- et les droits des concédants sur les biens en concessions de distribution publique à renouveler.

## 2.24 Subventions d'investissement

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

## 2.27 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente et activités abandonnées

Les actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont présentés séparément des autres actifs et passifs du bilan. Le résultat des activités abandonnées est présenté en un seul montant après impôt au compte de résultat.

### Note 3 Les concessions de distribution publique d'électricité en France et les contrats de concessions des autres activités



**3.1** Interprétation IFRIC 12

P.30

**3.2** Points particuliers concernant la distribution publique d'électricité en France

P.31

## 3.1 Interprétation IFRIC 12

L'IFRIC a publié, en novembre 2006, l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services » qui, sous réserve de l'achèvement du processus d'homologation de la Commission européenne, sera d'application obligatoire dans l'Union européenne pour les exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2008. EDF n'applique pas par anticipation cette interprétation.

Toutefois, la revue exhaustive des contrats de concession pour chacune des entités françaises et étrangères du Groupe, engagée à la fin de 2006, s'est poursuivie afin d'apprécier le traitement de ces contrats au regard de l'interprétation IFRIC 12.

Ce traitement est fonction du contrôle reconnu au concédant, selon IFRIC 12, sur les infrastructures et les services pendant la durée de la concession :

- si le concédant en a le contrôle, le contrat entre dans le périmètre de l'interprétation et les infrastructures de la concession sont comptabilisées dans les comptes du concessionnaire soit comme actif incorporel, soit comme actif financier ;
- dans le cas contraire, le contrat n'entre pas dans le périmètre de l'interprétation et l'infrastructure est comptabilisée suivant les normes IFRS en vigueur.

L'analyse du contrôle exercé par le concédant a pris en compte, pour chaque contrat, le type d'infrastructure concerné (production d'électricité, transport ou distribution) mais aussi les caractéristiques juridiques (droits et obligations respectifs du concédant et du concessionnaire contenus dans les contrats) et les environnements (notamment tarifaires et réglementaires), en France et à l'étranger.

À partir de cette analyse et au-delà des changements de présentation mis en œuvre en 2007 (voir note 2.11), le Groupe estime que l'interprétation IFRIC 12, quand celle-ci s'appliquera, ne pourrait avoir qu'un impact limité sur le bilan et le compte de résultat du Groupe.

Il en est ainsi pour :

### 3.1.1 Les concessions de distribution publique (DP) d'électricité en France

Pour ces contrats, l'analyse effectuée a pris en compte les spécificités juridiques et contractuelles propres au domaine décrites dans la note 3.2.1. Cette analyse a également pris en compte le fait qu'EDF, titulaire de plus de 95 % des contrats de concession DP, exerce un rôle central dans le modèle français de la distribution en raison des missions de niveau supra-concessions confiées aux distributeurs et réaffirmées par les dispositions légales (loi du 10 février 2000 modifiée par la loi du 9 août 2004).

Dans ce cadre, le Groupe considère qu'en substance, les concédants ne disposent pas des éléments déterminants qui caractérisent le contrôle des infrastructures au sens d'IFRIC 12.

### 3.1.2 L'ensemble des contrats de concessions autres que ceux de distribution publique d'électricité en France

Pour ces contrats, le Groupe constate que les concédants n'exercent pas le contrôle des infrastructures au sens de l'interprétation IFRIC 12 :

- en France, pour chacune des grandes catégories de contrats de concession : production hydraulique et réseau de transport ;
- au Royaume-Uni, pour les réseaux d'électricité de EDF Energy ;
- dans les autres pays (Hongrie, Slovaquie) pour l'ensemble des autres contrats de concession significatifs.

En Allemagne, le Groupe est dans l'attente de la finalisation de la position d'EnBW concernant ses réseaux de distribution, ainsi qu'en Italie pour ce qui concerne les réseaux de distribution de gaz chez Edison.

## 3.2 Points particuliers concernant la distribution publique d'électricité en France

### 3.2.1 Cadre général

Depuis la loi du 8 avril 1946, EDF est le concessionnaire unique chargé par la loi de l'exploitation de l'essentiel des réseaux de distribution publique en France.

Le traitement comptable des concessions repose sur les contrats de concession et particulièrement sur leurs clauses spécifiques. Il prend en compte l'éventualité que le statut de concessionnaire obligé d'EDF puisse un jour être remis en cause.

Les concessions de Distribution Publique d'électricité comprennent environ 1 200 contrats d'une durée généralement comprise entre 20 et 30 ans.

Ces contrats relèvent, pour 95 % d'entre eux, d'un cahier des charges type des concessions de 1992 négocié avec la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies) et approuvé par les pouvoirs publics, dont les clauses particulières sont les suivantes :

- l'objet et l'étendue de la concession : l'autorité concédante garantit au concessionnaire le droit exclusif d'exploiter le service public de distribution d'énergie électrique sur un territoire déterminé. Le concessionnaire est responsable du fonctionnement du service et l'exploite à ses risques et périls ;
- les principes de tarification, à savoir l'égalité de traitement des usagers, l'efficacité économique et la péréquation géographique ;

- le paiement par le concessionnaire de redevances au concédant ;
- l'obligation pour le concessionnaire de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions de renouvellement prenant en considération le coût de remplacement des ouvrages devant faire l'objet d'un renouvellement (art. 10). Les montants correspondant à ces dernières obligations font l'objet annuellement d'un compte rendu aux concédants (art. 32) ;
- les modalités pratiques et financières en cas de renouvellement, prévoyant notamment le reversement au concédant de l'excédent éventuel de provision pour renouvellement non utilisé (article 31-A) ;
- les modalités pratiques et financières en cas de non-renouvellement ou de résiliation anticipée lorsque le maintien du service ne présente plus d'intérêt (article 31-B), à savoir :
  - la remise au concédant des ouvrages et du matériel de la concession en état normal de service,
  - le versement par l'autorité concédante d'une indemnité égale à la valeur non amortie réévaluée des ouvrages dans la proportion de la participation d'EDF à leur financement (ces dispositions ont vocation à permettre la récupération par EDF de la valeur non amortie des ouvrages financés en tant que concessionnaire),
  - le versement par le concessionnaire au concédant du solde des provisions constituées pour le renouvellement des ouvrages, complété des amortissements industriels constitués dans la proportion de la participation du concédant au financement des ouvrages.



### 3.2.2 Traitement comptable des concessions de distribution publique d'électricité d'EDF

#### 3.2.2.1 CONSTATATION DES ACTIFS COMME IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

Les actifs utilisés par EDF dans le cadre de contrats de concessions de distribution publique d'électricité en France sont, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2007, regroupés sur une ligne dédiée de l'actif du bilan, quel que soit leur propriétaire (concedant ou concessionnaire).

#### 3.2.2.2 CONSTATATION DES PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS

Ces passifs représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges sont décomposés, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2007, au passif du bilan en :

- droits sur les biens existants : ils correspondent au droit au retour gratuit de l'ensemble des ouvrages au bénéfice du concedant. Ce droit est constitué par la contre-valeur en nature des ouvrages – valeur nette comptable des biens mis en concession –, déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
- droits sur les biens à renouveler : ils correspondent aux obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler. Ces passifs non financiers recouvrent sous les rubriques suivantes :
  - l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concedant,
  - la provision pour renouvellement, assise sur la différence entre la valeur de renouvellement à la date d'arrêté des comptes et la valeur d'origine, pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession ; les dotations annuelles à la provision correspondent à l'écart entre valeur de remplacement réappréciée chaque année en date de clôture et valeur d'origine, diminué des provisions déjà constituées, le net étant amorti sur la durée de vie résiduelle des biens. Ceci conduit à enregistrer des charges qui, pour un bien donné, progressent dans le temps.

Lors du renouvellement des biens, la provision et l'amortissement du financement du concedant constitués au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants, étant considérés comme un financement du concedant sur le nouveau bien. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concedant sur les biens à renouveler se transforment donc au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concedant, en droit du concedant sur les biens existants.

### 3.2.3 Changement de présentation dans le compte de résultat des dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession

Concernant la distribution publique d'électricité en France, les différentes réflexions menées notamment à l'occasion de l'examen de l'interprétation IFRIC 12 ont mis en exergue les similitudes de nature existant entre les obligations de constituer pour le compte du concedant, d'une part, une provision pour renouvellement et d'autre part, un amortissement de son financement :

- la provision pour renouvellement et l'amortissement du financement du concedant contribuent, de façon conjointe, à la constitution d'un financement pour le compte du concedant ;
- la provision pour renouvellement complète l'amortissement industriel à hauteur de l'amortissement en valeur de remplacement ;
- la provision pour renouvellement et l'amortissement du financement du concedant sur un bien donné ont vocation à se transformer ensemble, à l'occasion du remplacement de ce bien, en droits en nature du concedant sur le nouveau bien.

Or, bien que de même nature, les flux nets concernant la provision pour renouvellement et l'amortissement du financement du concedant étaient, jusqu'à présent, classés à des niveaux différents dans la présentation du compte de résultat.

Le Groupe, dans le souci de fournir une information financière plus pertinente, a décidé, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2007, d'homogénéiser le traitement des deux obligations au compte de résultat : les dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession sont désormais inscrites sur une ligne spécifique du résultat d'exploitation et n'impactent donc plus l'excédent brut d'exploitation. Ce changement de présentation des comptes n'a aucun effet sur la nature ou les modalités de calcul des obligations concernées, ni sur le résultat d'exploitation. Les comptes au 31 décembre 2006 ont été retraités selon cette nouvelle présentation (voir note 4).

### 3.2.4 Changement d'estimation de durées de vie et de valeurs de remplacement

Pour les biens du réseau de distribution publique d'électricité en France, des travaux ont été effectués concernant les durées d'utilité et l'estimation des valeurs servant de base au calcul des provisions pour renouvellement. Concernant les durées de vie, les travaux conduisent à maintenir les durées d'utilité existantes. Par exception, deux familles d'ouvrages sont touchées par des changements :

- pour les bâtiments des postes de transformation (propriété du concédant ou propriété d'EDF), la durée de vie est augmentée de 30 à 45 ans ;
- pour les matériels de comptage électroniques (mis en service à partir de 1995), la durée de vie est réduite de :
  - 30 à 20 ans pour les matériels basse tension (BT)  $\leq$  36 KvA,
  - 30 à 25 ans pour les matériels basse tension (BT)  $>$  36 KvA et moyenne tension (HTA).

Concernant les valeurs de remplacement, l'étude n'a pas constaté de divergence susceptible de justifier une modification des estimations utilisées. Par exception, l'étude a mis en évidence une diminution importante du coût d'achat du matériel de comptage liée à la généralisation de la technologie électronique. La nouvelle estimation de la valeur de remplacement est inférieure à la valeur d'origine de cette catégorie de matériel. En conséquence, la provision pour renouvellement correspondante, devenue sans objet, est reprise en totalité sur la période.

Les impacts de ces modifications comptables s'analysent comme des changements d'estimation pris en compte de manière prospective.

L'impact au 1<sup>er</sup> janvier 2007 figure dans la rubrique « Autres produits et charges d'exploitation » pour un montant avant impôt de 555 millions d'euros. Il en résulte un effet sur le compte de résultat de la période de 338 millions d'euros après impôt.

L'étude sur les durées d'utilité et les valeurs de remplacement sera pérennisée à travers la maintenance des outils utilisés et la mise à jour périodique des données par grande nature d'ouvrages.

### 3.2.5 Évaluation des passifs spécifiques des concessions

La valeur des passifs spécifiques des concessions est déterminée comme suit :

- les droits du concédant sur les biens existants représentatifs de la part réputée détenue par le concédant dans les biens sont évalués sur la base des biens figurant à l'actif ;
- les obligations au titre des biens à renouveler sont calculées à partir de la valeur estimée du bien à renouveler déterminée à chaque fin d'exercice en prenant en compte l'usure du bien à cette date avec pour assiette de calcul :
  - pour la provision pour renouvellement, la différence entre la valeur de remplacement du bien calculé en date de clôture et la valeur d'origine (cf. supra),
  - pour l'amortissement du financement du concédant, le coût historique pour la partie des biens financés par le concédant.

L'évaluation de ces passifs est sujette à des aléas, entre autres en termes de coûts et de dates de décaissements.

Le Groupe considère qu'il convient d'évaluer les obligations au titre des biens à renouveler sur la base des clauses spécifiques des contrats de concession. Cette approche consiste à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué annuellement aux concédants dans le cadre des 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 4,5 % compte tenu d'une durée moyenne de 8 ans ;
- l'amortissement du financement du concédant est également actualisé au taux de 4,5 %.

Le tableau qui suit donne les impacts d'une telle actualisation pour l'exercice 2007 :

#### Impact sur le compte de résultat :

<i>(en millions d'euros)</i>	<b>2007</b>
Résultat d'exploitation	650
Résultat financier	(520)
Résultat avant impôt	130

#### Impact Bilan – capitaux propres :

<i>(en millions d'euros et avant impôt)</i>	<b>31.12.2007</b>
À l'ouverture	1 690
À la clôture	1 820

L'évaluation des passifs des concessions selon cette méthode est comme la précédente soumise à des aléas de coûts et de décaissements ; elle est de plus sensible aux variations de taux d'inflation et d'actualisation.



## Note

## Comparabilité des exercices

# 4



**4.1** Reclassements dans le compte de résultat P.34

**4.2** Impact du changement de présentation des immobilisations corporelles P.35

**4.3** Reclassements dans les comptes de provisions nucléaires P.37

Afin de rendre comparables les exercices 2006 et 2007, les comptes consolidés publiés au titre de l'exercice 2006 ont été retraités des changements de présentation décrits ci-dessous.

## 4.1

### Reclassements dans le compte de résultat

Le compte de résultat consolidé, publié au titre de l'exercice 2006 a été retraité du changement de présentation relatif aux dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession décrit en note 3.2.3.

Les effets de ce reclassement sur le compte de résultat de l'exercice 2006 sont les suivants :

(en millions d'euros)	2006 publié	Reclassements	2006 après reclassements
Chiffre d'affaires	58 932	-	58 932
Achats de combustibles et d'énergie	(23 949)	-	(23 949)
Autres consommations externes	(8 721)	-	(8 721)
Charges de personnel	(9 709)	-	(9 709)
Impôts et taxes	(3 175)	-	(3 175)
Autres produits et charges opérationnels	552	463	1 015
<b>Excédent brut d'exploitation</b>	<b>13 930</b>	<b>463</b>	<b>14 393</b>
Dotations aux amortissements	(5 363)	-	(5 363)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concessions	-	(463)	(463)
(Pertes de valeur)/reprises	121	-	121
Autres produits et charges d'exploitation	668	-	668
<b>RÉSULTAT D'EXPLOITATION</b>	<b>9 356</b>	<b>-</b>	<b>9 356</b>

## 4.2 Impact du changement de présentation des immobilisations corporelles

Afin de compléter l'information financière et tenir compte des particularités du domaine des concessions, les immobilisations corporelles du Groupe sont présentées, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2007, sur trois rubriques à l'actif du bilan, en fonction de l'activité et du cadre contractuel dans lesquels elles sont utilisées (voir note 2.11).

Les effets de ce changement de présentation sur les comptes consolidés de l'exercice 2006 sont les suivants :

### 4.2.1 Reclassements liés au changement de présentation des immobilisations du domaine propre au 1<sup>er</sup> janvier 2006

Au 1 <sup>er</sup> janvier 2006	Terrains et constructions	Installations de production nucléaire	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
<b>Valeurs brutes des immobilisations du domaine propre</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>
<b>Effets des reclassements :</b>						
- liés aux immobilisations du domaine concédé <sup>(1)</sup>	(1 023)	-	(9)	(4 035)	(1 804)	(6 871)
- en immobilisations en concessions des autres activités <sup>(2)</sup>	(2 685)	-	(2 746)	(28 936)	(1 980)	(36 347)
<b>Valeurs brutes des immobilisations de production et autres immobilisations du domaine propre</b>	<b>11 694</b>	<b>44 710</b>	<b>13 373</b>	<b>1 719</b>	<b>6 068</b>	<b>77 564</b>
<b>Amortissements et pertes de valeur des immobilisations du domaine propre</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>
<b>Effets des reclassements :</b>						
- liés aux immobilisations du domaine concédé <sup>(1)</sup>	394	-	5	1 841	1 404	3 644
- en immobilisations en concessions des autres activités <sup>(2)</sup>	1 154	-	1 262	9 533	1 370	13 319
<b>Amortissements et pertes de valeur des immobilisations de production et autres immobilisations du domaine propre</b>	<b>(5 523)</b>	<b>(27 775)</b>	<b>(6 621)</b>	<b>(778)</b>	<b>(3 407)</b>	<b>(44 104)</b>
<b>VALEURS NETTES DES IMMOBILISATIONS DU DOMAINE PROPRE</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 DES IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS DU DOMAINE PROPRE</b>	<b>6 171</b>	<b>16 935</b>	<b>6 752</b>	<b>941</b>	<b>2 661</b>	<b>33 460</b>

(1) Voir note 4.2.2.

(2) Voir note 4.2.3.





## 4.2.2 Reclassements liés au changement de présentation des immobilisations du domaine concédé au 1<sup>er</sup> janvier 2006

Au 1 <sup>er</sup> janvier 2006	Terrains et constructions	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
<i>(en millions d'euros)</i>					
Valeurs brutes des immobilisations du domaine concédé	2 324	6 206	54 312	1 189	64 031
<b>Effets des reclassements :</b>					
- en immobilisations en concessions des autres activités <sup>(1)</sup>	(1 369)	(6 192)	(1 044)	(121)	(8 726)
- liés aux immobilisations du domaine propre <sup>(2)</sup>	1 023	9	4 035	1 804	6 871
Valeurs brutes des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	1 978	23	57 303	2 872	62 176
<b>Amortissements et pertes de valeur des immobilisations du domaine concédé</b>					
	(1 266)	(2 924)	(21 093)	(638)	(25 921)
<b>Effets des reclassements :</b>					
- en immobilisations en concessions des autres activités <sup>(1)</sup>	611	2 918	1 533	30	5 092
- liés aux immobilisations du domaine propre <sup>(2)</sup>	(394)	(5)	(1 841)	(1 404)	(3 644)
Amortissements et pertes de valeur des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	(1 049)	(11)	(21 401)	(2 012)	(24 473)
<b>VALEURS NETTES DES IMMOBILISATIONS DU DOMAINE CONCÉDÉ</b>	<b>1 058</b>	<b>3 282</b>	<b>33 219</b>	<b>551</b>	<b>38 110</b>
<b>VALEURS NETTES DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE</b>	<b>929</b>	<b>12</b>	<b>35 902</b>	<b>860</b>	<b>37 703</b>

(1) Voir note 4.2.3.

(2) Voir note 4.2.1.

## 4.2.3 Reclassements liés au changement de présentation des immobilisations en concessions des autres activités au 1<sup>er</sup> janvier 2006

Au 1 <sup>er</sup> janvier 2006	Terrains et constructions	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
<i>(en millions d'euros)</i>					
Valeurs brutes des immobilisations en concessions des autres activités	-	-	-	-	-
<b>Effets des reclassements :</b>					
- issus des immobilisations du domaine concédé <sup>(1)</sup>	1 369	6 192	1 044	121	8 726
- issus des immobilisations du domaine propre <sup>(2)</sup>	2 685	2 746	28 936	1 980	36 347
Valeurs brutes des immobilisations en concessions des autres activités	4 054	8 938	29 980	2 101	45 073
<b>Amortissements et pertes de valeur des immobilisations en concessions des autres activités</b>					
	-	-	-	-	-
<b>Effets des reclassements :</b>					
- issus des immobilisations du domaine concédé <sup>(1)</sup>	(611)	(2 918)	(1 533)	(30)	(5 092)
- issus des immobilisations du domaine propre <sup>(2)</sup>	(1 154)	(1 262)	(9 533)	(1 370)	(13 319)
Amortissements et pertes de valeur des immobilisations en concessions des autres activités	(1 765)	(4 180)	(11 066)	(1 400)	(18 411)
<b>VALEURS NETTES DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS</b>	<b>2 289</b>	<b>4 758</b>	<b>18 914</b>	<b>701</b>	<b>26 662</b>

(1) Voir note 4.2.2.

(2) Voir note 4.2.1.

## 4.3 Reclassements dans les comptes de provisions nucléaires

Les textes d'application de la loi du 28 juin 2006, relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, (cf. note 5.1.1.1) précisent notamment que les charges doivent être évaluées selon cinq catégories.

En conséquence, les provisions nucléaires se présentent comme suit :

- provision pour déconstruction des centrales ;
- provision pour gestion du combustible usé, anciennement provision pour retraitement du combustible nucléaire, qui comprend également les charges de reprise et de conditionnement des déchets anciens ;
- provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs, anciennement provision pour évacuation et stockage des déchets radioactifs, qui comprend également les charges de surveillance après fermeture des stockages.

Dans les comptes de bilan, les provisions sont présentées sous deux rubriques :

- la provision pour aval du cycle nucléaire, anciennement provision pour fin de cycle du combustible nucléaire ;
- la provision pour déconstruction et derniers cœurs.

En application de ces mêmes textes, les provisions afférentes aux charges de gestion à long terme des déchets radioactifs issus des opérations de déconstruction des centrales nucléaires d'EDF sont reclassées, au 31 décembre 2007, de la rubrique « Provisions pour déconstruction » à la rubrique « Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs ». Ces modifications de présentation sont détaillées en note 31.2.

## Note 5 Événements et transactions significatifs survenus au cours des exercices 2007 et 2006



**5.1 Événements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice 2007**

P.37

**5.2 Événements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice 2006**

P.38

## 5.1 Événements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice 2007

Les principaux événements et transactions survenus au cours de l'exercice 2007 et ayant un impact significatif sur les comptes sont décrits ci-dessous :

### 5.1.1 France

#### 5.1.1.1 TEXTES D'APPLICATION DE LA LOI DE PROGRAMME DU 28 JUIN 2006, RELATIVE À LA GESTION DURABLE DES MATIÈRES ET DÉCHETS RADIOACTIFS

Les textes d'application parus en 2007 comprennent le décret du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007, relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Ces textes ont conduit à la fois à des modifications de présentation et des changements d'estimations de provisions. Elles sont détaillées dans les notes 4.3 et 31.2.

#### 5.1.1.2 FILIALISATION DE L'ACTIVITÉ DE DISTRIBUTION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

En application de la loi relative au secteur de l'énergie du 7 décembre 2006, la filialisation de l'activité de distribution d'énergie électrique sur le territoire métropolitain continental a été réalisée par EDF et a pris effet juridiquement au 31 décembre 2007.



L'ensemble des actifs correspondants a été apporté par EDF à la nouvelle société Électricité Réseau Distribution France (ERDF), selon la procédure de l'apport partiel, avec effet rétroactif comptable au 1<sup>er</sup> janvier 2007.

Cette opération n'a pas d'impact sur les comptes consolidés du Groupe, ERDF étant consolidée à 100 % par intégration globale.

### 5.1.2 Allemagne

À la suite de l'approbation définitive par les autorités allemandes, le 6 juillet 2007, de la réforme fiscale, le taux d'impôt sur les sociétés applicable à EnBW baisse de 38 % à 29 % à compter de 2008.

Cette réforme s'est traduite dans les comptes de l'exercice 2007 par une baisse de l'impôt différé passif ayant entraîné un produit d'impôt de 304 millions d'euros.

Par ailleurs, l'Agence Fédérale des Réseaux (régulateur pour l'Allemagne) a notifié à EnBW une baisse de 11 % sur les péages des réseaux de transport ayant conduit le Groupe à constater une perte de valeur de 143 millions d'euros (voir note 14).

### 5.1.3 Mexique, Argentine

EDF a poursuivi sa politique de désengagement en Amérique du Sud en procédant à la cession de sa participation résiduelle de 25 % dans Edenor en mai 2007 et de ses activités mexicaines en décembre 2007.

Les plus-values dégagées à ce titre s'élèvent à 456 millions d'euros avant impôts (voir note 6.1).

## 5.2 Événements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice 2006

### 5.2.1 France

#### 5.2.1.1 LOI DE PROGRAMME DU 28 JUIN 2006, RELATIVE À LA GESTION DURABLE DES MATIÈRES ET DÉCHETS RADIOACTIFS

Cette loi détermine une politique nationale pour la gestion durable des matières et des déchets radioactifs, prescrit l'organisation et le financement de cette politique, et modifie le mode de financement de certaines obligations. Elle a vocation à s'appliquer à tous les exploitants d'installations nucléaires de base, dont EDF. Elle introduit l'obligation de couvrir ces provisions par des actifs affectés à ce titre.

#### 5.2.1.2 LOI SUR L'ÉNERGIE DU 7 DÉCEMBRE 2006

La loi sur l'énergie du 7 décembre 2006 prévoit notamment que l'activité de distribution d'énergie électrique sur le territoire métropolitain continental soit séparée juridiquement d'EDF en 2007 et instaure un tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché.

Ce tarif est applicable de plein droit sur deux ans, à compter de la date de la première demande, au consommateur final d'électricité dès lors qu'il en fait la demande avant le 1<sup>er</sup> juillet 2007 à son fournisseur. La mise en place de ce tarif a conduit EDF à enregistrer dans ses comptes une provision de 470 millions d'euros dans les comptes de l'exercice 2006 au titre des années visées par ce dispositif (voir notes 2.2.7, 13 et 31.7.3).

#### 5.2.1.3 LOIS RELATIVES À L'EAU ET À LA FORCE HYDRAULIQUE

L'article 7 de la loi sur l'eau du 30 décembre 2006 modifie la loi relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique du 16 octobre 1919 par la suppression du droit de préférence. À fin 2007, les textes d'application restent à paraître.

La loi de finances rectificative pour 2006 a instauré, lors du renouvellement de la concession, des redevances proportionnelles aux recettes résultant des ventes d'électricité issues de l'exploitation des ouvrages concédés limitées à 25 % des recettes d'électricité.

### 5.2.2 Allemagne

L'Agence Fédérale des Réseaux (régulateur pour l'Allemagne) a notifié à EnBW une baisse de 8 % des péages relatifs au réseau de transport d'électricité en juillet 2006, suivie d'une baisse de 14 % des péages inhérents aux réseaux de distribution en août 2006. EnBW a fait appel de ces décisions. EDF a été amené à constater une perte de valeur du goodwill d'EnBW de 318 millions d'euros dès le 30 juin 2006 (voir note 14).

### 5.2.3 Brésil

Fin mars 2006, le Groupe a conclu un accord de cession de 79,4 % du capital de sa filiale brésilienne Light pour un montant de 320 millions de dollars américains. La cession s'est effectuée le 10 août 2006. À l'issue de l'opération, EDF conserve 10 % du capital de Light.

Dans ce contexte, EDF a procédé à une reprise de perte de valeur des actifs à long terme de 624 millions d'euros dès le 30 juin 2006.

# Note 6

## Évolutions du périmètre de consolidation



**6.1** Évolutions du périmètre de consolidation au cours de l'exercice 2007

P.39

**6.2** Évolutions du périmètre de consolidation au cours de l'exercice 2006

P.40

## 6.1 Évolutions du périmètre de consolidation au cours de l'exercice 2007

Les principales évolutions de périmètre de l'exercice 2007 sont les suivantes :

### – Secteur « Allemagne » :

- cession par EnBW de sa filiale U plus, spécialisée dans le traitement des déchets, pour un montant de 35 millions d'euros. Le résultat de cession net d'impôt est de 15 millions d'euros ;
- consolidation chez EnBW :
  - par mise en équivalence de sept sociétés dont la société Drewag détenue à 35 %,
  - par intégration globale des sociétés ESW et GSW suite à des prises de participation complémentaires.

### – Secteur « Italie » :

- exercice des warrants d'Edison, ramenant le pourcentage d'intérêt du Groupe EDF à 48,96 % ;
- cession par Edison, en février 2007, après approbation par les autorités compétentes en matière de concurrence, de sa participation de 66,32 % dans la société Serene pour un prix de cession de 98 millions d'euros ;
- consolidation par intégration globale, chez Edison de la société Thisvi Power Generation Plant, suite à l'acquisition de 65 % d'intérêt dans le capital début 2007.

### – Autres secteurs :

- changement de méthode de consolidation de la société SSE, consolidée par intégration proportionnelle à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2007 ;
- acquisition par EDEV de 13,77 % supplémentaires d'Électricité de Strasbourg en septembre 2007, pour un montant de 150 millions d'euros. Le goodwill apprécié sur la base de la valeur des actifs et passifs figurant dans les comptes du Groupe s'établit à 126 millions d'euros ;
- consolidation par intégration globale de Supra et Fahrenheit, et par intégration proportionnelle de Sloe, EDF Investissement Groupe et Domofinance, et réalisation d'opérations de croissance externe au sein des groupes Dalkia et EDF Énergies Nouvelles dans le segment « Reste Europe » ;
- création, en juillet 2007, du Groupe Unistar Nuclear Energy détenu à 50/50 avec le Groupe électricien américain Constellation Energy en vue de développer des centrales de type EPR aux États-Unis ; l'apport d'EDF s'est élevé à 350 millions de dollars américains. Unistar Nuclear Energy est consolidée par intégration proportionnelle ;
- cession, le 4 mai 2007, par EDF International de sa participation résiduelle dans Edenor pour un montant de 171 millions de dollars américains (soit 125 millions d'euros). La plus-value dégagée à ce titre s'élève à 111 millions d'euros ;
- cession, le 27 décembre 2007, par EDF International de ses activités au Mexique, pour un montant de 951 millions d'euros, après remboursement de la dette figurant au bilan des sociétés. Le résultat de cession net d'impôt est de 376 millions d'euros ; l'impact sur l'endettement financier net du Groupe s'élève à 970 millions d'euros.



## 6.2 Évolutions du périmètre de consolidation au cours de l'exercice 2006

Les principales évolutions de périmètre de l'exercice 2006 sont les suivantes :

### - Secteur « Allemagne » :

- acquisition par EnBW de 25,05 % supplémentaires de Stadtwerke Düsseldorf AG en mars 2006, pour un montant de 360,8 millions d'euros, portant son pourcentage de détention à 54,95 %. Cette société est consolidée par intégration globale à compter du 31 mars 2006 et en tenant compte de l'acquisition conditionnelle d'un complément de 25,05 % de participation lié à l'existence d'une option de vente (put option) au bénéfice de l'actionnaire minoritaire, portant à 50,1 % le pourcentage d'actif net acquis.

Le goodwill définitif s'établit à 85 millions d'euros et a été déterminé de la manière suivante :

<i>(en millions d'euros)</i>	
Prix d'acquisition	166
Put option	129
<b>Coût d'acquisition</b>	<b>295</b>
<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 DÉFINITIF</b>	<b>85</b>

- acquisition complémentaire par EnBW de 6 % de la société autrichienne EVN pour un montant de 130 millions d'euros.

### - Secteur « Italie » :

- cession d'EDF Energia Italia à Edison en octobre 2006 qui consolide EDF Energia Italia par intégration globale ;
- cession par Edison de sa filiale Rete à Rti, finalisée en novembre 2006 pour un montant de 294 millions d'euros.

### - Autres secteurs :

- cession d'ASA Holding AG (Autriche), finalisée fin mars 2006 pour un montant de 224 millions d'euros ce qui s'est traduit par la déconsolidation de cette société à cette même date. Le résultat de cession net d'impôt est de 160 millions d'euros ;
- cession des deux centrales en Égypte, finalisée fin mars 2006 pour un montant de 198 millions d'euros ce qui s'est traduit par leur déconsolidation à cette même date. Le résultat de cession net d'impôt est de 170 millions d'euros ;
- cession d'EDF Capital investissement ;
- acquisition, le 23 mars 2006, de 17,32 % supplémentaires dans Motor Columbus auprès de la banque suisse UBS, pour un montant de 404 millions de francs suisses. Atel a également acquis 7,2 % du capital de Motor Columbus auprès de cette même banque pour un montant de 43 millions de francs suisses en quote-part EDF. À l'issue de ces acquisitions et d'une offre publique d'échange des actions Atel contre des actions Motor Columbus, Motor Columbus et Atel sont restés consolidés par mise en équivalence, respectivement à hauteur de 41,03 % et 25,78 %, au 31 décembre 2006.

Le goodwill définitif, dégagé dans le cadre de la finalisation de l'affectation des prix d'acquisition de ces titres a été réduit de 11 millions d'euros par rapport à l'évaluation provisoire réalisée au 31 décembre 2006 :

*(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	1 244
<b>Situation nette réévaluée</b>	<b>2 588</b>
<b>Quote-part acquise par EDF</b>	<b>283</b>
<b>GOODWILL DÉFINITIF</b>	<b>-</b>

Les réévaluations en juste valeur portent principalement sur des actifs de production pour 806 millions d'euros, des contrats de livraison d'énergie pour 253 millions d'euros et d'autres actifs pour 185 millions d'euros ;

- acquisition complémentaire, le 15 décembre 2006, par EDF International de 39,09 % supplémentaires dans la filiale Demasz, distributeur et commercialisateur hongrois, pour un montant de 112 millions d'euros.

Le goodwill définitif s'établit à 8 millions d'euros, sans modification par rapport au goodwill provisoire déterminé en décembre 2006 ;

- changement de mode de consolidation d'EDF Énergies Nouvelles (EDF EN) : EDF Énergies Nouvelles, opérateur sur le marché mondial des énergies nouvelles, a réalisé son introduction en bourse en novembre 2006.

Le 1<sup>er</sup> décembre 2006, le pacte d'actionnaire du 17 juillet 2006 entre les Groupes « EDF » et « Mouratoglou » est entré en vigueur lors de l'émission des actions créées à l'occasion de l'introduction en bourse d'EDF EN et le Groupe EDF a pris le contrôle exclusif d'EDF EN. De ce fait, EDF EN, antérieurement consolidée par intégration proportionnelle, est consolidée par intégration globale depuis le 31 décembre 2006.

Les données principales de l'évaluation définitive au 31 décembre 2007, hors intérêts minoritaires chez EDF EN, sont résumées ci-après :

*(en millions d'euros)*

Réévaluation des immobilisations	312
Impôts différés passifs afférents	(84)
Annulation de goodwills d'EDF Énergies Nouvelles	(4)
<b>Réévaluation nette</b>	<b>224</b>
Quote-part revenant à EDF (50 %)	112
Annulation du goodwill EDF sur EDF Énergies Nouvelles	(19)
<b>INCIDENCE SUR CAPITAUX PROPRES DU GROUPE EDF</b>	<b>93</b>

- consolidation en direct, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2006, des filiales Tenesol, Soprolif, Socodei, Cofiva et Sofinel du Groupe EDEV ;
- cession de 79,4 % des filiales Light (Brésil), finalisée le 10 août 2006 pour un montant de 320 millions de dollars américains ce qui a entraîné la déconsolidation de la société au 30 juin 2006. Le Groupe conserve 10 % du capital de Light, inscrits au bilan en actifs disponibles à la vente, le solde du capital soit 10,6 % étant sur le marché boursier brésilien. Cette opération s'est traduite par une reprise de perte de valeur de 624 millions d'euros.

## Note Informations sectorielles

# 7



<b>7.1 Informations par zones géographiques</b>	P.41
<b>7.2 Produits provenant des ventes à des clients externes par zone géographique sur la base de la localisation des clients</b>	P.43
<b>7.3 Informations par secteurs d'activité</b>	P.43

L'information sectorielle est présentée sur la base de l'organisation du Groupe qui reflète les différents niveaux de risques et de rentabilité auxquels il est exposé.

La segmentation des informations par zone géographique en fonction de l'implantation des actifs est privilégiée, le risque « pays » l'emportant, à ce jour, sur le risque « activité » en raison des différences de contextes

économiques, réglementaires et techniques entre les différentes zones géographiques où le Groupe évolue.

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

## 7.1 Informations par zones géographiques

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

- « **France** » qui désigne EDF, ses filiales RTE EDF Transport et ERDF, et regroupe les activités régulées (principalement Distribution et Transport) et non régulées (principalement Production et Commercialisation) ;
- « **Royaume-Uni** » qui désigne les entités du sous-Groupe EDF Energy ;
- « **Allemagne** » qui désigne les entités du sous-Groupe EnBW ;

- « **Italie** » qui regroupe les entités situées en Italie, notamment les entités du sous-Groupe Edison, TDE, Fenice ;
- « **Reste Europe** » qui regroupe les autres entités européennes situées notamment en Europe continentale, les participations et activités nouvelles dont Électricité de Strasbourg, Dalkia, Tiru, EDF International, EDF Énergies Nouvelles et EDF Trading ;
- « **Reste du monde** » qui regroupe les entités situées aux États-Unis, en Amérique latine et en Asie.

### 7.1.1 Au 31 décembre 2007

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Reste Europe	Reste du monde	Éliminations	Total
Chiffre d'affaires externe	32 232	8 353	6 900	4 658	6 225	1 269	-	59 637
Chiffre d'affaires intersecteur	376	4	25	-	602	1	(1 008)	-
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>32 608</b>	<b>8 357</b>	<b>6 925</b>	<b>4 658</b>	<b>6 827</b>	<b>1 270</b>	<b>(1 008)</b>	<b>59 637</b>
<b>EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION</b>	<b>9 996</b>	<b>1 285</b>	<b>1 031</b>	<b>910</b>	<b>1 655</b>	<b>333</b>	<b>-</b>	<b>15 210</b>
<b>Bilan :</b>								
Goodwill	-	2 320	1 390	2 031	1 435	90	-	7 266
Autres actifs incorporels et immobilisations	78 271	10 328	6 200	4 910	6 747	906	-	107 362
Titres mis en équivalence	-	42	817	18	1 578	75	-	2 530
Autres actifs sectoriels <sup>(1)</sup>	20 268	2 054	1 790	1 231	4 465	213	-	30 021
Actifs détenus en vue de la vente	-	50	2	155	62	-	-	269
Autres actifs non affectés	-	-	-	-	-	-	-	38 701
<b>TOTAL ACTIF</b>	<b>98 539</b>	<b>14 794</b>	<b>10 199</b>	<b>8 345</b>	<b>14 287</b>	<b>1 284</b>	<b>-</b>	<b>186 149</b>
Passifs sectoriels <sup>(2)</sup>	100 810	3 409	6 284	1 440	5 437	206	-	117 586
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	-	39	4	38	33	-	-	114
Autres passifs non affectés et capitaux propres	-	-	-	-	-	-	-	68 449
<b>TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF</b>	<b>100 810</b>	<b>3 448</b>	<b>6 288</b>	<b>1 478</b>	<b>5 470</b>	<b>206</b>	<b>-</b>	<b>186 149</b>
<b>Autres informations :</b>								
Investissements corporels et incorporels	5 097	1 183	378	397	1 000	70	-	8 125
Dotations aux amortissements	(3 836)	(475)	(363)	(440)	(411)	(103)	-	(5 628)
Pertes de valeur	5	(1)	(146)	(8)	-	-	-	(150)



## 7.1.2 Au 31 décembre 2006

(en millions d'euros)	France	Royaume- Uni	Allemagne	Italie	Reste Europe	Reste du monde	Éliminations	Total
Chiffre d'affaires externe	31 927	8 319	6 016	5 615	4 930	2 125	-	58 932
Chiffre d'affaires intersecteur	154	-	49	-	504	-	(707)	
<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 (3)</b>	<b>9 348</b>	<b>1 268</b>	<b>996</b>	<b>928</b>	<b>1 371</b>	<b>482</b>	<b>-</b>	<b>14 393</b>
<b>Bilan :</b>								
Goodwill	-	2 534	1 501	2 004	1 043	41	-	7 123
Autres actifs incorporels et immobilisations	76 770	10 583	6 281	5 351	5 527	1 469	-	105 981
Titres mis en équivalence	-	79	574	23	1 691	92	-	2 459
Autres actifs sectoriels (1)	17 338	2 531	1 785	1 420	3 875	424	-	27 373
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	18	122	-	-	-	140
Autres actifs non affectés	-	-	-	-	-	-	-	36 010
<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 (2)	97 914	4 639	6 101	1 689	2 946	252	-	113 541
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	-	-	47	69	-	-	-	116
Autres passifs non affectés et capitaux propres	-	-	-	-	-	-	-	65 429
<b>TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF</b>	<b>97 914</b>	<b>4 639</b>	<b>6 148</b>	<b>1 758</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

(1) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés, les autres débiteurs.

(2) Les passifs sectoriels comprennent les passifs spécifiques des concessions, les provisions pour aval du cycle nucléaire, les provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs, les provisions pour avantages du personnel, les autres provisions (hormis les provisions pour risques liés aux participations et les provisions pour risques fiscaux), les fournisseurs et comptes rattachés ainsi que les autres créditeurs.

(3) Les données publiées au titre de l'exercice 2006 ont été retraitées du changement lié à la présentation sur une ligne spécifique des dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession (voir notes 3.2.3 et 4.1).

## 7.2

### Produits provenant des ventes à des clients externes par zone géographique sur la base de la localisation des clients

(en millions d'euros)	France	Europe	Reste du monde	EDF Trading	Total
<b>EXERCICE 2007</b>	<b>31 474</b>	<b>25 505</b>	<b>1 988</b>	<b>670</b>	<b>59 637</b>
Exercice 2006	29 462	26 267	2 456	747	58 932

## 7.3

### Informations par secteurs d'activité

Les activités du Groupe se déclinent comme suit :

- « **Production-Commercialisation** » : regroupent toutes les compétences et actifs nécessaires à la production d'énergie et à sa vente aux entreprises, aux collectivités locales, aux professionnels et aux résidents ;
- « **Distribution** » : assure la gestion du réseau public de transport basse et moyenne tension ;
- « **Transport** » : a pour objet d'exploiter, d'entretenir et de développer le réseau de transport d'électricité haute tension et très haute tension ;
- « **Autres** » : regroupent les services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques...) aux entreprises et aux collectivités ainsi que les nouveaux métiers qui ont notamment pour objet le développement de la production d'électricité à partir de cogénération et d'énergies renouvelables (éoliennes, panneaux solaires...).

(en millions d'euros)	Production-commercialisation	Distribution	Transport	Autres	Éliminations <sup>(1)</sup>	Total
<b>Au 31 décembre 2007 :</b>						
Chiffre d'affaires externe :						
- dont France	20 317	8 551	3 998	196	(830)	32 232
- dont reste du monde	21 256	2 126	16	4 007	-	27 405
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>41 573</b>	<b>10 677</b>	<b>4 014</b>	<b>4 203</b>	<b>(830)</b>	<b>59 637</b>
Actifs sectoriels	67 374	54 498	12 051	12 946	(498)	146 371
Actifs non affectés	-	-	-	-	-	39 778
Investissements de l'exercice (corporels et incorporels)	3 490	3 146	802	687	-	8 125
<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

(1) Dont éliminations entre activités régulées (Distribution-Transport) : (172) pour 2007, (120) pour 2006 ; dont éliminations entre activités non régulées : (46) pour 2007, (117) pour 2006.





## Note **Chiffre d'affaires**

# 8



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

<i>(en millions d'euros)</i>	2007	2006
Ventes d'énergies et de services liés à l'énergie	54 622	54 259
Autres ventes de biens et de services	4 258	3 957
Variation de juste valeur des contrats de matières premières et d'énergie	94	(42)
Résultat net de change	(2)	(1)
Trading	665	759
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>59 637</b>	<b>58 932</b>

Le chiffre d'affaires consolidé est en progression de 1,2 % par rapport à celui de l'exercice 2006.

## Note **Achats de combustibles et d'énergie**

# 9



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

<i>(en millions d'euros)</i>	2007	2006
Achats consommés de combustibles – production d'énergie	(8 237)	(8 481)
Achats d'énergie	(13 454)	(13 481)
Charges de transport et d'acheminement	(2 215)	(1 934)
Résultat de couverture	102	(134)
(Dotations) et reprises de provisions liées aux combustibles nucléaires et aux achats d'énergie	589	81
<b>ACHATS DE COMBUSTIBLES ET D'ÉNERGIE</b>	<b>(23 215)</b>	<b>(23 949)</b>

Les achats de combustibles et d'énergie diminuent de 734 millions d'euros, soit de 3,1 % par rapport à l'exercice 2006.

## Note 10 Autres consommations externes

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

(en millions d'euros)	2007	2006
Services extérieurs	(9 300)	(8 315)
Autres achats (hors services extérieurs, combustibles et énergie)	(3 108)	(2 447)
Production stockée et immobilisée	2 498	1 960
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes	113	81
<b>AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES</b>	<b>(9 797)</b>	<b>(8 721)</b>

## Note 11 Obligations contractuelles et engagements

<b>11.1</b> Engagements d'achats	P.45
<b>11.2</b> Engagements de livraison d'électricité	P.46
<b>11.3</b> Garanties et engagements relatifs à l'exécution de contrats d'exploitation	P.47
<b>11.4</b> Obligations et engagements en matière de location simple	P.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 2007, l'échéancier des engagements d'achat fermes et irrévocables, évalués en millions d'euros courants se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Total	31.12.2007			Total
		Échéances			
		< 1 an	1-5 ans	> 5 ans	
Achats d'électricité	13 704	3 503	4 708	5 493	13 888
Achats de gaz <sup>(1)</sup>	12 600	1 412	5 284	5 904	19 950
Achats d'autres énergies et de matières premières	3 558	459	1 086	2 013	3 705
Achats de combustibles nucléaires	14 501	1 453	7 283	5 765	7 323
<b>ENGAGEMENTS D'ACHATS FERMES ET IRRÉVOCABLES</b>	<b>44 363</b>	<b>6 827</b>	<b>18 361</b>	<b>19 175</b>	<b>44 866</b>

(1) Hors Edison (voir note 11.1.2).



### 11.1.1 Achats d'électricité

Les engagements d'achats d'électricité proviennent principalement d'EDF, essentiellement portés par le Système Énergétique Insulaire (SEI) qui s'est engagé à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon, de RTE EDF Transport, EnBW et EDF Energy.

Par ailleurs, en complément des obligations valorisées ci-dessus et au terme de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénérations ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éoliennes, petite hydraulique...). Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) via la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE) instaurée par la loi du 3 janvier 2003. Ces obligations d'achat compensées à hauteur de la CSPE s'élèvent à 25,3 TWh pour l'exercice 2007 (22,9 TWh pour l'exercice 2006), dont 14,4 TWh au titre de la cogénération (14,6 TWh pour 2006) et 3,9 TWh au titre de l'éolien (2,1 TWh pour 2006).

### 11.1.2 Achats de gaz

Le Groupe est partenaire de projets de production indépendante (IPP) adossés à des PPA (power purchase agreement). Les engagements d'achats de gaz sont pour la plupart liés à ces centrales électriques IPP et sont adossés à des contrats d'achat d'électricité reçus. Ces contrats incluent des clauses dites de « pass-through » qui permettent de répercuter aux clients la quasi-totalité de la variabilité du coût des sources d'approvisionnement. Les engagements d'achats de gaz du Groupe dimi-

nuent sensiblement par rapport au 31 décembre 2006 du fait de la cession des centrales mexicaines, malgré la signature de nouveaux contrats d'achat en particulier chez EDF.

En ce qui concerne Edison, des contrats d'importation de gaz naturel sous forme de contrats « take or pay » ont été mis en place pour une capacité totale à terme de 18 milliards de mètres cube par an. Les contrats déjà opérationnels concernent les importations de Russie, de Libye et de Norvège pour une fourniture totale de 7,4 milliards de mètres cube par an. En outre, trois nouveaux contrats totalisant un volume de 10,4 milliards de mètres cube par an en provenance du Qatar et d'Algérie entreront en vigueur au cours des prochains exercices.

### 11.1.3 Achats d'autres énergies et matières premières

Les engagements d'achats d'autres énergies et matières premières concernent essentiellement des achats de charbon et de fioul utilisés pour le fonctionnement des centrales thermiques.

### 11.1.4 Achats de combustibles nucléaires

Les engagements d'achats de combustibles nucléaires proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins d'EDF en combustibles et en services de fabrication d'assemblages de combustible, d'enrichissement et de fluoration. L'augmentation des engagements résulte d'une part de la conclusion de nouveaux contrats, augmentant en volume et dans la durée la couverture des besoins d'EDF en matière d'approvisionnement et d'autre part, de la réévaluation des coûts d'approvisionnement en uranium, conséquence de la hausse des cours mondiaux.

## 11.2 Engagements de livraison d'électricité

Un ensemble de contrats à long terme a été passé avec un certain nombre d'électriciens européens au terme desquels EDF s'est engagé à livrer de l'électricité. Ces contrats sont de deux types :

- des contrats de cofinancement de centrales nucléaires, portant selon les cas sur une centrale particulière ou un parc de production défini. Les entreprises ayant participé à ces financements ont un droit à l'énergie produite des centrales concernées au prorata de leur participation au financement initial ;
- des contrats commerciaux de vente à long terme adossés le plus souvent sur le parc de production nucléaire.

Par ailleurs, lors de la prise de participation dans EnBW en 2001, EDF s'est engagé auprès de la Commission européenne à mettre à disposition du marché une partie de ses capacités de production, pour une durée estimée initialement à cinq ans soit en principe, jusqu'au 7 février 2006. Cet engagement était destiné à favoriser l'accès de concurrents au marché français en palliant pendant quelques années les difficultés d'approvisionnement existant sur un marché français alors naissant. En 2007, près de 40 TWh (contre 41 TWh en 2006) ont ainsi été mis à disposition du marché.

EDF a la possibilité depuis février 2006 de déposer une demande argumentée de sortie du processus d'enchères. À ce jour, EDF a décidé de ne pas faire ce choix. Après des discussions avec la Commission européenne et sur proposition d'EDF, la Commission a autorisé, en septembre 2006,

un certain nombre d'aménagements au processus d'enchères, notamment l'introduction d'un produit de base d'une durée de 4 ans, mis en vente depuis septembre 2006, sans modification du volume d'énergie annuel mis à disposition par EDF.

Les enchères se poursuivent donc à ce jour.

Enfin, suite au contentieux qui a opposé EDF et Direct Énergie, le Conseil de la concurrence, par sa décision en date du 10 décembre 2007, a accepté et rendu obligatoires les engagements proposés par EDF, de mettre à disposition des fournisseurs alternatifs d'énergie un volume significatif d'électricité de 1 500 MW, soit environ 10 TWh par an pendant 15 ans, à des niveaux de prix leur permettant de concurrencer effectivement les offres d'EDF sur le marché libre de masse.

EDF a proposé sur la première période de 5 ans, de 2008 à 2012, un prix moyen de fourniture en base de 42 euros par MWh en euros courants. Ce prix, fixé à 36,80 euros par MWh pour la première année, croît progressivement jusqu'en 2012.

Concernant la deuxième période de dix ans, il est prévu que le prix soit fixé de manière à couvrir les coûts de développement par EDF de l'EPR à Flamanville (soit 46 euros par MWh en euros 2005).

Ces volumes seront attribués par voie d'enchères sur la base de 3 appels d'offres (2 en 2008 et 1 en 2009).

# 11.3 Garanties et engagements relatifs à l'exécution de contrats d'exploitation

## 11.3.1 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Dans le cadre de son activité, le Groupe met en place des garanties, généralement par l'intermédiaire de banques, destinées à la bonne exécution des contrats. Par ailleurs, le Groupe a donné ou reçu des engagements solidaires avec des tiers. Au 31 décembre 2007, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Total	31.12.2007			Total
		Échéances			
		< 1 an	1-5 ans	> 5 ans	
Garanties de bonne exécution/bonne fin/soumission	616	286	297	33	730
Engagements sur commandes d'exploitation *	3 217	1 359	1 546	312	1 974
Engagements sur commandes d'immobilisations	6 434	2 944	3 409	81	4 408
Autres engagements liés à l'exploitation	3 682	2 290	1 220	172	3 986
<b>ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION</b>	<b>13 949</b>	<b>6 879</b>	<b>6 472</b>	<b>598</b>	<b>11 098</b>
<b>ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS À L'EXPLOITATION</b>	<b>6 166</b>	<b>4 611</b>	<b>1 444</b>	<b>111</b>	<b>4 416</b>

\* Hors matières premières et énergie.

Au 31 décembre 2007, les garanties de bonne exécution, de bonne fin et de soumission concernent principalement les garanties liées à l'exploitation du réseau électrique du métro de Londres (220 millions d'euros), à la construction ou à l'exploitation laotiennes (89 millions d'euros). D'autres garanties ont été données par le Groupe EDF pour un montant de 307 millions d'euros, principalement par Dalkia International et EDF.

Les engagements fermes de commandes d'exploitation hors achats de matières premières et d'énergie ainsi que les engagements d'achats d'immobilisations corporelles s'élèvent à 9 651 millions d'euros (contre 6 382 millions d'euros au 31 décembre 2006). Ils concernent principalement :

- EDF et ERDF pour 5 902 millions d'euros (4 102 millions d'euros au 31 décembre 2006) ; il s'agit pour 4 129 millions d'euros d'engagements pris lors de la signature de commandes concernant les immobilisations dont 1 924 millions d'euros liés à la construction de la centrale de type EPR (European Pressurized Reactor) sur le site de Flamanville ;
- RTE EDF Transport pour 885 millions d'euros ;
- EDF Energy pour 115 millions d'euros (390 millions d'euros au 31 décembre 2006) ;
- Edison pour 193 millions d'euros (319 millions d'euros au 31 décembre 2006) ;
- EDF Énergies Nouvelles (EEN) pour 1 744 millions d'euros et Tenesol pour 227 millions d'euros liés à des commandes notamment dans le domaine des énergies renouvelables.

Les autres engagements donnés liés à l'exploitation concernent principalement :

- l'engagement de solidarité pris par les exploitants de centrales nucléaires allemands dans l'éventualité où, à la suite d'un accident nucléaire, l'un d'eux ne serait pas en mesure de faire face à ses obligations. Le montant consolidé par le Groupe EDF au travers d'EnBW s'élève à 1 034 millions d'euros (1 034 millions d'euros au 31 décembre 2006) ;
- dans le cadre de la mise en place de la couverture de l'exposition au risque dommages causés par la tempête à son réseau de distribution

d'électricité en France, le Groupe EDF a conclu un contrat avec CDC Ixis Capital Markets aux termes duquel chacune des parties s'engage à indemniser l'autre de la responsabilité qu'elle pourrait encourir au titre de l'émission d'un CAT Bond dans la limite d'un montant global maximal de 240 millions d'euros pour chacune des parties. Ce contrat, conclu en 2003 pour une durée initiale de 5 ans, vient à expiration en 2008 et peut être prolongé pour une période de 5 ans. La décision de le prolonger n'a pas encore été prise à ce jour ;

- Edison à hauteur de 613 millions d'euros ;
- EDF Trading à hauteur de 592 millions d'euros.

Les engagements reçus concernent principalement EDF. Il s'agit notamment des engagements reçus de la part des compagnies d'assurances pour couvrir les risques liés à la construction de la centrale de type EPR pour un montant de 2 843 millions d'euros (2 842 millions d'euros au 31 décembre 2006).

## 11.3.2 Accord de partenariat entre EDF et Enel

EDF et Enel ont signé, le 30 novembre 2007, un accord de partenariat industriel aux termes duquel Enel participe financièrement à hauteur de 12,5 % de l'ensemble des dépenses de construction, d'exploitation, de déconstruction et gestion de l'aval du cycle nucléaire de la centrale nucléaire de type EPR, Flamanville 3 et reçoit en contrepartie 12,5 % de la production d'électricité de cette centrale sur la durée de son exploitation. EDF est l'exploitant nucléaire de la centrale et en assume en conséquence la responsabilité totale.

Par ailleurs, préalablement à la réalisation effective de cet investissement, Enel a la possibilité d'acquies progressivement de l'énergie issue de la production du parc nucléaire d'EDF à concurrence d'une capacité totale de 1 200 MW.



## 11.4 Obligations et engagements en matière de location simple

Le Groupe est engagé au titre d'accords qu'il a qualifiés de location simple en vertu de l'interprétation IFRIC 4. Ces engagements constituent l'essentiel des engagements de location simple en tant que bailleur. Ils portent sur les IPP asiatiques. La variation par rapport au 31 décembre 2006 résulte essentiellement de la cession des centrales mexicaines.

Le Groupe est également engagé en tant que preneur par des contrats de location simple non résiliables portant sur des locaux, des équipements ou des véhicules entrant dans le cadre de son activité normale. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles. Ils portent principalement sur EDF, EDF Energy et EDF Trading.

Au 31 décembre 2007, le montant des engagements de loyers irrévocables s'analysent comme suit :

	Total	31.12.2007			31.12.2006
		Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1-5 ans	> 5 ans	
Engagements de location simple en tant que bailleur	1 778	212	779	787	5 714
Engagements de location simple en tant que preneur	2 709	595	1 447	667	2 342

## Note 12 Charges de personnel

12



12.1 Charges de personnel

P.48

12.2 Effectifs moyens

P.49

## 12.1 Charges de personnel

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

(en millions d'euros)	2007	2006
Rémunérations	(6 548)	(6 385)
Charges de sécurité sociale	(1 123)	(1 116)
Intéressement et participation	(213)	(368)
Avantages non monétaires	(340)	(347)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(67)	(35)
<b>Avantages à court terme</b>	<b>(8 291)</b>	<b>(8 251)</b>
<b>Avantages postérieurs à l'emploi</b>	<b>(1 665)</b>	<b>(1 424)</b>
Autres avantages à long terme	70	(23)
Plan d'attribution d'actions gratuites	(35)	-
Indemnités de fin de contrat	(17)	(11)
<b>Autres charges de personnel</b>	<b>18</b>	<b>(34)</b>
<b>CHARGES DE PERSONNEL</b>	<b>(9 938)</b>	<b>(9 709)</b>

Un plan d'attribution d'actions gratuites (ACT 2007) a été approuvé lors de l'Assemblée Générale des actionnaires du 24 mai 2007. Les modalités définitives d'attribution, en particulier la liste des bénéficiaires au sein des sociétés du Groupe visées par cette opération et le nombre d'actions attribuées à chacun, ont été définies et approuvées lors du Conseil d'administration du 30 août 2007. Les actions seront livrées le 31 août 2009 aux salariés titulaires d'un contrat de travail durant toute la période d'acquisition des droits, sauf exceptions spécifiées dans le plan, et sous réserve de l'atteinte d'un objectif de perfor-

mance pour la période 2006-2008. Le nombre d'actions attribuées au 30 août 2007 est de 2,9 millions d'actions.

Ce plan est valorisé à la juste valeur des actions à la date d'attribution (72,50 euros par action au 30 août 2007) en fonction du cours de l'action EDF à cette date et des autres hypothèses actuarielles retenues. La charge comptabilisée sur l'exercice correspond à une prise en compte prorata temporis sur la période d'acquisition, soit 35 millions d'euros sur un total estimé de 207 millions d'euros.

## 12.2 Effectifs moyens

	2007	2006
Statut IEG	103 855	105 577
Autres	50 178	50 391
<b>EFFECTIFS MOYENS</b>	<b>154 033</b>	<b>155 968</b>

Les effectifs moyens sont présentés en équivalents temps plein.

Les effectifs des sociétés intégrées proportionnellement sont consolidés au prorata du pourcentage d'intérêt et représentent 26 280 équivalents temps plein au 31 décembre 2007 (26 190 équivalents temps plein au 31 décembre 2006).

## Note 13 Autres produits et charges opérationnels

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

(en millions d'euros)	2007	2006
Subventions d'exploitation	2 024	1 482
Provision pour contribution des producteurs d'électricité au TARTAM <sup>(1)</sup>	(248)	(470)
Résultat de déconsolidation	46	17
Résultat de cession d'immobilisations	(47)	(21)
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants	2	(32)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation	80	(23)
Autres produits et autres charges	(98)	62
<b>AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS</b>	<b>1 759</b>	<b>1 015</b>

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

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue par EDF au titre de la « Contribution au Service Public de l'Électricité » (CSPE) instaurée par la loi du 3 janvier 2003. Cette contribution est due par le consommateur final (éligible ou non) et est recouvrée par

les opérateurs de réseau ou les fournisseurs d'électricité qui procèdent à sa liquidation. Depuis le 1<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 net des dérivés de couverture de 1 864 millions d'euros en 2007 (1 457 millions d'euros en 2006). Cette augmentation s'explique par la baisse des prix du marché de l'électricité entre ces deux périodes.

Le produit à recevoir de la CSPE a été estimé sur la base des hypothèses les plus probables appréciées à fin 2007.

La loi du 7 décembre 2006 a instauré, sur le territoire métropolitain français, un tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché, applicable de plein droit sur deux ans, à compter de la date de la première demande, au consommateur final d'électricité dès lors qu'il en fait la demande avant le 1<sup>er</sup> juillet 2007 à son fournisseur. L'arrêté du 3 janvier 2007 précise que ce tarif transitoire est égal au tarif réglementé de vente hors taxes majoré de 10 %, 20 % ou 23 % suivant les caractéristiques du consommateur final choisissant de bénéficier du tarif réglementé transitoire.

Les fournisseurs qui, suite à cette demande, vont alimenter leurs clients au tarif réglementé transitoire d'ajustement, alors même qu'ils ne peuvent produire ou acquérir l'électricité fournie à un prix inférieur, bénéficient alors d'une compensation entre le coût de l'électricité fournie et les recettes liées à la fourniture au tarif réglementé transitoire.

Cette compensation versée aux fournisseurs d'électricité est assurée d'une part en utilisant une quote-part de la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE), d'autre part par une contribution des producteurs d'électricité d'origine nucléaire ou hydraulique dépassant certains seuils de production, dont EDF fait partie, dans la limite de 1,30 euro par MWh. Le montant de la contribution des producteurs d'électricité est calculé de sorte que cette contribution ajoutée à la CSPE couvre les charges supportées par les fournisseurs.

La contribution d'EDF à la compensation des fournisseurs d'électricité instaurée par le « Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché » (Tartam) a fait l'objet au 31 décembre 2006 d'une provision de 470 millions d'euros dans les comptes du Groupe au titre de la période de deux ans couverte par le dispositif. Compte tenu de la mise à jour des hypothèses (note 2.2.7), une dotation complémentaire de 248 millions d'euros a été constatée au titre de l'exercice 2007.

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

## Note Pertes de valeur/reprises

# 14



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

(en millions d'euros)	2007	2006
Pertes de valeur sur goodwill	(68)	(337)
Pertes de valeur sur immobilisations	(93)	(177)
Reprises de pertes de valeur	11	635
<b>PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES</b>	<b>(150)</b>	<b>121</b>

Le coût moyen pondéré du capital net d'impôt, utilisé pour les tests de dépréciation de l'exercice 2007, évolue dans une fourchette de :

- 4,7 % à 5,3 % pour les activités régulées en zone Euro (4,7 % en 2006) ;
- 6,2 % à 7,8 % pour les activités non régulées en zone Euro (6,1 % à 7,4 % en 2006) ;
- 5,8 % à 10,5 % Europe hors zone Euro (6,6 % à 10,8 % en 2006).

Compte tenu du niveau du coût moyen pondéré du capital net d'impôt pour les activités régulées, une variation de taux est plus sensible sur ces activités. En 2007, les pertes de valeur concernent principalement le goodwill et les immobilisations du réseau de transport d'EnBW suite à l'annonce par le régulateur allemand, le 17 janvier 2008, d'une baisse de 11 % sur les péages du réseau de transport. La perte s'affecte à hauteur de 67 millions d'euros sur le goodwill et 76 millions d'euros sur les immobilisations.

En 2006, les pertes de valeur sur goodwill et autres actifs, nettes des reprises sur autres actifs représentaient un produit de 121 millions d'euros correspondant essentiellement à :

- la constatation d'une perte de valeur de 318 millions d'euros sur le goodwill d'EnBW propre à EDF suite à la notification de baisse des péages sur le réseau de transport d'électricité, suivie sur le second semestre 2006 d'une baisse de 14 % des tarifs de distribution ;
- la reprise de 624 millions d'euros de pertes de valeur antérieurement constatées sur les actifs de Light afin de tenir compte de leur juste valeur diminuée des coûts de la vente, appréciée en fonction des conditions de cession du contrôle de Light intervenue en juillet 2006 ;
- diverses dépréciations d'actifs au sein de filiales principalement européennes pour 185 millions d'euros.

## Note 15 Autres produits et charges d'exploitation

# 15



La rubrique « Autres produits et charges d'exploitation » placée sous l'excédent brut d'exploitation comprend des éléments à caractère inhabituel par leur nature ou leur montant.

Les autres produits et charges d'exploitation de l'exercice 2007 représentent un produit net de 1 063 millions d'euros. Ils comprennent pour l'essentiel :

- le résultat de cession de la participation résiduelle de 25 % dans Edenor pour un montant de 111 millions d'euros ;
- le résultat de cession des activités au Mexique pour un montant de 345 millions d'euros ;
- l'effet des dotations et reprises sur provisions pour renouvellement au titre de l'allongement des durées de vie des bâtiments des postes de

transformation et de la suppression de la provision pour renouvellement du matériel de comptage pour un montant de 555 millions d'euros (voir note 3.2.4).

Les autres produits et charges d'exploitation de l'exercice 2006 représentaient un produit net de 668 millions d'euros et comprenaient pour l'essentiel :

- le résultat de déconsolidation avant impôt d'ASA Holding AG pour 175 millions d'euros et des filiales égyptiennes Port Said 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-reconstruction du dispositif de complément exceptionnel de retraite.

## Note 16 Résultat financier

# 16



<u>16.1</u> Coût de l'endettement financier brut	P.51
<u>16.2</u> Charge d'actualisation	P.52
<u>16.3</u> Autres produits et charges financiers	P.52

### 16.1 Coût de l'endettement financier brut

Les différentes composantes constituant le coût de l'endettement financier brut sont les suivantes :

<i>(en millions d'euros)</i>	2007	2006
Charges d'intérêts sur opérations de financement	(1 660)	(1 655)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments couverts sur dettes	3	(54)
Inefficacité des couvertures de flux de trésorerie	1	-
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	(2)	39
Résultat net de change sur endettement	166	64
<b>COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT</b>	<b>(1 492)</b>	<b>(1 606)</b>





## 16.2 Charge d'actualisation

La charge d'actualisation concerne principalement les provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour dépréciation des derniers cœurs ainsi que les provisions pour avantages à long terme et postérieures à l'emploi.

La décomposition de cette charge est présentée ci-après :

<i>(en millions d'euros)</i>	2007	2006
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	(1 140)	(1 097)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs	(1 460)	(1 393)
Autres provisions	(32)	(40)
<b>CHARGE D'ACTUALISATION</b>	<b>(2 632)</b>	<b>(2 530)</b>

## 16.3 Autres produits et charges financières

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

<i>(en millions d'euros)</i>	2007	2006
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	96	76
Produits (charges) financiers sur les actifs financiers disponibles à la vente	866	816
Produits (charges) sur les autres actifs financiers	400	438
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat	77	(93)
Autres charges financières	(55)	(135)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	(238)	(28)
Rendement des actifs de couverture	444	361
<b>AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIÈRES</b>	<b>1 590</b>	<b>1 435</b>

Les produits nets des charges sur les actifs financiers disponibles à la vente intègrent des résultats de cession, des produits d'intérêts et des dividendes. La hausse constatée en 2007 résulte de l'augmentation des cessions d'actifs.

Le résultat de change sur les éléments financiers concerne principalement le financement des filiales anglaises. Il est compensé par le résultat de change sur endettement composant le coût de l'endettement financier brut (voir note 16.1).

En 2006, les produits sur actifs financiers incluaient notamment la plus-value de cession sur la participation qu'EDF détenait dans la société Arcelor à l'issue des opérations relatives à l'offre publique d'achat du groupe Mittal Steel Cy NV à hauteur de 231 millions d'euros.

## Note Impôts sur les résultats

# 17



<b>17.1</b> Ventilation de la charge d'impôt	P.53
<b>17.2</b> Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective	P.53
<b>17.3</b> Ventilation des actifs et des passifs d'impôt différé par nature	P.55
<b>17.4</b> Déficits reportables et crédits d'impôt	P.55
<b>17.5</b> Impôt constaté en capitaux propres	P.55

## 17.1 Ventilation de la charge d'impôt

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

(en millions d'euros)	2007	2006
Impôts exigibles	(2 071)	(1 344)
Impôts différés	230	198
<b>TOTAL</b>	<b>(1 841)</b>	<b>(1 146)</b>

En 2007, la charge d'impôt courant provient du groupe d'intégration fiscale EDF pour (1 402) millions d'euros et des autres filiales pour (669) millions d'euros.

Les impôts différés intègrent un produit de 493 millions d'euros correspondant à la baisse des impôts différés passifs d'EnBW, EDF Energy et Edison liée aux baisses de taux d'imposition votées en Allemagne, au

Royaume-Uni et en Italie et applicables à compter de 2008. La réforme allemande a l'impact le plus significatif (304 millions d'euros).

Pour 2006, la charge d'impôt avait été affectée par les différentes économies d'impôt décrites en note 17.2.

## 17.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective

### 17.2.1 Rapprochement du taux d'impôt théorique et du taux d'impôt effectif

(en millions d'euros)	2007	2006
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	7 457	6 655
Pertes de valeur sur goodwill	68	337
<b>Résultat des sociétés intégrées avant impôt et pertes de valeur sur goodwill</b>	<b>7 525</b>	<b>6 992</b>
<b>Charge théorique d'impôt</b>	<b>(2 591)</b>	<b>(2 407)</b>
Différences de taux d'imposition	538	24
Écarts permanents	157	873
Impôts sans base	(10)	338
Dépréciation d'impôts différés actifs	47	(4)
Autres	18	30
<b>Charge réelle d'impôt</b>	<b>(1 841)</b>	<b>(1 146)</b>
<b>TAUX EFFECTIF D'IMPÔT</b>	<b>24,47 %</b>	<b>16,39 %</b>



La différence entre le taux d'impôt France (34,43 %) et le taux effectif s'explique essentiellement :

- pour 2007 par :
  - le réajustement des impôts différés suite à la baisse du taux d'impôt sur les sociétés de 38 % à 29 % intervenue en Allemagne pour 304 millions d'euros ;
  - le réajustement des impôts différés suite à la baisse du taux d'impôt sur les sociétés intervenue également au Royaume-Uni pour 114 millions d'euros et en Italie pour 75 millions d'euros ;
  - l'impact positif des différences de taux d'imposition des filiales étrangères (45 millions d'euros) ;
  - les économies fiscales liées à l'exonération des résultats de cession des sociétés consolidées, intervenues en 2007, entraînant un effet positif d'impôt de :
    - 38 millions d'euros pour la cession d'Edenor,
    - 150 millions d'euros pour la cession des activités mexicaines.

- pour 2006 par :
  - l'économie d'impôt résultant de la réorganisation juridique du Groupe Light (586 millions d'euros) imposée par le régulateur brésilien (Aneel) ;
  - l'absence d'effet fiscal sur la reprise de 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 réalignement chez Edison des bases fiscales de ses actifs immobilisés sur leur valeur comptable en application de la Loi de Finances italienne pour 2006. La reprise des impôts différés passifs en contrepartie d'une taxe libératoire de 12 % s'est traduite par un produit d'impôt de 104 millions d'euros ;
  - la reconnaissance à hauteur de 76 millions d'euros de crédits d'impôt sur les résultats taxés à taux majoré en Allemagne résultant d'une évolution des conditions de leur récupération.

## 17.2.2 Variation de l'impôt différé

<i>(en millions d'euros)</i>	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 2005</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>
Variation des bases	(553)	17	(536)	97	(439)
Variation des périmètres	42	(13)	29	(76)	(47)
Écarts de conversion	(48)	(3)	(51)	190	139
<b>SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2007</b>	<b>2 858</b>	<b>(1 249)</b>	<b>1 609</b>	<b>(4 435)</b>	<b>(2 826)</b>

En 2007, la variation des bases de (439) millions d'euros affecte le compte de résultat à hauteur de 230 millions d'euros et les capitaux propres à hauteur de (691) millions d'euros.

En 2006, la variation des bases de 618 millions d'euros a affecté le compte de résultat à hauteur de 198 millions d'euros et les capitaux propres à hauteur de 376 millions d'euros.

Les variations de périmètre 2006 ont essentiellement traduit la sortie d'impôts différés actifs entièrement dépréciés résultant de la cession de Light, pour 850 millions d'euros.

## 17.3 Ventilation des actifs et des passifs d'impôt différé par nature

(en millions d'euros)	31.12.2007	31.12.2006
<b>Impôts différés Actif :</b>		
Écarts entre amortissement comptable et amortissement fiscal	880	854
Provisions pour engagements de retraite non déductibles	4 166	4 287
Autres provisions non déductibles	968	1 125
Autres différences temporelles déductibles	1 611	2 072
Réévaluations, écarts d'évaluation et élimination de résultats internes	177	237
Pertes fiscales et crédits d'impôt non utilisés	102	171
Compensation impôts différés actif/passif	(5 046)	(5 329)
<b>Sous-total impôts différés actifs - valeur brute</b>	<b>2 858</b>	<b>3 417</b>
Provision pour dépréciation des impôts différés actifs	(1 249)	(1 250)
<b>Total des impôts différés actifs – valeur nette</b>	<b>1 609</b>	<b>2 167</b>
<b>Impôts différés Passif :</b>		
Écarts entre amortissement comptable et amortissement fiscal	(5 524)	(6 002)
Autres différences temporelles taxables	(2 778)	(2 310)
Réévaluations, écarts d'évaluation et élimination de résultats internes	(1 177)	(1 663)
Compensation impôts différés actif/passif	5 044	5 329
<b>Total des impôts différés Passif</b>	<b>(4 435)</b>	<b>(4 646)</b>
<b>IMPÔT DIFFÉRÉ NET</b>	<b>(2 826)</b>	<b>(2 479)</b>

## 17.4 Déficits reportables et crédits d'impôt

Au 31 décembre 2007, les déficits fiscaux reportables ainsi que les actifs d'impôts différés non constatés représentent une économie d'impôt potentielle de 1 249 millions d'euros (1 250 millions d'euros au 31 décembre 2006). La majeure partie de cette économie d'impôt potentielle repose sur le stock d'impôts différés actifs relatifs aux avantages du personnel en France.

## 17.5 Impôt constaté en capitaux propres

Le montant d'impôt différé relatif aux éléments imputés dans les capitaux propres durant l'exercice 2007 s'élève à (691) millions d'euros (376 millions d'euros en 2006). Il correspond, pour l'exercice 2007, à hauteur de :

- (437) millions d'euros aux variations de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente et des instruments de couverture (voir notes 24.3.2 et 35.4) ;
- (254) millions d'euros au recyclage en résultat de ces éléments (voir notes 24.3.2 et 35.4).



# Note 18 Goodwill

Les différentes composantes constituant les goodwill des sociétés intégrées sont les suivantes :

<i>(en millions d'euros)</i>	31.12.2007	31.12.2006
<b>Valeur nette comptable à l'ouverture</b>	<b>7 123</b>	<b>7 181</b>
Acquisitions	441	102
Cessions	(2)	(9)
Pertes de valeur	(68)	(337)
Différences de conversion	(238)	46
Autres mouvements	10	140
<b>VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE</b>	<b>7 266</b>	<b>7 123</b>
Valeur brute à la clôture	8 096	7 885
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(830)	(762)

Les goodwill se répartissent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Reste Europe	Reste du monde	Total
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2007</b>	<b>2 320</b>	<b>1 390</b>	<b>2 031</b>	<b>1 435</b>	<b>90</b>	<b>7 266</b>
Au 31 décembre 2006	2 534	1 501	2 004	1 043	41	7 123

L'augmentation du goodwill intègre notamment :

- en Allemagne, les effets de la croissance externe d'EnBW ;
- en Italie, les effets de l'exercice des warrants Edison ;
- sur le segment « Reste Europe », les opérations de croissance externe de Dalkia International, d'EDF Énergies Nouvelles, les acquisitions de Fahrenheit et du lot complémentaire de 13,77 % d'Électricité de Strasbourg ;
- sur le segment « Reste du monde », la prise de participation dans Unistar Nuclear Energy.

Toutefois, la réalisation des tests de dépréciation a conduit à constater en 2007 une dépréciation de 67 millions d'euros du goodwill affectée à l'activité Transport chez EnBW (voir notes 5 et 14).

En 2006, la réalisation de tests de dépréciation avait par ailleurs conduit à constater une perte de valeur des goodwill de 318 millions d'euros sur EnBW (voir note 14) et de 19 millions d'euros sur des filiales européennes.

## Note 19 Autres actifs incorporels

# 19



**19.1** Au 31 décembre 2007

P.57

**19.2** Au 31 décembre 2006

P.57

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

### 19.1 Au 31 décembre 2007

<i>(en millions d'euros)</i>	31.12.2006	Acquisitions	Cessions	Dotations aux amortissements	Écarts de conversion	Autres mouvements	31.12.2007
Droits d'émission de gaz à effet de serre	241	237	(238)	-	(19)	7	228
Autres immobilisations incorporelles	2 997	488	(45)	-	(29)	170	3 581
<b>Valeurs brutes</b>	<b>3 238</b>	<b>725</b>	<b>(283)</b>	<b>-</b>	<b>(48)</b>	<b>177</b>	<b>3 809</b>
Amortissements cumulés	(1 138)	-	41	(315)	15	9	(1 388)
<b>VALEURS NETTES</b>	<b>2 100</b>	<b>725</b>	<b>(242)</b>	<b>(315)</b>	<b>(33)</b>	<b>186</b>	<b>2 421</b>

### 19.2 Au 31 décembre 2006

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

Les droits d'émission de gaz à effet de serre font l'objet d'une provision pour risques (voir note 31.7.3).

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat est évalué à 375 millions d'euros pour l'exercice clos le 31 décembre 2007.



# Note 20

## Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France



**20.1** Valeur nette des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

P.58

**20.2** Variation des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France hors immobilisations en cours

P.58

### 20.1 Valeur nette des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

Après reclassement selon les règles de présentation décrites en notes 2.12.2 et 4, la valeur nette des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2007	31.12.2006
Immobilisations	38 691	38 490
Immobilisations en cours	1 291	702
<b>IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE</b>	<b>39 982</b>	<b>39 192</b>

### 20.2 Variation des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France hors immobilisations en cours

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
<b>Valeurs brutes au 01.01.2006 <sup>(1)</sup></b>	<b>1 978</b>	<b>23</b>	<b>57 303</b>	<b>2 872</b>	<b>62 176</b>
Augmentations <sup>(2)</sup>	109	119	2 455	241	2 924
Diminutions	(27)	(2)	(313)	(204)	(546)
Écarts de conversion	-	-	-	-	-
Mouvements de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	(55)	(115)	1	(119)	(288)
<b>Valeurs brutes au 31.12.2006 <sup>(1)</sup></b>	<b>2 005</b>	<b>25</b>	<b>59 446</b>	<b>2 790</b>	<b>64 266</b>
Augmentations <sup>(2)</sup>	17	-	1 956	87	2 060
Diminutions	(23)	-	(263)	(169)	(455)
Écarts de conversion	-	-	-	-	-
Mouvements de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	61	(14)	6	62	115
<b>Valeurs brutes au 31.12.2007</b>	<b>2 060</b>	<b>11</b>	<b>61 145</b>	<b>2 770</b>	<b>65 986</b>
<b>Amortissements et pertes de valeur au 01.01.2006 <sup>(1)</sup></b>	<b>(1 049)</b>	<b>(11)</b>	<b>(21 401)</b>	<b>(2 012)</b>	<b>(24 473)</b>
Dotations nettes aux amortissements	(30)	4	(133)	(118)	(277)
Diminutions	26	2	230	203	461
Écarts de conversion	-	-	-	-	-
Mouvements de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements <sup>(3)</sup>	(23)	(3)	(1 404)	(57)	(1 487)
<b>Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2006 <sup>(1)</sup></b>	<b>(1 076)</b>	<b>(8)</b>	<b>(22 708)</b>	<b>(1 984)</b>	<b>(25 776)</b>
Dotations nettes aux amortissements	(32)	-	(146)	(102)	(280)
Diminutions	20	-	188	164	372
Écarts de conversion	-	-	-	-	-
Mouvements de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements <sup>(3)</sup>	(49)	6	(1 483)	(85)	(1 611)
<b>Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2007</b>	<b>(1 137)</b>	<b>(2)</b>	<b>(24 149)</b>	<b>(2 007)</b>	<b>(27 295)</b>
<b>Valeurs nettes au 01.01.2006 <sup>(1)</sup></b>	<b>929</b>	<b>12</b>	<b>35 902</b>	<b>860</b>	<b>37 703</b>
<b>Valeurs nettes au 31.12.2006 <sup>(1)</sup></b>	<b>929</b>	<b>17</b>	<b>36 738</b>	<b>806</b>	<b>38 490</b>
<b>VALEURS NETTES AU 31.12.2007</b>	<b>923</b>	<b>9</b>	<b>36 996</b>	<b>763</b>	<b>38 691</b>

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2006 ont été retraitées des changements de présentation liés aux immobilisations à l'actif (voir notes 3.2.3, 3 et 4.2).

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

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

# Note 21

## Immobilisations en concessions des autres activités



**21.1** Valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités

P.59

**21.2** Variation des immobilisations en concessions des autres activités hors immobilisations en cours et financées par location-financement

P.59

### 21.1 Valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités

Après reclassement selon les règles de présentation décrites en notes 2.12.2 et 4, la valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2007	31.12.2006
Immobilisations	26 390	27 080
Immobilisations en cours	761	621
Immobilisations financées par location-financement	-	67
<b>IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS</b>	<b>27 151</b>	<b>27 768</b>

### 21.2 Variation des immobilisations en concessions des autres activités (hors immobilisations en cours et financées par location-financement)

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
<b>Valeurs brutes au 01.01.2006 <sup>(1)</sup></b>	<b>4 054</b>	<b>8 938</b>	<b>29 980</b>	<b>2 101</b>	<b>45 073</b>
Augmentations	93	180	1 258	72	1 603
Diminutions	(13)	(9)	(139)	(119)	(280)
Écarts de conversion	5	(34)	198	(42)	127
Mouvements de périmètre	(359)	(141)	(1 422)	6	(1 916)
Autres mouvements	(20)	(40)	40	(13)	(33)
<b>Valeurs brutes au 31.12.2006 <sup>(1)</sup></b>	<b>3 760</b>	<b>8 894</b>	<b>29 915</b>	<b>2 005</b>	<b>44 574</b>
Augmentations	62	103	929	81	1 175
Diminutions	(13)	(16)	(100)	(79)	(208)
Écarts de conversion	(54)	(31)	(828)	(39)	(952)
Mouvements de périmètre	(5)	(84)	64	-	(25)
Autres mouvements	-	50	39	4	93
<b>Valeurs brutes au 31.12.2007</b>	<b>3 750</b>	<b>8 916</b>	<b>30 019</b>	<b>1 972</b>	<b>44 657</b>
<b>Amortissements et pertes de valeur au 01.01.2006 <sup>(1)</sup></b>	<b>(1 765)</b>	<b>(4 180)</b>	<b>(11 066)</b>	<b>(1 400)</b>	<b>(18 411)</b>
Dotations nettes aux amortissements	(82)	(229)	(134)	(108)	(553)
Diminutions	9	5	107	104	225
Écarts de conversion	(1)	4	(56)	16	(37)
Mouvements de périmètre	22	73	1 118	(2)	1 211
Autres mouvements	19	23	12	17	71
<b>Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2006 <sup>(1)</sup></b>	<b>(1 798)</b>	<b>(4 304)</b>	<b>(10 019)</b>	<b>(1 373)</b>	<b>(17 494)</b>
Dotations nettes aux amortissements	(80)	(206)	(783)	(101)	(1 170)
Diminutions	10	11	73	74	168
Écarts de conversion	17	5	168	18	208
Mouvements de périmètre	1	9	-	-	10
Autres mouvements	2	6	4	(1)	11
<b>Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2007</b>	<b>(1 848)</b>	<b>(4 479)</b>	<b>(10 557)</b>	<b>(1 383)</b>	<b>(18 267)</b>
<b>Valeurs nettes au 01.01.2006 <sup>(1)</sup></b>	<b>2 289</b>	<b>4 758</b>	<b>18 914</b>	<b>701</b>	<b>26 662</b>
<b>Valeurs nettes au 31.12.2006 <sup>(1)</sup></b>	<b>1 962</b>	<b>4 590</b>	<b>19 896</b>	<b>632</b>	<b>27 080</b>
<b>VALEURS NETTES AU 31.12.2007</b>	<b>1 902</b>	<b>4 437</b>	<b>19 462</b>	<b>589</b>	<b>26 390</b>

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2006 ont été retraitées des changements de présentation liés aux immobilisations à l'actif (voir notes 3.2.3 et 4.2).





Les immobilisations en concessions des activités autres que celles liées à la distribution publique d'électricité en France (voir note 20) comprennent les immobilisations concédées principalement situées en France, (transport et production hydraulique), Grande-Bretagne, Allemagne et Italie.

Elles comprenaient également celles de la filiale brésilienne jusqu'à sa cession le 10 août 2006. Sur la base du prix de vente défini dans le share purchase agreement, EDF a constaté au cours du premier semestre 2006 une reprise de perte de valeur de 624 millions d'euros sur les actifs immobilisés de cette société qui avaient été dépréciés au cours des exercices 2002 à 2004.

## Note 22 Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre



<b>22.1</b> Valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	P.60
<b>22.2</b> Variation des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre hors immobilisations en cours et financées par location-financement	P.61
<b>22.3</b> Obligations et engagements en matière de contrats de location-financement	P.62

### 22.1 Valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre

Après reclassement selon les règles de présentation décrites en notes 2.12.2 et 4, la valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2007	31.12.2006
Immobilisations	33 855	33 991
Immobilisations en cours	3 655	2 609
Immobilisations financées par location-financement	298	321
<b>IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE</b>	<b>37 808</b>	<b>36 921</b>

## 22.2

### Variation des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre hors immobilisations en cours et financées par location-financement

	Terrains et constructions	Installations de production nucléaire	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
<b>Valeurs brutes au 01.01.2006 <sup>(1)</sup></b>	<b>11 694</b>	<b>44 710</b>	<b>13 373</b>	<b>1 719</b>	<b>6 068</b>	<b>77 564</b>
Augmentations	105	33	695	42	298	1 173
Diminutions	(220)	(208)	(99)	(5)	(192)	(724)
Écarts de conversion	17	-	(26)	(1)	(14)	(24)
Mouvements de périmètre	183	318	302	62	588	1 453
Autres mouvements	76	621	201	(240)	160	818
<b>Valeurs brutes au 31.12.2006 <sup>(1)</sup></b>	<b>11 855</b>	<b>45 474</b>	<b>14 446</b>	<b>1 577</b>	<b>6 908</b>	<b>80 260</b>
Augmentations	306	866	718	773	886	3 549
Diminutions	(336)	(221)	(49)	(64)	(140)	(810)
Écarts de conversion	9	-	(162)	(33)	(37)	(223)
Mouvements de périmètre	131	-	(671)	170	20	(350)
Autres mouvements	(47)	17	(266)	(45)	(432)	(773)
<b>Valeurs brutes au 31.12.2007</b>	<b>11 918</b>	<b>46 136</b>	<b>14 016</b>	<b>2 378</b>	<b>7 205</b>	<b>81 653</b>
<b>Amortissements et pertes de valeur au 01.01.2006 <sup>(1)</sup></b>	<b>(5 523)</b>	<b>(27 775)</b>	<b>(6 621)</b>	<b>(778)</b>	<b>(3 407)</b>	<b>(44 104)</b>
Dotations nettes aux amortissements	(339)	(1 020)	(688)	(61)	(391)	(2 499)
Diminutions	114	167	85	2	176	544
Écarts de conversion	(6)	-	-	-	(1)	(7)
Mouvements de périmètre	(12)	(151)	(110)	1	149	(123)
Autres mouvements	10	(47)	(117)	69	5	(80)
<b>Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2006 <sup>(1)</sup></b>	<b>(5 756)</b>	<b>(28 826)</b>	<b>(7 451)</b>	<b>(767)</b>	<b>(3 469)</b>	<b>(46 269)</b>
Dotations nettes aux amortissements	(308)	(1 160)	(609)	(146)	(418)	(2 641)
Cessions	258	182	40	58	120	658
Écarts de conversion	(15)	-	21	(2)	31	35
Mouvements de périmètre	(29)	-	226	(71)	(4)	122
Autres mouvements	66	1	187	(10)	53	297
<b>Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2007</b>	<b>(5 784)</b>	<b>(29 803)</b>	<b>(7 586)</b>	<b>(938)</b>	<b>(3 687)</b>	<b>(47 798)</b>
Valeurs nettes au 01.01.2006 <sup>(1)</sup>	6 171	16 935	6 752	941	2 661	33 460
<b>Valeurs nettes au 31.12.2006 <sup>(1)</sup></b>	<b>6 099</b>	<b>16 648</b>	<b>6 995</b>	<b>810</b>	<b>3 439</b>	<b>33 991</b>
<b>VALEURS NETTES AU 31.12.2007</b>	<b>6 134</b>	<b>16 333</b>	<b>6 430</b>	<b>1 440</b>	<b>3 518</b>	<b>33 855</b>

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2006 ont été retraitées des changements de présentation liés aux immobilisations à l'actif (voir notes 2.11, 3 et 4.2).

La réalisation de tests de dépréciation a conduit le Groupe à constater, au 31 décembre 2007, une perte de valeur nette de 79 millions d'euros (161 millions d'euros au 31 décembre 2006) de certains actifs corporels du domaine propre. Ces actifs concernent principalement le réseau de transport d'EnBW.



## 22.3 Obligations et engagements en matière de contrats de location-financement

Le Groupe est engagé au titre d'accords qu'il a qualifiés de location-financement en vertu de l'interprétation IFRIC 4. Ces engagements constituent la quasi-totalité des engagements de location-financement en tant que bailleur. Ils portent essentiellement sur EDF Energy.

Le Groupe est également engagé par des contrats de location-financement non résiliables portant sur des locaux, des équipements ou des véhicules entrant dans le cadre de son activité normale. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles. Ils concernent essentiellement Tiru et Sofilo.

Au 31 décembre 2007, le montant des engagements de loyers irrévocables s'analyse comme suit :

(en millions d'euros)	Total	31.12.2007			31.12.2006
		Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Engagements de location-financement en tant que bailleur	589	60	271	258	693
Engagements de location-financement en tant que preneur	246	20	138	88	394

## Note 23 Titres mis en équivalence

Le détail des entreprises associées est le suivant :

(en millions d'euros)	Activité principale <sup>(1)</sup>	31.12.2007			31.12.2006	
		Quote-part d'intérêts dans le capital %	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat	Quote-part de capitaux propres	Dont Quote-part de résultat
Groupe Atel <sup>(2)</sup>	P	24,8	671	102	626	112
Dalkia Holding	S	34,0	466	24	469	23
EVN	D	16,4	441	38	397	42
Estag	P	20,0	365	34	352	31
SSE	D	49,0	-	-	219	26
Edenor	D	-	-	-	2	17
Autres titres mis en équivalence	-	-	587	(30)	394	12
<b>TITRES MIS EN ÉQUIVALENCE</b>	-	-	<b>2530</b>	<b>168</b>	<b>2459</b>	<b>263</b>

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

(2) Le Groupe Atel comprend les sociétés Atel holding et Atel.

Les principales variations de l'exercice 2007 résultent de la consolidation par intégration proportionnelle de la société SSE à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2007, de la mise en équivalence de sept sociétés par EnBW et de la dépréciation des titres représentatifs du groupement Metronet, inclus dans les autres titres mis en équivalence.

En effet, le groupement Metronet qui est responsable pour London Underground Limited (LUL) des travaux de maintenance et de rénovation de 9 des 12 lignes de métro de l'agglomération londonienne, s'est trouvé dans une situation financière délicate à la suite de modifications intervenues dans le cahier des charges et du périmètre initial du contrat ainsi que de difficultés dans la réalisation des travaux.

En conséquence, et conformément à une clause du contrat avec LUL, les actionnaires de Metronet ont décidé, en juin 2007, de faire revoir par un arbitre indépendant, les conditions économiques du contrat afin d'obtenir une augmentation de financement de LUL. La décision rendue mi-juillet n'a pas permis aux actionnaires de Metronet d'obtenir un financement complémentaire suffisant pour éviter la mise sous administration judiciaire du groupement qui est intervenue le 18 juillet 2007.

À ce jour, les négociations intervenues entre les actionnaires, l'administrateur et le client (Transport for London) n'ont pas permis de déboucher sur un accord définitif quant à l'avenir des liens contractuels entre les différentes parties. Les discussions se poursuivent néanmoins dans un contexte constructif.

Dans ces conditions, la provision constatée au 30 juin 2007 a été maintenue au 31 décembre 2007 ; elle couvre de façon appropriée les risques auxquels EDF Energy s'estime exposée.

Au 31 décembre 2006, les principaux indicateurs publiés relatifs aux sociétés mises en équivalence étaient les suivants :

(en millions d'euros)	Total Actif	Total Passif (hors capitaux propres)	Chiffre d'affaires	Résultat net
Atel	5 780	3 598	7 188	570
Dalkia holding <sup>(1)</sup>	7 065	4 972	6 155	172
EVN <sup>(2)</sup>	6 262	3 247	2 233	259
Estag	2 221	1 026	1 158	154

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

(2) Données financières au 30 septembre 2007.

## Note 24 Actifs financiers courants et non courants

# 24



<b>24.1</b> Répartition entre les actifs financiers courants et non courants	P.63
<b>24.2</b> Variation des actifs financiers courants et non courants hors dérivés	P.64
<b>24.3</b> Détail des actifs financiers	P.64
<b>24.4</b> Juste valeur des actifs financiers comptabilisés au coût amorti	P.66
<b>24.5</b> Engagements liés aux investissements	P.66

### 24.1 Répartition entre les actifs financiers courants et non courants

La répartition entre les actifs financiers courants et non courants se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2007			31.12.2006		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	5 967	2	5 969	5 845	-	5 845
Actifs financiers disponibles à la vente*	6 223	13 799	20 022	10 274	11 193	21 467
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance*	68	459	527	255	187	442
Juste valeur positive des dérivés de couverture	1 667	632	2 299	128	328	456
Prêts et créances financières*	951	913	1 864	508	1 386	1 894
<b>ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS</b>	<b>14 876</b>	<b>15 805</b>	<b>30 681</b>	<b>17 010</b>	<b>13 094</b>	<b>30 104</b>

\*Nets de dépréciation pour 374 millions d'euros en 2007.



## 24.2 Variation des actifs financiers courants et non courants hors dérivés

La variation des actifs financiers s'analyse comme suit :

### 24.2.1 Au 31 décembre 2007

(en millions d'euros)	31.12.2006	Augmentations	Diminutions	Variations de juste valeur	Autres	31.12.2007
Actifs financiers disponibles à la vente	21 467	11 496	(12 899)	286	(328)	20 022
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	442	154	(36)	-	(33)	527
Prêts et créances financières	1 894	358	(281)	-	(107)	1 864

### 24.2.2 Au 31 décembre 2006

(en millions d'euros)	31.12.2005	Augmentations	Diminutions	Variations de juste valeur	Autres	31.12.2006
Actifs financiers disponibles à la vente	11 727	14 802	(5 892)	737	93	21 467
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	137	329	(39)	-	15	442
Prêts et créances financières	1 665	742	(368)	-	(145)	1 894

## 24.3 Détail des actifs financiers

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

(en millions d'euros)	31.12.2007	31.12.2006
Juste valeur positive des dérivés de transaction	5 880	5 762
Juste valeur des actifs financiers détenus à des fins de transaction <sup>(1)</sup>	89	83
<b>ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR AVEC VARIATION DE JUSTE VALEUR EN RÉSULTAT</b>	<b>5 969</b>	<b>5 845</b>
(1) Part qualifiée d'actifs liquides	80	73

La juste valeur des dérivés est majoritairement déterminée sur la base de prix cotés et de données de marché (voir note 2.15.1.6.2).

## 24.3.2 Actifs financiers disponibles à la vente

(en millions d'euros)	31.12.2007			31.12.2006		
	Actions*	Titres de dettes	Total	Actions*	Titres de dettes	Total
Actifs dédiés d'EDF	5 050	3 554	8 604	4 315	1 942	6 257
Actifs liquides	1 349	4 253	5 602	3 876	6 205	10 081
Autres titres	4 447	1 369	5 816	3 997	1 132	5 129
<b>ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE</b>	<b>10 846</b>	<b>9 176</b>	<b>20 022</b>	<b>12 188</b>	<b>9 279</b>	<b>21 467</b>

\*Actions ou OPVCM.

La part du portefeuille évaluée par référence à des prix cotés ou publiés sur un marché actif s'élève à 96,43 % au 31 décembre 2007.

Dans le contexte de la crise monétaire du dernier semestre, une partie des actifs liquides a été remplacée en trésorerie court terme.

Au cours de l'exercice 2007, les variations de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente enregistrées en capitaux propres sur la période s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres <sup>(1)</sup>	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres	Variations nettes de juste valeur reconnues en capitaux propres <sup>(1)</sup>	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat <sup>(2)</sup>	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur transférées en résultat	Variations nettes de juste valeur transférées en résultat <sup>(2)</sup>
Actifs financiers disponibles à la vente – actions	684	(111)	573	258	(55)	203
Actifs financiers disponibles à la vente – dettes	(52)	20	(32)	(4)	1	(3)
Actifs liquides	(73)	25	(48)	-	-	-
<b>ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE</b>	<b>559</b>	<b>(66)</b>	<b>493</b>	<b>254</b>	<b>(54)</b>	<b>200</b>

(1) + / ( ) : augmentation/diminution des capitaux propres.

(2) + / ( ) : augmentation/diminution du résultat.

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

### 24.3.2.1 COMPOSITION DU PORTEFEUILLE D'ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

Le portefeuille des actifs dédiés d'EDF est constitué d'actifs financiers dédiés à la couverture des charges de long terme liées à la déconstruction des centrales nucléaires et à l'aval du cycle nucléaire (voir note 31.5.3). Ces actifs sont clairement identifiés et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise.

Ces actifs gérés dans une optique de long terme sont composés de placements diversifiés obligataires, actions et monétaires, conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration, révisable périodiquement.

La gestion et la gouvernance de ces fonds sont conformes aux prescriptions de la loi du 28 juin 2006 et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Une partie de ces placements constitués d'actions et d'obligations est actuellement détenue et gérée directement par EDF et figure en tant que

telle à son bilan. L'autre partie est constituée d'OPVCM spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion françaises ou étrangères sélectionnées sur dossier ou sur appel d'offres. Elle couvre différents segments de marchés obligataires ou d'actions sur lesquels EDF souhaite avoir la plus large diversification possible. Il s'agit soit de Sicav ou FCP ouverts soit de FCP réservés constitués par l'entreprise pour son usage exclusif.

Les fonds réservés doivent respecter l'évolution d'un indice boursier de référence dans le cadre d'une limite stricte de risque exprimée sous forme de « tracking error ». EDF n'intervenant pas dans la gestion opérationnelle des fonds à l'intérieur des objectifs fixés par les conventions d'investissement, la consolidation ligne à ligne des fonds réservés ne traduirait pas l'objectif de gestion recherché. Ces fonds constituent des actifs financiers à part entière dont la valeur liquidative représente leur valeur de marché. En conséquence, ils sont présentés au bilan à leur valeur liquidative au sein des actifs financiers disponibles à la vente.

## Comptes consolidés



Le tableau ci-dessous présente l'évolution de la juste valeur du portefeuille des actifs dédiés en détaillant plus particulièrement l'évolution des valeurs liquidatives des fonds réservés :

(en millions d'euros)	Juste valeur 31.12.2007	Juste valeur 31.12.2006
Actions Amérique du Nord	404	494
Actions Europe	416	464
Actions Japon	30	110
Obligations monde	644	480
<b>Fonds Communs de Placements réservés</b>	<b>1 494</b>	<b>1 548</b>
Titres	470	283
OPCVM	2 856	1 930
<b>Actions</b>	<b>3 326</b>	<b>2 213</b>
Titres	3 554	1 942
OPCVM	225	196
<b>Obligations</b>	<b>3 779</b>	<b>2 138</b>
<b>OPCVM monétaires</b>	<b>5</b>	<b>358</b>
<b>Autres placements financiers</b>	<b>7 110</b>	<b>4 709</b>
<b>TITRES ACTIFS DÉDIÉS</b>	<b>8 604</b>	<b>6 257</b>

La dotation de trésorerie aux actifs dédiés s'élève à 2 397 millions d'euros pour l'exercice 2007, conformément à la décision prise en septembre 2005 par le Conseil d'administration d'accélérer le rythme de constitution des actifs dédiés d'ici 2010 (2 700 millions d'euros pour l'exercice 2006).

Des retraits pour un montant de 249 millions d'euros ont été effectués pour couvrir la trésorerie d'EDF à hauteur des reprises de provisions pour décaissement au titre des obligations concernées.

### 24.3.2.2 ACTIFS LIQUIDES

Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie quelle que soit leur maturité, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

Au sein de ce poste, les OPCVM monétaires d'EDF représentent 1 349 millions d'euros (3 771 millions d'euros au 31 décembre 2006).

### 24.3.2.3 AUTRES TITRES

Au 31 décembre 2007, les autres titres se composent notamment :

- chez EnBW, de 1 356 millions d'euros d'actifs disponibles à la vente – titres de dettes dont 1 044 millions d'euros de fonds réservés et de 1 110 millions d'euros d'actifs disponibles à la vente – actions dont 619 millions d'euros de fonds réservés ;
- chez EDF, de titres AREVA pour 673 millions d'euros.

## 24.4 Juste valeur des actifs financiers comptabilisés au coût amorti

(en millions d'euros)	31.12.2007		31.12.2006	
	Juste valeur	Valeur nette comptable	Juste valeur	Valeur nette comptable
Actifs détenus jusqu'à l'échéance	527	527	442	442
Prêts et créances financières	1 864	1 864	1 890	1 894
<b>ACTIFS COMPTABILISÉS AU COÛT AMORTI</b>	<b>2 391</b>	<b>2 391</b>	<b>2 332</b>	<b>2 336</b>

## 24.5 Engagements liés aux investissements

Au 31 décembre 2007, les éléments constitutifs des engagements liés aux investissements sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	31.12.2007			31.12.2006
		Échéances			
		< 1 an	1-5 ans	> 5 ans	
Engagements d'acquisition de titres	2 752	374	2 378	-	2 780
Autres engagements donnés liés aux investissements	217	112	104	1	185
Autres engagements reçus liés aux investissements	70	28	42	-	64

## 24.5.1 Engagements d'acquisition de titres

- Engagement consenti à OEW par EDF International relatif à EnBW en vertu du pacte d'actionnaires conclu le 26 juillet 2000 : OEW, qui détient conjointement avec EDF le contrôle d'EnBW, dispose d'une option de vente sur EDF (« Put »), de tout ou partie de ses Actions Assujetties (soit 25 % du capital d'EnBW), exerçable à tout moment jusqu'au 31 décembre 2011 au prix de 37,14 euros par action. Le montant de cette option est inscrit par le Groupe EDF au titre de ses engagements hors bilan pour l'exercice 2007 pour 2 322 millions d'euros.

- Divers options ou accords pris par EDF International (225 millions d'euros) et par EnBW (126 millions d'euros) sur des titres de différentes sociétés du secteur énergétique.

- Engagements pris par EDEV SA relatifs à EDF Énergies Nouvelles : Dans le cadre de l'admission des titres de la société EDF EN sur le marché réglementé, intervenue le 28 novembre 2006, un pacte d'actionnaires et une convention concernant la société EDF EN, ont été conclus le 17 juillet 2006, entre d'une part, la société EDF et la société EDEV (ci-après désignées ensemble le « Groupe EDF ») et d'autre part, M. Pâris Mouratoglou et la société anonyme de droit luxembourgeois SIIF – Société Internationale d'Investissements Financiers (ci-après désignés ensemble le « Groupe Mouratoglou »). Cette convention a été complétée par un avenant en date du 10 novembre 2006.

Dans le cadre de ces accords, les engagements restant pris par le Groupe EDF et le Groupe Mouratoglou applicables au 31 décembre 2007 sont les suivants :

- Engagement de liquidité :

Le Groupe EDF et le Groupe Mouratoglou s'interdisent de procéder, directement ou indirectement, à des acquisitions d'actions ayant pour effet de réduire la part du public dans le capital de la Société EDF EN à moins de 95 % de cette part. Cet engagement souscrit par le Groupe EDF expirerait dans l'hypothèse où le Groupe Mouratoglou viendrait à détenir moins de 10 % du capital de la société EDF EN.

- Droit de préférence :

En cas de projet de transfert de tout ou partie de ses actions par le Groupe Mouratoglou, le Groupe EDF bénéficiera d'un droit de préférence pour acquérir lesdites actions. Ce droit de préférence s'exercera à des modalités de détermination du prix différenciées selon que le transfert d'actions envisagé serait effectué au profit d'un ou plusieurs établissements financiers (en vue d'un placement auprès d'investisseurs institutionnels ou sur le marché) ou à d'autres tiers.

À défaut d'exercice du droit de préférence du Groupe EDF, le Groupe Mouratoglou pourra procéder à la cession projetée.

Ce droit de préférence ne s'appliquera pas dans le cas de certaines situations définies contractuellement.

- Dispositions concernant la participation du Groupe Mouratoglou :

Si la participation du Groupe Mouratoglou devenait inférieure à 10 % du capital de la société EDF EN, Edev consentirait au Groupe Mouratoglou, sous réserve du respect des engagements de conservation souscrits lors de l'introduction en bourse de la Société et pour un délai de trois mois à compter du franchissement à la baisse du seuil de 10 %, une option de vente portant sur l'intégralité de la participation résiduelle du Groupe Mouratoglou dans la société EDF EN, à un prix par action égal à la moyenne pondérée par les volumes des cours de clôture de l'action de la Société au cours des 60 jours de bourse précédant la notification de l'exercice de cette option, sans que ce prix puisse être supérieur de plus de 10 % au dernier cours de clôture de l'action précédant ladite notification.

Sous réserve de l'absence d'exercice de l'option de vente par le Groupe Mouratoglou, Edev disposera alors d'une option d'achat portant sur la totalité des actions détenues par le Groupe Mouratoglou pour un délai de trois mois à compter de la fin de la période d'exercice de l'option de vente susvisée, à un prix par action défini de façon identique à celui de l'option de vente, sans que ce prix puisse être inférieur de plus de 10 % au dernier cours de clôture de l'action précédant la notification.

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

- Accord avec Veolia Environnement :

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

- Dans le cadre de la création de la société EDF Investissement Groupe, la société C3 a conclu avec la société NBI des promesses unilatérales d'achat et de vente d'actions relatives aux participations détenues respectivement par NBI et C3. Ainsi, NBI donne la possibilité à tout moment à C3 d'une part de racheter la participation de NBI sur la base de la valeur d'actif net de la société jusqu'en 2030, d'autre part de vendre à NBI la totalité de sa participation sur la base de la valeur d'actif net de la société, pendant les 5 ans qui suivent la création de la société.

## 24.5.2 Autres engagements liés aux investissements

Il s'agit principalement de garanties d'investissement données par Dalkia International (54 millions d'euros au 31 décembre 2007, 66 millions d'euros au 31 décembre 2006), EnBW (74 millions d'euros au 31 décembre 2007, 71 millions d'euros au 31 décembre 2006) et par ECW (5 millions d'euros au 31 décembre 2007, 25 millions d'euros au 31 décembre 2006).

Par ailleurs, le Groupe EDF, via ses filiales EDF Énergies Nouvelles, Sofilo et Dalkia international a reçu divers engagements pour 70 millions d'euros au 31 décembre 2007 (64 millions d'euros au 31 décembre 2006).





## Note 25 Stocks

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

	Combustibles nucléaires	Autres combustibles	Autres matières premières	En cours de production de biens et services	Autres stocks	Total stocks
<i>(en millions d'euros)</i>						
Valeur brute	5 363	724	1 059	358	342	7 846
Provisions	(218)	(4)	(169)	(24)	-	(415)
<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>
Valeur brute	6 371	1 056	942	286	226	8 881
Provisions	(11)	(4)	(166)	(21)	(1)	(203)
<b>VALEUR NETTE AU 31.12.2007</b>	<b>6 360</b>	<b>1 052</b>	<b>776</b>	<b>265</b>	<b>225</b>	<b>8 678</b>

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustibles nucléaires pour un montant de 4 344 millions d'euros (3 884 millions d'euros au 31 décembre 2006).

La valeur des stocks évalués en valeur de marché chez EDF Trading s'élève à 458 millions d'euros.

L'augmentation des stocks de combustibles nucléaires en 2007 trouve notamment son origine chez EDF dans la nouvelle définition du combustible utilisé, engagé en réacteur, telle que précisée par l'arrêté du 21 mars 2007 (voir note 31.2).

## Note 26 Clients et comptes rattachés

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

<i>(en millions d'euros)</i>	31.12.2007	31.12.2006
Clients et comptes rattachés excluant EDF Trading – valeur brute	15 379	14 815
Clients et comptes rattachés de EDF Trading – valeur brute	1 112	1 303
Provisions	(391)	(402)
Clients et comptes rattachés – valeur nette	16 100	15 716

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

## Note 27

### Autres débiteurs



Les autres débiteurs se présentent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	Comptes courants d'exploitation	Charges constatées d'avance	Autres créances	Autres débiteurs
Valeurs brutes au 31.12.2006	240	543	3 480	4 263
Provisions au 31.12.2006	(17)	-	(20)	(37)
<b>Valeurs nettes au 31.12.2006</b>	<b>223</b>	<b>543</b>	<b>3 460</b>	<b>4 226</b>
Valeurs brutes au 31.12.2007	243	492	4 551	5 286
Provisions au 31.12.2007	(12)	-	(31)	(43)
<b>VALEURS NETTES AU 31.12.2007</b>	<b>231</b>	<b>492</b>	<b>4 520</b>	<b>5 243</b>

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

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

Il inclut également les prêts consentis par Domofinance, établissement de crédit qui assure le financement à crédit de travaux et d'installation contribuant à la maîtrise de l'énergie pour un montant de 159 millions d'euros.

La progression entre 2006 et 2007 est principalement liée à l'augmentation des créances de 473 millions d'euros au titre de la CSPE et à des effets de périmètre.

## Note 28

### Trésorerie et équivalents de trésorerie



La trésorerie et les équivalents de trésorerie se composent des fonds en caisse, des soldes bancaires et des placements dans des instruments du marché monétaire. La trésorerie et les équivalents de trésorerie figurant dans le tableau des flux de trésorerie comprennent les montants suivants inscrits dans le bilan :

<i>(en millions d'euros)</i>	31.12.2007	31.12.2006
Disponibilités	1 338	1 265
Équivalents de trésorerie	4 498	1 806
Comptes courants financiers	199	237
<b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE</b>	<b>6 035</b>	<b>3 308</b>

Dans le contexte de la crise monétaire du dernier semestre, une partie des actifs liquides a été remplacée en trésorerie court terme.



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

# 29



Les actifs et passifs détenus en vue de leur vente concernent principalement :

- au 31 décembre 2007, la société Soprolif, des centrales thermoélectriques (Groupe Edison) et des sociétés d'éclairage (EDF Energy) ;
- au 31 décembre 2006, les sociétés Serene (Groupe Edison) et deux entités du Groupe EnBW.

## Note Capitaux propres

# 30



<u>30.1 Capital social</u>	P.70
<u>30.2 Actions propres</u>	P.71
<u>30.3 Distributions de dividendes</u>	P.71
<u>30.4 Résultat net et résultat net dilué par action</u>	P.71
<u>30.5 Gestion du capital</u>	P.72

## 30.1 Capital social

Le capital social d'EDF n'a pas évolué au cours des exercices 2006 et 2007.

Au 31 décembre 2007, le capital social s'élève à 911 085 545 euros, divisé en 1 822 171 090 actions entièrement souscrites et libérées d'un nominal de 0,50 euro chacune, détenues à 84,8 % par l'État français (87,3 % au 31 décembre 2006), 13,3 % par le public (institutionnels et particuliers) et 1,9 % par les salariés et anciens salariés du Groupe.

L'État a cédé, le 3 décembre 2007, 2,5 % du capital d'EDF à des investisseurs institutionnels français et internationaux.

En application de l'article 11 de la loi du 6 août 1986 et de l'article 26 de la loi du 9 août 2004, suite à la cession de titres par l'État, une offre à des conditions préférentielles d'acquisition sera proposée aux salariés et anciens salariés d'EDF et de certaines de ses filiales en France et à l'étranger. Cette offre portera sur un nombre d'actions existantes représentant 15 % du nombre total d'actions cédées, soit 0,4 % du capital. Le calendrier et les modalités pratiques de cette offre réservée aux salariés restent à fixer pour une mise en œuvre en 2008.

## 30.2 Actions propres

Un programme de rachat d'actions de la Société autorisé par l'Assemblée générale du 9 juin 2006 a été mis en œuvre par le Conseil d'administration dans la limite de 10 % des actions composant le capital social de la Société et ce, pour une durée initiale de 18 mois, reconduite tacitement pour 12 mois.

Dans le cadre de ce programme qui a fait l'objet d'un contrat de liquidité conforme aux dispositions prévues par l'Autorité des marchés financiers

(AMF), 557 339 actions ont été achetées en 2007 pour un montant total de 38 millions d'euros et 462 579 actions ont été vendues pour un montant total de 32 millions d'euros.

Au 31 décembre 2007, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés représentent 129 503 actions pour une valeur de 9 millions d'euros.

## 30.3 Distributions de dividendes

L'assemblée générale des actionnaires du 24 mai 2007 a décidé une distribution de dividende de 1,16 euro par action en circulation, mis en paiement le 4 juin 2007 pour un montant de 2 113 millions d'euros.

Le Conseil d'administration du 7 novembre 2007 a décidé, au titre de l'exercice 2007, de mettre en paiement le 30 novembre 2007 un acompte sur dividende de 0,58 euro par action, pour un montant de 1 057 millions d'euros.

## 30.4 Résultat net et résultat net dilué par action

Le résultat dilué par action est calculé en divisant la part du résultat net du Groupe, corrigée de l'impact des instruments dilutifs, par le nombre moyen pondéré d'actions potentielles en circulation au cours de la période après neutralisation des actions propres.

Au 31 décembre 2007, il n'existe plus d'instruments dilutifs au sein du Groupe.

La réconciliation entre le résultat de base et le résultat dilué conduisant au calcul des résultats par action (de base et dilué) ainsi que la variation du nombre moyen pondéré d'actions utilisé pour le calcul du résultat net de base et du résultat dilué par action s'analysent comme suit :

	2007	2006
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	5 618	5 605
Effet des instruments dilutifs	-	(6)
<b>Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action dilué (en millions d'euros)</b>	<b>5 618</b>	<b>5 599</b>
Nombre d'actions ordinaires en circulation au 1 <sup>er</sup> janvier	1 822 136 347	1 822 171 090
Variation du nombre d'actions vendues durant la période (prorata temporis)	(57 032)	(100 999)
<b>Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation à fin de période</b>	<b>1 822 079 315</b>	<b>1 822 070 091</b>
Effet des instruments dilutifs d'EDF	-	-
<b>Nombre moyen pondéré d'actions en circulation – dilué à fin de période</b>	<b>1 822 079 315</b>	<b>1 822 070 091</b>
<b>Résultats par action :</b>		
<b>RÉSULTAT DE BASE PAR ACTION (en euros)</b>	<b>3,08</b>	<b>3,08</b>
<b>RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION (en euros)</b>	<b>3,08</b>	<b>3,07</b>



## 30.5 Gestion du capital

Conformément aux dispositions de l'article 24 de la loi du 9 août 2004, l'État doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital social.

Depuis l'ouverture du capital en novembre 2005, les fonds propres ont augmenté principalement en raison des résultats des exercices 2006 et 2007, nets des dividendes versés et après prise en compte des variations de juste valeur des instruments financiers enregistrées en capitaux pro-

pres. Ils s'élevaient à 28 796 millions d'euros au 31 décembre 2007, contre 24 799 millions d'euros au 31 décembre 2006.

Cette augmentation permet au ratio de solvabilité composé de la dette financière nette sur capital employé, calculé à partir de l'endettement financier net (voir note 33.3) et des capitaux propres y compris intérêts minoritaires, de passer de 38 % au 31 décembre 2006 à 36 % au 31 décembre 2007.

## Note 31 Provisions



<b>31.1</b> Répartition courant/non courant des provisions	P.72
<b>31.2</b> Impact des textes d'application de la loi du 28 juin 2006 sur les provisions pour aval du cycle nucléaire et sur les provisions pour déconstruction et derniers cœurs constituées par EDF en France	P.73
<b>31.3</b> Provisions pour aval du cycle nucléaire	P.74
<b>31.4</b> Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs	P.76
<b>31.5</b> Sécurisation du financement des obligations de long terme au titre des installations nucléaires d'EDF	P.79
<b>31.6</b> Avantages du personnel	P.80
<b>31.7</b> Autres provisions et passifs éventuels	P.83

## 31.1 Répartition courant/non courant des provisions

La répartition entre la part courante et la part non-courante des provisions se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2007			31.12.2006		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire	756	16 699	17 455	745	14 636	15 381
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	557	13 097	13 654	218	13 606	13 824
Provisions pour avantages du personnel	1 523	12 240	13 763	1 551	12 377	13 928
Autres provisions	1 860	2 002	3 862	1 504	2 505	4 009
<b>PROVISIONS</b>	<b>4 696</b>	<b>44 038</b>	<b>48 734</b>	<b>4 018</b>	<b>43 124</b>	<b>47 142</b>

# 31.2

## Impact des textes d'application de la loi du 28 juin 2006 sur les provisions pour aval du cycle nucléaire et sur les provisions pour déconstruction et derniers cœurs constituées par EDF en France

Pour ce qui concerne les provisions liées à l'exploitation des centrales nucléaires, les comptes arrêtés au 31 décembre 2007 tiennent compte des prescriptions contenues dans la loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application (voir notes 4.3 et 5.1.1.1) qui conduisent à prendre en compte les principales différences de présentation et d'évaluation suivantes :

### – Charges de gestion des déchets issus de la déconstruction des centrales nucléaires

Le décret du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007 précisent que les charges de gestion à long terme des colis de déchets radioactifs issus de la déconstruction doivent être distinguées des charges de déconstruction proprement dites.

En conséquence, les provisions afférentes aux charges de gestion à long terme des déchets radioactifs issus des opérations de déconstruction sont reclassées de la rubrique « Provisions pour déconstruction » à la rubrique « Provision pour gestion à long terme des déchets ».

Par ailleurs, la quote-part revenant à EDF des charges relatives au combustible de la centrale de Phénix incluse dans la provision pour déconstruction a également fait l'objet d'un reclassement dans la rubrique appropriée « Provision pour gestion du combustible usé ».

Ces reclassements d'un montant global de 850 millions d'euros au 31 décembre 2007 sont sans effet sur le résultat de l'exercice.

### – Charges de gestion du combustible usé et charges de gestion à long terme des déchets issus du combustible

Le calcul des provisions pour aval du cycle nucléaire prend en compte la nouvelle notion de « combustible engagé » définie par l'arrêté du 21 mars 2007 comme étant l'intégralité du combustible chargé en réacteur, qu'il soit irradié ou non.

En conséquence, des compléments aux provisions pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets issus de ce combustible ont été constitués pour la fraction non irradiée, en contrepartie d'un accroissement de la valeur du combustible comptabilisé dans les stocks, sans effet sur le compte de résultat de l'exercice.

Les charges futures de gestion du combustible usé et de gestion des déchets radioactifs correspondants continuent à être enregistrées en résultat au fur et à mesure de l'irradiation du combustible, donc de la consommation du stock.

### – Nouvelle définition du cycle d'exploitation

Selon le décret du 23 février 2007, le cycle d'exploitation du combustible fait référence à des installations industrielles construites ou en construction. Les combustibles à teneur élevée en plutonium (MOX et Creys-Malville) ne sont pas destinés à un recyclage dans les réacteurs en fonctionnement ou en construction, mais dans des installations futures de type génération IV. Sans préjuger des modalités de développement de la génération IV, les provisions relatives à ce type de combustible sont désormais estimées en fonction d'un scénario prudent d'entreposage de longue durée et de stockage direct des combustibles ; elles sont reclassées dans les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs. Ce nouveau scénario conduit à des coûts significativement plus élevés, mais répartis sur un échéancier plus éloigné. De ce fait et après actualisation, les provisions diminuent de 394 millions d'euros.

### – Prise en compte de la notion d'exploitant de site pour l'évaluation des charges

Selon l'arrêté du 21 mars 2007, EDF, exploitant du site de Brennilis, doit provisionner la totalité des charges pour déconstruction des installations de cette centrale et des charges de gestion des combustibles et des déchets, la part revenant au partenaire étant alors enregistrée en créance, sans effet sur le compte de résultat de l'exercice.

### – Obligations liées aux études et recherche de l'ANDRA et aux actions d'accompagnement territorial

En 2006, à partir des prescriptions de la loi, et des informations disponibles, EDF avait révisé ses provisions pour prendre en compte les obligations liées aux études et recherche de l'ANDRA et aux actions d'accompagnement territorial.

Au 31 décembre 2007, les provisions couvrant ces obligations ont été réestimées à la hausse pour 132 millions d'euros en fonction des dernières informations disponibles.

Les impacts de la loi du 28 juin 2006 et de ses textes d'application publiés en 2007 conduisent, au 31 décembre 2007, à une augmentation des provisions de 885 millions d'euros, ayant comme contrepartie une augmentation des stocks et des créances de 1 147 millions d'euros et un produit d'exploitation de 262 millions d'euros sur l'exercice.

Pour mémoire, l'effet de la loi du 28 juin 2006 s'était traduit dans les comptes consolidés au 31 décembre 2006 par une hausse des provisions de 373 millions, avec un impact équivalent négatif sur le résultat d'exploitation.



## 31.3 Provisions pour aval du cycle nucléaire

Les variations des provisions pour aval du cycle nucléaire se répartissent comme suit :

– Au 31 décembre 2007 :

	31.12.2006	Augmentations	Diminutions		Impact loi du 28 juin 2006	Autres variations	31.12.2007
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet <sup>(1)</sup>			
<i>(en millions d'euros)</i>							
Provisions pour gestion du combustible utilisé	10 512	1 032	(625)	(104)	221	(25)	11 011
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	4 869	334	(145)	(53)	1 414	25	6 444
<b>PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE</b>	<b>15 381</b>	<b>1 366</b>	<b>(770)</b>	<b>(157)</b>	<b>1 635</b>	<b>-</b>	<b>17 455</b>
Part EDF	14 602	1 232	(713)	(96)	1 635	-	16 660
Part filiales et co-entreprises	779	134	(57)	(61)	-	-	795

(1) Pour la France, cette colonne regroupe les changements d'estimation.

– Au 31 décembre 2006 :

	31.12.2005	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31.12.2006
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
<i>(en millions d'euros)</i>						
Provisions pour retraitement du combustible nucléaire	10 336	1 057	(681)	(220)	20	10 512
Provisions pour évacuation et stockage	4 416	640	(79)	(88)	(20)	4 869
<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>

### 31.3.1 Provisions pour aval du cycle nucléaire d'EDF en France

Les provisions d'EDF au 31 décembre 2007 sont évaluées conformément aux prescriptions contenues dans la loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application (cf. note 31.2).

	31.12.2006	Augmentations	Diminutions		Impact loi du 28 juin 2006	31.12.2007
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet <sup>(1)</sup>		
<i>(en millions d'euros)</i>						
Provisions pour gestion du combustible utilisé	10 202	1 004	(602)	(66)	221	10 759
Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs	4 400	228	(111)	(30)	1 414	5 901
<b>PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE</b>	<b>14 602</b>	<b>1 232</b>	<b>(713)</b>	<b>(96)</b>	<b>1 635</b>	<b>16 660</b>

(1) Pour la France cette colonne regroupe les changements d'estimation.

Les charges correspondantes sont évaluées aux conditions économiques de fin d'année réparties selon un échéancier prévisionnel de décaissements et provisionnées en valeur actualisée de l'année (avec un taux d'inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 %) :

	31.12.2007		31.12.2006	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin d'année	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin d'année	Montants provisionnés en valeur actualisée
(en millions d'euros)				
Pour gestion du combustible usé	16 209	10 759	15 413	10 202
Pour gestion à long terme des déchets radioactifs	20 048	5 901	12 554	4 400
<b>POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE</b>	<b>36 257</b>	<b>16 660</b>	<b>27 967</b>	<b>14 602</b>

Les évolutions des provisions évaluées aux conditions économiques de fin d'année s'expliquent principalement par la prise en compte en 2007 des effets des textes d'application de la loi du 28 juin 2006 :

- charges supplémentaires correspondant à la fraction non irradiée du combustible, comprise dans le combustible engagé en réacteur ;
- coûts plus élevés pour les combustibles usés à teneur élevée en plutonium ;
- reclassements dans cette rubrique des charges de gestion des déchets radioactifs issus de la déconstruction auparavant incluses dans les charges de déconstruction.

### 31.3.1.1 PROVISIONS POUR CHARGES DE GESTION DES COMBUSTIBLES USÉS

Cette rubrique comprend les éléments suivants :

- le traitement du combustible usé, qui comprend notamment les prestations correspondant à l'évacuation du combustible usé des centres de production d'EDF à l'usine AREVA de La Hague, sa réception et son entreposage, le traitement du combustible irradié y compris le conditionnement des déchets et leur entreposage.

Le combustible usé correspond au combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part de combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

L'évaluation de ces charges est fondée sur le contrat signé le 24 août 2004 entre EDF et AREVA qui couvre la période 2001-2007, et sur ces mêmes hypothèses pour les quantités qui seront retraitées au-delà de 2007, à partir des flux prévisionnels de retraitement ;

- l'oxydation et l'entreposage de l'uranium de retraitement non immédiatement recyclé.

L'évaluation de ces charges est fondée sur les meilleures estimations d'EDF compte tenu des négociations en cours avec AREVA ;

- la quote-part EDF de la mise à l'arrêt définitif et de la déconstruction des installations de retraitement de La Hague et la quote-part EDF de reprise et de conditionnement des déchets anciens issus du retraitement du combustible sur le site de La Hague. Ces quotes-parts sont maintenues sous cette rubrique dans l'attente de l'achèvement des négociations avec AREVA qui doivent conduire au paiement d'une soule libératoire pour un montant et selon des modalités qui restent à fixer ;
- la quote-part EDF des charges de gestion du combustible de Phénix.

Pour le combustible chargé en réacteur et non encore irradié, les provisions sont constituées en contrepartie d'un accroissement de la valeur des combustibles comptabilisée dans les comptes de stocks.

### 31.3.1.2 PROVISIONS POUR CHARGES DE GESTION À LONG TERME DES COLIS DE DÉCHETS RADIOACTIFS

Cette rubrique concerne les dépenses futures relatives à :

- l'évacuation et le stockage des déchets radioactifs issus de la déconstruction des installations nucléaires de base dont EDF est l'exploitant ;
- l'évacuation et le stockage des déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé à La Hague ;
- l'entreposage de longue durée et le stockage direct des combustibles non recyclables dans les installations existantes (MOX et Creys-Malville) ;
- et aux quotes-parts EDF des charges d'études, de couverture, de fermeture, de surveillance des centres de stockage :
  - existants, pour les déchets de très faible activité (TFA) et les déchets de faible et moyenne activité (FMA),
  - à créer, pour les déchets de faible activité à vie longue (FAVL) et pour les déchets de haute et moyenne activité à vie longue (HA-MA-VL).

Les volumes de déchets donnant lieu à provisions incluent, d'une part, les colis de déchets existants, et d'autre part, l'ensemble des déchets à conditionner tels qu'obtenus après déconstruction ou après traitement à La Hague du combustible usé (sur la base de la totalité des combustibles chargés en réacteur au 31 décembre irradiés ou non).

Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA.

Pour les déchets issus de la déconstruction des centrales en exploitation, le traitement comptable est identique à celui des dépenses de déconstruction (cf. note 31.4.1.2) : un actif est créé en contrepartie de la provision selon les principes comptables exposés en note 2.11.

Pour les déchets issus de la déconstruction de Brennilis, le traitement comptable est identique à celui des dépenses de déconstruction. La provision a été constituée en totalité ; la quote-part revenant au partenaire a été enregistrée en produits à recevoir.

Pour les déchets à venir sur le combustible chargé en réacteur et non encore irradié, les provisions sont constituées en contrepartie d'un accroissement du coût des combustibles comptabilisé dans les comptes de stocks.

La provision constituée pour les déchets de haute et moyenne activité à vie longue (HA-MAVL) représente la part la plus importante des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs. Les dispositions de la loi du 28 juin 2006, relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs ont conforté EDF dans l'hypothèse retenue d'un stockage géologique sur laquelle sont fondées les provisions comptabilisées.





Depuis 2005, le montant brut et l'échéancier des dépenses prévisionnelles sont basés sur un scénario industriel de stockage géologique établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par le Groupe de travail dirigé par la Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières (DGEMP) et réunissant les administrations concernées (DGEMP, APE et Direction du Budget), l'ANDRA et les producteurs de déchets (EDF, AREVA, CEA). EDF a effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus des travaux du Groupe de travail, en s'assurant également de sa cohérence avec les données internationales.

En dehors des effets liés à l'exploitation courante, et à l'exception des effets de la loi du 28 juin 2006 et de ses textes d'application décrits dans la note 31.2, les autres ajustements opérés en 2007 ont un impact global non significatif sur les résultats. Ils portent principalement sur des révisions d'hypothèses qui se traduisent par une baisse de la quote-part EDF des coûts indirects estimés liés à l'exploitation du centre de stockage des déchets HA-MAVL et par une hausse des coûts du stockage des déchets de faible activité à vie longue (FAVL).

## 31.3.2 Provisions pour aval du cycle nucléaire des filiales

Ces provisions qui s'élèvent à 795 millions d'euros au 31 décembre 2007 (779 millions d'euros au 31 décembre 2006) comprennent essentiellement l'élimination des combustibles irradiés et des déchets radioactifs du Groupe EnBW.

Les provisions d'EnBW sont basées sur des obligations légales ou en lien avec l'autorisation d'exploitation.

Dans la mesure où il n'a pas été conclu de contrat de droit civil à la date de clôture, l'estimation des provisions est réalisée sur la base d'expertises externes et d'évaluation des coûts (obligations nucléaires non contractuelles).

Dans le domaine de l'évacuation des combustibles, la part non contractuelle concerne principalement le conditionnement en vue du stockage final, le transport, l'acquisition des containers d'entreposage, et le stockage final. L'évaluation des provisions matérialisées par des contrats de droit civil (obligations nucléaires contractuelles) concerne principalement dans le domaine de l'évacuation des combustibles des coûts pour le retraitement du combustible épuisé, pour le stockage intermédiaire décentralisé au voisinage de la centrale, dans le stockage intermédiaire centralisé sur les sites de Gorleben et Ahaus ainsi que les coûts de transport et d'acquisition de containers.

Depuis le 1<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 %.

# 31.4 Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs

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

– Au 31 décembre 2007 :

	31.12.2006	Augmentations	Diminutions		Impact loi du 28 juin 2006	Autres variations	31.12.2007
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet <sup>(1)</sup>			
<i>(en millions d'euros)</i>							
Provisions pour déconstruction des centrales	12 139	686	(168)	(26)	(750)	52	11 933
Provisions pour derniers cœurs	1 685	88	-	(52)	-	-	1 721
<b>PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS DONT :</b>	<b>13 824</b>	<b>774</b>	<b>(168)</b>	<b>(78)</b>	<b>(750)</b>	<b>52</b>	<b>13 654</b>
- Part EDF (comptes sociaux)	12 315	689	(149)	(52)	(750)	42	12 095
- Part filiales et co-entreprises	1 509	85	(19)	(26)	-	10	1 559

(1) Pour la France, cette colonne regroupe les changements d'estimation.

– Au 31 décembre 2006 :

	31.12.2005	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31.12.2006
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
<i>(en millions d'euros)</i>						
Provisions pour déconstruction des centrales	11 518	632	(150)	(28)	167	12 139
Provisions pour derniers cœurs	1 618	81	-	(14)	-	1 685
<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>

### 31.4.1 Provisions pour déconstruction et derniers cœurs d'EDF en France

Les provisions pour déconstruction et derniers cœurs d'EDF en France se répartissent comme suit :

	31.12.2006	Augmentations	Diminutions		Impact loi du 28 juin 2006	Autres variations	31.12.2007
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet <sup>(1)</sup>			
<i>(en millions d'euros)</i>							
Provisions pour déconstruction des centrales thermiques	308	86	(16)	-	-	42	420
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	10 338	519	(133)	-	(750)	-	9 974
Provisions pour derniers cœurs	1 669	84	-	(52)	-	-	1 701
<b>PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS</b>	<b>12 315</b>	<b>689</b>	<b>(149)</b>	<b>(52)</b>	<b>(750)</b>	<b>42</b>	<b>12 095</b>

(1) Pour la France, cette colonne regroupe les changements d'estimation.

Les charges correspondantes sont évaluées aux conditions économiques de fin d'année, réparties selon un échéancier prévisionnel de décaissements et provisionnées en valeur actualisée de fin d'année (avec un taux d'inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 %) :

	31.12.2007		31.12.2006	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin d'année	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin d'année	Montants provisionnés en valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>				
Pour déconstruction des centrales thermiques	602	420	447	308
Pour déconstruction des centrales nucléaires	19 792	9 974	21 165	10 338
Pour déconstruction et derniers cœurs	3 594	1 701	3 477	1 669
<b>POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS</b>	<b>23 988</b>	<b>12 095</b>	<b>25 089</b>	<b>12 315</b>

Les évolutions des provisions évaluées aux conditions économiques de fin d'année s'expliquent principalement, par le reclassement en 2007 des provisions afférentes aux charges de gestion des déchets radioactifs issus de la déconstruction dans les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs, consécutif à la loi du 28 juin 2006 et à ses textes d'application.



## 31.4.1.1 PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES THERMIQUES À FLAMME D'EDF EN FRANCE

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont basées sur des études, régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs à partir, d'une part, des coûts constatés pour les opérations passées et d'autre part, des estimations les plus récentes portant sur des centrales encore en activité.

Pour les centrales en exploitation, un actif est créé en contrepartie de la provision selon les principes indiqués en note 2.11.

La révision des hypothèses portant sur certains travaux de déconstruction s'est traduite par une hausse des provisions.

## 31.4.1.2 PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES D'EDF

Cette rubrique concerne la déconstruction des centrales nucléaires filière REP en exploitation et des centrales nucléaires arrêtées définitivement.

### (a) Pour les centrales en exploitation (filiale REP paliers 900 MW, 1300 MW et N4):

Une étude du Ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991 a déterminé une estimation du coût de référence, confirmant les hypothèses de la Commission PEON datant de 1979 en évaluant les coûts de déconstruction (y compris la gestion à long terme des déchets) à environ 15 % des dépenses d'investissement ramenées à la puissance continue nette. Cette dernière évaluation a elle-même été confirmée par de nouvelles études opérées en 1999, ciblées sur un site déterminé. Le scénario qui sous-tend cette évaluation prévoit qu'à l'issue des derniers travaux de déconstruction, les sites seront remis en état et que les terrains pourront être réutilisés.

L'estimation de l'échéancier des décaissements provisionnels s'appuie sur le plan de déconstruction élaboré par les experts de la Société prenant en compte l'ensemble des dispositions réglementaires et environnementales connues à ce jour. Elle intègre également un facteur d'incertitude lié au terme éloigné de ces décaissements.

Au 31 décembre 2007, conformément aux textes d'application de la loi du 28 juin 2006 (cf. note 31.2), les charges de gestion des déchets radioactifs issus des opérations de déconstruction sont incluses dans les charges de gestion à long terme des colis de déchets, et non plus dans les charges de déconstruction des centrales. L'intégralité de la valeur actuelle de l'engagement pour déconstruction des centrales nucléaires est provisionnée.

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

Un actif a également été comptabilisé sous la forme de produits à recevoir pour constater l'engagement des partenaires étrangers à prendre en charge, à hauteur de leur participation, la déconstruction des tranches 1 et 2 des centrales REP de Cattenom et de Chooz B 1 et 2.

### (b) Pour les centrales nucléaires arrêtées définitivement (centrales de première génération de la filière UNGG et autres filières y compris centrale de Creys-Malville):

La provision est évaluée à partir du coût des travaux déjà réalisés, d'études, de devis et d'une intercomparaison réalisée par la Société. Les décaissements envisagés ont été inflatés en fonction des échéanciers établis en interne et actualisés.

Au 31 décembre 2007, conformément aux textes d'application de la loi du 28 juin 2006 (cf. note 31.2), les charges de gestion des déchets radioactifs issus des opérations de déconstruction sont incluses dans les charges de gestion à long terme des colis de déchets, et non plus dans les charges de déconstruction des centrales.

EDF, exploitant nucléaire de la centrale de Brennilis, a constitué une provision à hauteur de la totalité des charges de déconstruction de cette centrale; pour la quote-part revenant au partenaire, un produit à recevoir correspondant à sa contribution a été enregistré à l'actif. Cette rubrique enregistre également la quote-part revenant à EDF au titre des charges de déconstruction de Phénix.

## 31.4.1.3 PROVISION POUR DERNIERS CŒURS

Pour EDF, cette provision couvre les charges relatives à la perte future du combustible non consommé, à l'arrêt définitif du réacteur. Elle se décompose en deux postes:

- la dépréciation du stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif, valorisée à partir du prix moyen des stocks de composants constaté au 30 novembre 2007;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants, pour la part de combustible non encore irradiée au moment de l'arrêt définitif. Ces coûts sont valorisés suivant les paramètres retenus au 31 décembre 2007 pour les provisions relatives à la gestion du combustible usé et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Cette provision étant liée à une obligation existante à la date de mise en service de la tranche de production nucléaire à laquelle le cœur appartient, les coûts sont intégralement provisionnés et un actif est constitué en contrepartie de la provision selon les principes comptables exposés en note 2.11.

## 31.4.2 Provisions pour déconstruction et derniers cœurs des filiales

Les obligations de déconstruction des centrales des filiales concernent les centrales thermiques classiques en Europe et le parc de centrales nucléaires du Groupe EnBW. Elles s'élèvent à 1 559 millions d'euros au 31 décembre 2007 (1 509 millions d'euros au 31 décembre 2006).

### - Déconstruction des centrales nucléaires du Groupe EnBW

Les provisions sont basées sur des obligations légales ou en lien avec l'autorisation d'exploitation.

Dans la mesure où il n'a pas été conclu de contrat de droit civil à la date de clôture, l'estimation des provisions est réalisée sur la base d'expertises externes et d'évaluation des coûts (obligations nucléaires non contractuelles). C'est en particulier le cas pour les coûts attendus lors de la déconstruction: postexploitation, démontage et évacuation des installations nucléaires ainsi que pour le stockage final. Par ailleurs, l'évaluation des provisions déjà matérialisée par des contrats de droit civil (obligations nucléaires contractuelles) concerne principalement les coûts propres du personnel impliqué dans la déconstruction.

L'intégralité de la valeur actuelle de l'engagement pour déconstruction est provisionnée. L'estimation de l'échéancier des décaissements provisionnels ainsi que les coûts futurs s'appuient sur le plan de déconstruction élaboré par les experts externes et prennent en compte l'ensemble des dispositions réglementaires et environnementales connues à ce jour en Allemagne. Les dépenses sont calculées sur la base du scénario de déconstruction direct des installations.

# 31.5 Sécurisation du financement des obligations de long terme au titre des installations nucléaires d'EDF

## 31.5.1 Taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu par EDF pour le calcul des provisions est de 5 %, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 2 %, soit un taux réel proche de 3 %.

### - Calcul du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation est déterminé sur la base de séries longues d'emprunts obligataires de durée aussi proche que possible de la durée du passif. Une partie des dépenses pour lesquelles sont constituées ces provisions sera toutefois décaissée sur des horizons de temps qui excèdent largement la durée des instruments couramment traités sur les marchés financiers.

L'hypothèse sur le taux nominal est ainsi aujourd'hui, en prenant en particulier en compte l'OAT française 2055, pertinente par rapport à la durée des engagements nucléaires. La moyenne de rendement des OAT de maturité 50 ans n'est pas disponible à ce stade sur une durée suffisante. Il est donc pris pour référence la moyenne glissante sur 10 ans du rendement des OAT françaises disponibles sur les horizons les plus longs, à laquelle est ajouté le spread des obligations d'entreprises de notation A à AA, dont EDF fait partie.

L'hypothèse d'inflation retenue est cohérente avec les prévisions données par le consensus et l'inflation anticipée calculée à partir du rendement des obligations indexées sur l'inflation.

### - Révision du taux d'actualisation

La méthodologie retenue pour le calcul du taux d'actualisation permet d'apporter de la lisibilité dans le temps en lissant les effets de marché de court terme, pour ne tenir compte que des tendances longues sur les évolutions des taux. Cette méthodologie a conduit à une constance du taux d'actualisation pour les provisions relatives aux engagements nucléaires depuis la mise en œuvre au 1<sup>er</sup> janvier 2002 du règlement CRC n° 2000-06 sur les passifs. Lors de son premier calcul, le taux d'actualisation avait été fixé en dessous des conditions de marché de l'époque pour tenir compte d'une baisse probable des taux. La révision du taux d'actualisation est fonction des évolutions structurelles de l'économie conduisant à des changements durables à moyen long terme.

### - Taux d'actualisation et plafond réglementaire

Le décret du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007 imposent un double plafond au taux d'actualisation.

Ce dernier doit être inférieur à un plafond réglementaire « égal à la moyenne arithmétique sur les quarante-huit derniers mois du taux de l'échéance constante à trente ans (TEC 30 ans), constatée au jour de la clôture de l'exercice considéré, majorée d'un point ».

Il doit également être inférieur au taux de rendement anticipé des actifs de couverture.

Le taux d'actualisation retenu respecte le double plafond réglementaire.

## 31.5.2 Facteurs de sensibilité des provisions pour aval du cycle nucléaire et des provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs

Compte tenu de la sensibilité aux hypothèses retenues de l'ensemble des provisions visées dans les notes 31.3 et 31.4, notamment en termes de coûts, de taux d'inflation et d'actualisation long terme, et d'échéanciers de décaissements, une réestimation est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par l'entreprise. Si ces réestimations conduisaient à constater des écarts, elles pourraient justifier la révision des montants provisionnés.

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements peut être estimée à partir de la comparaison du montant brut évalué aux conditions économiques de décembre de l'année considérée avec le montant en valeur actualisée.

Cette approche peut être complétée par l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée d'une variation du taux d'actualisation.

En application de l'article 11 du décret du 23 février 2007, le tableau ci-dessous fournit pour EDF ces différents éléments pour les principales composantes des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs :

	Coûts provisionnés en valeur actualisée		Sensibilité au taux d'actualisation			
	2007	2006	2007		2006	
(en millions d'euros)			+ 0,25 %	- 0,25 %	+ 0,25 %	- 0,25 %
<b>Aval du cycle nucléaire :</b>						
- gestion du combustible utilisé	10 759	10 202	(212)	225	(204)	217
- gestion à long terme des déchets radioactifs	5 901	4 400	(356)	404	(252)	281
<b>Déconstruction et derniers cœurs :</b>						
- déconstruction des centrales nucléaires	9 974	10 338	(516)	550	(560)	598
- dépréciation des derniers cœurs	1 701	1 669	(85)	91	(87)	93
<b>TOTAL</b>	<b>28 335</b>	<b>26 609</b>	<b>(1 169)</b>	<b>1 270</b>	<b>(1 103)</b>	<b>1 189</b>



## 31.5.3 Actifs dédiés

Pour sécuriser le financement des obligations de long terme, dans le cadre de l'ouverture progressive des marchés de l'électricité, EDF a mis en place progressivement un portefeuille d'actifs financiers réservés au financement des engagements nucléaires de long terme, et plus précisément à la déconstruction des centrales actuellement en activité et au stockage sur longue période des déchets de haute et moyenne activité à vie longue.

En septembre 2005, ce processus a été accéléré et le Conseil d'administration d'EDF a décidé :

- d'intégrer dans l'assiette de constitution des actifs dédiés, les centrales à l'arrêt déjà en cours de déconstruction et la part de la provision pour

derniers cœurs correspondant au retraitement du combustible et à l'évacuation et au stockage des déchets correspondants ;

- d'accélérer le rythme de constitution des actifs dédiés de manière à ce que leur en-cours égale, fin 2010, le niveau de celui des provisions concernées.

Ces dispositions sont maintenant rendues obligatoires pour EDF avec la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs qui impose aux exploitants nucléaires de mettre en œuvre un plan de constitution d'actifs dédiés au plus tard dans un délai de cinq ans à compter de la publication de la loi.

À fin décembre 2007, la juste valeur de ce portefeuille s'élève à 8 604 millions d'euros (6 257 millions d'euros à fin décembre 2006).

# 31.6 Avantages du personnel

## 31.6.1 Variation des provisions

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

### 31.6.1.1 AU 31 DÉCEMBRE 2007 :

	31.12.2006	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31.12.2007
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
<i>(en millions d'euros)</i>						
Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi	12 799	1 887	(1 867)	-	(144)	12 675
Provisions autres avantages à long terme du personnel	1 129	112	(162)	-	9	1 088
<b>PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL</b>	<b>13 928</b>	<b>1 999</b>	<b>(2 029)</b>	<b>-</b>	<b>(135)</b>	<b>13 763</b>

<i>(en millions d'euros)</i>	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Reste de l'Europe	Total
<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>13 928</b>
Utilisation	(1 405)	(62)	(94)	1	(24)	(1 584)
Modification de périmètre	-	-	(3)	(3)	8	2
Dotations nettes	1 331	62	133	7	23	1 556
Autres	-	(122)	-	(9)	(8)	(139)
<b>PROVISIONS AU 31.12.2007</b>	<b>11 370</b>	<b>268</b>	<b>1 892</b>	<b>55</b>	<b>178</b>	<b>13 763</b>

### 31.6.1.2 AU 31 DÉCEMBRE 2006 :

	31.12.2005	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31.12.2006
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
<i>(en millions d'euros)</i>						
Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi	14 167	1 434	(1 424)	(328)	(1 049)	12 799
Provisions autres avantages à long terme du personnel	405	185	(130)	-	669	1 129
<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>

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

La variation des provisions depuis le 31 décembre 2006 résulte de l'évolution des droits acquis, de l'actualisation financière du passif, des versements effectués aux fonds externalisés ainsi que des prestations versées.

## 31.6.2 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi

### 31.6.2.1 FILIALES ÉTRANGÈRES ET FILIALES FRANÇAISES NE RELEVANT PAS DU RÉGIME DES IEG

Les principaux engagements de retraite concernent les sociétés anglaises, allemandes et italiennes, et sont pour l'essentiel représentatifs de régimes à prestations définies.

Les engagements de retraite sont couverts en partie par des fonds externalisés dont la valeur actuelle s'élève à 3,7 milliards d'euros au 31 décembre 2007 (3,74 milliards d'euros au 31 décembre 2006).

Les écarts actuariels non amortis concernent ces mêmes filiales.

### 31.6.2.2 FILIALES FRANÇAISES RELEVANT DU RÉGIME DES IEG

#### – Retraites

Les principales mesures de la réforme du financement du régime spécial de retraites des Industries Électriques et Gazières sont entrées en vigueur au 1<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 CNIEG qui sont à la charge de l'entreprise, la CNIEG assurant la gestion et le versement des pensions auprès des inactifs.

Le montant de la provision pour retraite s'élève à 8 790 millions d'euros au 31 décembre 2007 (8 874 millions d'euros au 31 décembre 2006).

#### – Autres avantages du personnel postérieurs à l'emploi

En complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs. Ils se détaillent comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2007	31.12.2006
Avantages en nature énergie	1 130	1 073
Indemnités de fin de carrière	2	8
Indemnités de secours immédiat	267	255
Indemnités de congés exceptionnels	188	177
Autres	123	65
<b>PROVISIONS POUR AUTRES AVANTAGES DU PERSONNEL POSTÉRIEURS À L'EMPLOI</b>	<b>1 710</b>	<b>1 578</b>

- Les avantages en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des Industries Électriques et Gazières prévoit que l'ensemble des agents (agents actifs et inactifs) bénéficie d'un régime d'avantages en nature énergie intitulé « Tarif Agent ». Cet avantage recouvre la fourniture d'électricité et de gaz à un tarif préférentiel. L'engagement d'EDF relatif à la fourniture d'énergie aux agents de EDF et de Gaz de France correspond à la valeur actuelle probable des kWh fournis aux agents pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire. À cet élément s'ajoute la soule représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec Gaz de France.

- Les indemnités de fin de carrière

Les indemnités de fin de carrière sont versées aux agents qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance.

- Les indemnités de secours immédiat

Les indemnités de secours immédiat au décès ont pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (Article 26 – § 5 du Statut National). Elles sont versées aux ayants droit prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à 2 mois de pension) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité 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 leurs activités, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels.

- Autres avantages

Les autres avantages comprennent les indemnités compensatrices de frais d'études, les indemnités de mise à la retraite ainsi que le régime de retraite du personnel détaché au sein de sociétés du Groupe.

## 31.6.3 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel

D'autres avantages à long terme sont donnés au personnel. Pour le personnel qui relève des IEG, ils s'élèvent à 942 millions d'euros au 31 décembre 2007 (992 millions d'euros au 31 décembre 2006) et comprennent :

- les rentes pour invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles ; à l'instar des salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des Accidents du Travail et des Maladies Professionnelles, de rentes d'invalidité et de prestations d'invalidité. Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.



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

Pour 2007, les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et aux avantages à long terme sont résumées ci-dessous :

	France	Royaume-Uni	Allemagne
Taux d'actualisation des obligations	5,00 %	6,0 %	5,3 %
Taux de rendement attendu des actifs sur retraites	5,05 %	5,9 %	5,5 %
Taux d'augmentation des salaires	2 %*	5,1 %	2,3 %

\*Hors inflation.

Pour 2007, le rendement réel des actifs sur retraites s'établit à 295 millions.

La forte diminution des écarts actuariels non amortis de la France (1 742 millions d'euros) est principalement due au changement du taux d'actualisation (5 % au 31 décembre 2007 contre 4,25 % au 31 décembre 2006).

#### 31.6.4.1 VARIATION DE LA VALEUR ACTUALISÉE DE L'OBLIGATION

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Reste de l'Europe	Total
<b>Engagements au 01.01.2007</b>	<b>19 128</b>	<b>4 055</b>	<b>2 130</b>	<b>60</b>	<b>294</b>	<b>25 667</b>
Coût des services rendus	632	82	32	2	15	763
Charges d'intérêt	838	204	91	2	5	1 140
Perte et gains actuariels	(1 831)	(1)	(188)	(1)	(7)	(2 028)
Réduction ou liquidation de régime	-	-	-	-	(1)	(1)
Prestations versées	(859)	(176)	(97)	(3)	(14)	(1 149)
Cotisations effectuées par les participants du régime	-	28	-	-	-	28
Coût des services passés	-	-	-	-	2	2
Regroupements	-	-	1	-	-	1
Écart de change et autres	(26)	(350)	1	(5)	(1)	(381)
<b>ENGAGEMENTS AU 31.12.2007</b>	<b>17 882</b>	<b>3 842</b>	<b>1 970</b>	<b>55</b>	<b>293</b>	<b>24 042</b>
- Valeur actuelle des actifs investis	(6 186)	(3 531)	(49)	-	(112)	(9 878)
- Écarts actuariels non reconnus	(336)	(43)	(31)	-	(8)	(418)
- Coût des services passés non comptabilisés au bilan	-	-	-	-	4	4
- Montants non comptabilisés au bilan du fait de l'écrêtement	10	-	-	-	-	10
<b>PASSIF NET AU TITRE DES RÉGIMES À PRESTATIONS DÉFINIES DONT :</b>	<b>11 370</b>	<b>268</b>	<b>1 890</b>	<b>55</b>	<b>177</b>	<b>13 760</b>
- Provision pour avantages du personnel	<b>11 370</b>	<b>268</b>	<b>1 892</b>	<b>55</b>	<b>178</b>	<b>13 763</b>
- Actifs de retraite	-	-	(2)	-	(1)	(3)

Le montant des cotisations attendues pour 2008 est de 817 millions d'euros.

Le montant total de l'écart d'expérience représente un gain actuariel de 166 millions d'euros.

#### 31.6.4.2 VARIATION DE LA VALEUR ACTUALISÉE DES ACTIFS DE COUVERTURE

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Reste de l'Europe	Total
<b>Juste valeur des actifs de couverture au 1<sup>er</sup> janvier 2007</b>	<b>(5 606)</b>	<b>(3 590)</b>	<b>(49)</b>	<b>(1)</b>	<b>(100)</b>	<b>(9 346)</b>
Rendement escompté des actifs	(218)	(224)	(2)	-	(1)	(445)
Primes nettes	(694)	(131)	-	-	6	(819)
Pertes et gains actuariels	157	(7)	-	-	-	150
Prestations payées par les actifs de couverture	175	176	3	-	(4)	350
Autres	-	245	(1)	1	(13)	232
<b>JUSTE VALEUR DES ACTIFS DE COUVERTURE AU 31 DÉCEMBRE 2007</b>	<b>(6 186)</b>	<b>(3 531)</b>	<b>(49)</b>	<b>-</b>	<b>(112)</b>	<b>(9 878)</b>

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

Pour la France, ce poste comprend à hauteur de 6 186 millions d'euros au 31 décembre 2007 (5 606 millions d'euros au 31 décembre 2006) les actifs de couverture des engagements sociaux affectés à la couverture des indemnités de fin de carrière (couverts à 100 %) et des droits spécifiques du régime spécial de retraite. Ils sont constitués de contrats d'assurances.

À fin 2007, les placements se décomposent au sein des contrats de la France :

- pour les indemnités de fin de carrière de 44,9 % d'actions, 55,1 % d'obligations et de monétaire ;
- pour le régime spécial de retraite de 23,9 % d'actions, 76,1 % d'obligations et de monétaire.

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

- pour les indemnités de fin de carrière de 48 % d'actions, 51 % d'obligations et 1 % de monétaire ;
- pour le régime spécial de retraite de 2 % d'actions, 25 % d'obligations et de 73 % de monétaire.

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

(en millions d'euros)	31.12.2007	31.12.2006
Coût des services rendus de l'exercice	(763)	(714)
Charges d'intérêts (actualisation)	(1 140)	(1 097)
Rendement escompté des actifs de couverture	445	357
Pertes et gains actuariels comptabilisés	(53)	(151)
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	8	333
Coût des services passés	(2)	(1)
Effet de l'écrêtement	(10)	-
<b>CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME</b>	<b>(1 515)</b>	<b>(1 273)</b>

## 31.7 Autres provisions et passifs éventuels

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

### 31.7.1 Au 31 décembre 2007

(en millions d'euros)	31.12.2006	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31.12.2007
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
Provisions pour risques liés aux participations	118	37	(1)	(1)	4	157
Provisions pour risques fiscaux	151	28	(1)	(31)	-	147
Provisions pour litiges	562	108	(58)	(43)	7	576
Provisions pour contrats onéreux	406	86	(128)	(53)	(9)	302
Autres	2 772	1 236	(911)	(354)	(63)	2 680
<b>AUTRES PROVISIONS</b>	<b>4 009</b>	<b>1 495</b>	<b>(1 099)</b>	<b>(482)</b>	<b>(61)</b>	<b>3 862</b>

### 31.7.2 Au 31 décembre 2006

(en millions d'euros)	31.12.2005	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31.12.2006
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
Provisions pour risques liés aux participations	15	108	(3)	-	(2)	118
Provisions pour risques fiscaux	191	49	(13)	(38)	(38)	151
Provisions pour litiges	774	149	(24)	(24)	(313)	562
Provisions pour contrats onéreux	444	104	(123)	(18)	(1)	406
Autres	2 165	1 227	(555)	(50)	(15)	2 772
<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>





## 31.7.3 Autres provisions

La rubrique « Autres » inclut notamment :

- une provision de 497 millions d'euros initialement constituée à hauteur de 470 millions d'euros au 31 décembre 2006 pour faire face à la contribution qui sera mise à la charge d'EDF dans le cadre du dispositif de tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (voir notes 2.2.7, 5.2.1.2 et 13). Compte tenu de la mise à jour des hypothèses, un complément de provision de 248 millions d'euros a été constaté au cours de l'exercice 2007. Par ailleurs, la provision a été réduite de 221 millions d'euros au titre des contributions dues en 2007 ;
- une provision de 334 millions d'euros dont l'objet est de couvrir la part supportée par EDF des charges correspondant aux programmes de travaux votés par le Fonds d'Amortissement des Charges d'Électrification (Face) restant à réaliser au cours des exercices à venir ;
- une provision de 368 millions d'euros relative à la contribution de maintien de droits, pour la part non régulée liée aux conventions signées avec les régimes de retraites complémentaires ;
- les provisions pour quotas d'émission de gaz à effet de serre à hauteur de 205 millions d'euros, évaluées sur la base des prix d'achat historiques.

La rubrique « Provisions pour litiges » inclut notamment une provision pour litige avec des organismes sociaux de 299 millions d'euros.

## 31.7.4 Passifs éventuels

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

En 1999, un syndicat professionnel a intenté une action judiciaire auprès des tribunaux français et de la Commission européenne du fait de l'exploitation de la centrale hydroélectrique de Saint-Chamas.

EDF a obtenu gain de cause auprès des tribunaux français. Toutefois, le syndicat professionnel a introduit, le 29 mars 2007, un recours en cassation contre le jugement favorable à EDF rendu le 22 janvier 2007 par la Cour d'appel de Lyon, puis s'est désisté.

En ce qui concerne la procédure devant la Commission européenne, suite aux différentes négociations entre l'État et Commission européenne, les seuils de rejets d'eau douce ont finalement été portés à 1,2 milliard de m<sup>3</sup> et une contrainte de salinité minimum à respecter dans l'Étang a été imposée.

Le 9 décembre 2006, le décret de modification du cahier des charges de la concession qui intègre les seuils de rejets d'eau douce et la contrainte de salinité négociés avec la Commission, a été publié.

EDF considère que désormais les risques associés à ces contraintes sont négligeables.

### – Litiges en matière sociale :

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale avec des salariés concernant notamment le calcul et la mise en œuvre du temps de repos. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat financier et sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations qui sont susceptibles de concerner un grand nombre de salariés d'EDF en France, ces litiges pourraient présenter un risque systémique qui pourrait avoir un effet négatif significatif sur les résultats financiers du Groupe.

### – Compte de régulation des charges et produits (CRCP) :

De nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (TURP 2), approuvés par le Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie par une décision du 23 septembre 2005, sont entrés en vigueur depuis le 1<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.

### – Edipower :

En mai 2006, ACEA Spa, Régie de Rome, avait adressé une plainte au gouvernement italien, ainsi qu'aux autorités italiennes de la régulation (AEEG) et de la concurrence (AGCM) au motif que la prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et AEM aurait eu pour conséquence le franchissement de seuils de la limite de 30 % d'entreprises publiques au capital de la société Edipower (fixée par le décret du Président du Conseil des ministres italien en date du 8 novembre 2000). Le 7 juillet 2006, l'AGCM avait rendu un avis (« segnalazione ») dans lequel elle soutenait la position d'ACEA et demandait officiellement au gouvernement et au parlement italiens que des mesures soient prises afin de faire respecter les termes du décret du 8 novembre 2000. En août 2006, EDF, IEB et WGRMH 4 (ainsi qu'Edison, AEM Milan, Delmi, Edipower, AEM Turin, ATEL et TdE) ont été assignées par ACEA SpA devant le Tribunal civil de Rome. Selon ACEA, le dépassement de ce seuil serait une violation de la législation applicable et pourrait avoir un impact négatif sur le marché de l'énergie au détriment de la concurrence et de l'intérêt final des consommateurs.

En janvier 2007, Endesa Italia s'est joint à la plainte d'ACEA.

Une première audience, portant uniquement sur des points de procédure, s'est tenue le 24 mai 2007. Le juge a donné suite à la demande de report de la date d'audience formulée par tous les défendeurs, en raison de l'intervention tardive d'Endesa dans la procédure, reportant la première audience sur le fond au 26 juin 2008.

### – Droit individuel à la formation (DIF) :

La loi française du 4 mai 2004 permet à chaque salarié de bénéficier d'un droit individuel à la formation de 20 heures par an minimum cumulable sur 6 ans. L'accord d'entreprise intervenu le 24 février 2006 précise pour EDF les conditions d'exercice de ce droit individuel à la formation en indiquant les formations éligibles au DIF. Les dépenses au titre de ces formations sont comptabilisées quand elles sont encourues. Pour EDF et ERDF, au 31 décembre 2007, les droits acquis et non consommés au titre du DIF représentent plus de 7,8 millions d'heures.

# Note 32

## Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France sur biens existants et sur biens à renouveler



La variation des passifs spécifiques des concessions sur biens existants et sur biens à renouveler s'analyse comme suit au 31 décembre 2007 :

(en millions d'euros)	31.12.2006	Variation de la période	31.12.2007
Contre-valeur des biens	34 865	371	35 236
Financement concessionnaire non amorti	(17 065)	56	(17 009)
<b>Droits sur biens existants – valeurs nettes</b>	<b>17 800</b>	<b>427</b>	<b>18 227</b>
Amortissement financement du concédant	7 364	507	7 871
Provisions pour renouvellement	11 063	(204)	10 859
<b>Droits sur biens à renouveler</b>	<b>18 427</b>	<b>303</b>	<b>18 730</b>
<b>PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE SUR BIENS EXISTANTS ET À RENOUVELER</b>	<b>36 227</b>	<b>730</b>	<b>36 957</b>

La diminution de la provision pour renouvellement, d'un montant de 204 millions d'euros, résulte :

- d'une reprise de provision correspondant aux changements d'estimation des durées de vie et des valeurs de remplacement, pour un montant de 555 millions d'euros (voir note 3.2.4) ;
- et d'une augmentation nette de 351 millions d'euros sur la période.

# Note 33

## Passifs financiers courants et non courants



<b>33.1</b> Répartition courant/non courant des passifs financiers	P.85
<b>33.2</b> Emprunts et dettes financières	P.86
<b>33.3</b> Endettement financier net	P.88
<b>33.4</b> Évolution de l'endettement financier net	P.88
<b>33.5</b> Garanties sur emprunts	P.89

## 33.1 Répartition courant/non courant des passifs financiers

Les passifs financiers se répartissent entre courant et non courant de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31.12.2007			31.12.2006		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	17 417	10 513	27 930	19 462	8 680	28 142
Juste valeur négative des dérivés de transaction	-	5 582	5 582	-	5 960	5 960
Juste valeur négative des dérivés de couverture	190	823	1 013	521	470	991
<b>PASSIFS FINANCIERS</b>	<b>17 607</b>	<b>16 918</b>	<b>34 525</b>	<b>19 983</b>	<b>15 110</b>	<b>35 093</b>

La juste valeur des dérivés est majoritairement déterminée sur la base de prix cotés et de données de marché (voir note 2.15.1.6.2).



## 33.2 Emprunts et dettes financières

### 33.2.1 Variations des emprunts et dettes financières

	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
<b>Soldes au 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>Soldes 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>
Augmentations	229	1 749	5 530	-	61	7 569
Diminutions	(3 193)	(2 316)	(1 233)	(55)	(161)	(6 958)
Mouvements de périmètre	(69)	(42)	67	(40)	(3)	(87)
Écarts de conversion	(412)	(97)	(124)	1	(34)	(666)
Autres	(40)	146	(175)	(34)	33	(70)
<b>SOLDES AU 31.12.2007</b>	<b>14 943</b>	<b>4 168</b>	<b>8 138</b>	<b>237</b>	<b>444</b>	<b>27 930</b>

Les emprunts auprès des établissements de crédit incluent des nouveaux emprunts contractés par Edipower à hauteur de 441 millions d'euros, en remplacement des emprunts à court terme antérieurs et par le Groupe EDF Énergies Nouvelles.

La variation des autres dettes résulte principalement de l'émission de papiers commerciaux chez EDF.

Les emprunts et dettes financières des principales entités du Groupe sont les suivantes :

<i>(en millions d'euros)</i>	31.12.2007	31.12.2006
EDF	10 381	10 447
RTE EDF Transport	6 363	6 417
EDF Energy	6 146	6 663
EnBW	1 921	2 460
Edison	1 436	2 369

Au 31 décembre 2007, aucune de ces entités n'a fait l'objet d'un cas de défaut au titre de l'un de ses emprunts.

Au 31 décembre 2007, les emprunts du Groupe dont le montant de l'émission est supérieur à 750 millions d'euros sont les suivants :

Type d'emprunt <i>(en millions d'euros)</i>	Entité	Date d'émission	Échéance	Montant	Devise	Taux
Obligataire	EDF	1993	2008	987	EUR	6,3 %
Obligataire	EDF	1998	2009	1 996	EUR	5,0 %
Euro MTN	EDF	2000	2010	1 000	EUR	5,8 %
Euro MTN	EDF	2001	2016	1 100	EUR	5,5 %
Obligataire	EDF	2001	2031	650	GBP	5,9 %
Obligataire	EnBW	2002	2012	1 000	EUR	5,9 %
Euro MTN	EDF	2003	2033	850	EUR	5,6 %
Obligataire	RTE EDF Transport	2006	2016	1 000	EUR	4,1 %
Obligataire	Edison	2007	2011	900	EUR	Euribor 3 mois

### 33.2.2 Échéancier des emprunts et dettes financières

(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	1 362	1 176	7 511	30	434	10 513
Entre un et cinq ans	5 881	1 856	277	142	5	8 161
À plus de cinq ans	7 700	1 136	350	65	5	9 256
<b>EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31.12.2007</b>	<b>14 943</b>	<b>4 168</b>	<b>8 138</b>	<b>237</b>	<b>444</b>	<b>27 930</b>

### 33.2.3 Ventilation des emprunts par devise

(en millions d'euros)	31.12.2007		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture <sup>(1)</sup>	Structure de la dette après couverture
Emprunts libellés en euro (EUR)	19 774	(3 953)	15 821
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	2 748	(1 766)	982
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	3 987	5 102	9 089
Emprunts libellés dans d'autres devises	1 421	617	2 038
<b>EMPRUNTS</b>	<b>27 930</b>	<b>-</b>	<b>27 930</b>

(1) Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères ainsi que les swaps dollar/livre britannique qualifiée de couverture économique.

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

(en millions d'euros)	31.12.2007		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette
Emprunts à taux fixe	21 511	1 042	22 553
Emprunts à taux variable	6 419	(1 042)	5 377
<b>TOTAL DES EMPRUNTS</b>	<b>27 930</b>	<b>-</b>	<b>27 930</b>

La répartition des emprunts par nature de taux intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture selon la norme IAS 39.

### 33.2.5 Lignes de crédit

Le Groupe dispose de lignes de crédit auprès de différentes banques pour un montant global de 10 066 millions d'euros au 31 décembre 2007 (9 816 millions d'euros au 31 décembre 2006).

(en millions d'euros)	Total	31.12.2007			31.12.2006
		Échéances			Total
		< 1 an	1-5 ans	> 5 ans	
<b>LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES</b>	<b>10 066</b>	<b>2 044</b>	<b>6 173</b>	<b>1 849</b>	<b>9 816</b>

### 33.2.6 Juste valeur des emprunts et dettes financières au 31 décembre 2007

(en millions d'euros)	31.12.2007		31.12.2006	
	Juste valeur	Valeur nette comptable	Juste valeur	Valeur nette comptable
<b>EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES</b>	<b>28 966</b>	<b>27 930</b>	<b>29 528</b>	<b>28 142</b>

La part des emprunts évaluée en juste valeur par référence à des cotations boursières représente 55 %.



## 33.3 Endettement financier net

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés

de fonds ou de titres de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie quelle que soit leur maturité, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

(en millions d'euros)	Notes	31.12.2007	31.12.2006
Emprunts et dettes financières		27 930	28 142
Dérivés de couvertures des dettes		23	237
Trésorerie et équivalents de trésorerie	28	(6 035)	(3 308)
Actifs liquides	24.3.2.2	(5 682) <sup>(1)</sup>	(10 154) <sup>(2)</sup>
Dettes financières nettes des sociétés figurant dans les passifs non courants détenus en vue de la vente		33	15
<b>ENDETTEMENT FINANCIER NET</b>		<b>16 269</b>	<b>14 932</b>

(1) Dont actifs financiers disponibles à la vente : 5 602 millions d'euros ; actifs financiers à la juste valeur : 80 millions d'euros.

(2) Dont actifs financiers disponibles à la vente : 10 081 millions d'euros ; actifs financiers à la juste valeur : 73 millions d'euros.

## 33.4 Évolution de l'endettement financier net

En 2007, l'évolution de l'endettement financier net intègre notamment une dotation de trésorerie aux actifs dédiés de 2 397 millions d'euros (voir note 24.3.2.1) et l'impact des cessions d'activités réalisées au cours de l'exercice pour 1 327 millions d'euros.

En 2006, il comprenait l'impact de la cession des activités réalisées au cours de l'exercice pour 2 416 millions d'euros ainsi que la dotation de trésorerie aux actifs dédiés pour 2 700 millions d'euros.

(en millions d'euros)	2007	2006 <sup>(1)</sup>
<b>Excédent brut d'exploitation</b>	<b>15 210</b>	<b>14 393</b>
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'excédent brut d'exploitation	(1 584)	(325)
Variation du besoin en fonds de roulement net	(269)	654
Autres éléments	23	17
<b>Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation</b>	<b>13 380</b>	<b>14 739</b>
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles nettes des cessions	(7 261)	(5 663)
Frais financiers nets décaissés	(921)	(931)
Impôt sur le résultat payé	(2 237)	(1 462)
<b>Free cash flow</b>	<b>2 961</b>	<b>6 683</b>
Investissements financiers	(2 634)	(2 704)
Dividendes versés	(3 260)	(1 532)
Versement de la soulte démantèlement Marcoule	-	(551)
Autres variations <sup>(2)</sup>	621	354
<b>Diminution de l'endettement financier net, hors effets de périmètre et de change</b>	<b>(2 312)</b>	<b>2 250</b>
Effet de la variation du périmètre	198	1 287
Effet de la variation des méthodes comptables sur endettement net	-	(1)
Effet de la variation de change	622	79
Autres variations non monétaires	155	45
<b>(Augmentation) Diminution de l'endettement financier net</b>	<b>(1 337)</b>	<b>3 660</b>
<b>Endettement financier net ouverture</b>	<b>14 932</b>	<b>18 592</b>
<b>ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE</b>	<b>16 269</b>	<b>14 932</b>

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2006 ont été retraitées du changement lié à la présentation sur une ligne spécifique des dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession (voir notes 2 et 3.2.3).

(2) La variation comprend l'impact de l'exercice des warrants Edison en 2007 (112 millions d'euros).

## 33.5 Garanties sur emprunts

Les éléments constitutifs des garanties sur emprunts du Groupe au 31 décembre 2007 sont les suivants :

(en millions d'euros)	31.12.2007			31.12.2006	
	Total	Échéances		Total	
		< 1 an	1-5 ans	> 5 ans	
Sûretés réelles d'actifs	2 102	105	1 308	689	2 754
Garanties sur emprunts	419	89	93	237	718
Autres engagements liés au financement	190	51	45	94	371
<b>ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AU FINANCEMENT</b>	<b>2 711</b>	<b>245</b>	<b>1 446</b>	<b>1 020</b>	<b>3 843</b>
<b>ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AU FINANCEMENT <sup>(1)</sup></b>	<b>114</b>	<b>17</b>	<b>87</b>	<b>10</b>	<b>423</b>

(1) Hors lignes de crédit (voir ci-dessus note 33.2.5).

Les sûretés réelles et biens affectés en garanties des emprunts comprennent principalement des actifs corporels sous forme de nantissements ou d'hypothèques et des titres de participations de filiales consolidées détentrices d'actifs corporels. Ainsi, la valeur nette comptable des actifs courants et non courants donnés en garantie s'élève à 2 102 millions d'euros. La diminution du montant des sûretés réelles d'actifs de 652 millions d'euros s'explique principalement par la cession des activités mexicaines.

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

En 2007, les évolutions des engagements donnés liés au financement intègrent 244 millions d'euros d'annulation de garanties liées au remboursement anticipé de l'emprunt Edipower ainsi que des nantissements d'actifs consentis par EDF Énergies Nouvelles dans le cadre de ses activités.

Les engagements reçus liés au financement concernent principalement EDF.



## Note Gestion des risques financiers

# 34



Le Groupe EDF, acteur dans le secteur de l'énergie et opérant dans un contexte international, est exposé aux risques de taux, de change et de fluctuation des prix des matières premières. Le Groupe a recours à des instruments dérivés dans diverses stratégies de couverture pour éliminer ou limiter les risques financiers auxquels il est exposé et non à des fins spéculatives.

Dans cette perspective, le Groupe a mis en place une structure dédiée en charge de définir la politique de gestion des risques, les principes de cette gestion et le contrôle de leur bonne application.

Les entités d'EDF et les filiales du Groupe en particulier EDF Trading, EDF Energy, EnBW et Edison ont décliné ces principes pour gérer de manière appropriée les risques issus de leur activité.

Les risques de change, de taux d'intérêt ou de fluctuations des prix des matières premières créent de la volatilité sur les résultats, les capitaux propres ainsi que sur les flux de trésorerie.

Les principaux instruments dérivés utilisés sont le change à terme et les swaps de change, les swaps de taux d'intérêt, les cross currency swaps ainsi que les futures, forwards et swaps pour les matières premières.

Les instruments dérivés qui constituent une couverture économique mais qui ne sont pas éligibles à la comptabilité de couverture en IFRS, sont évalués à la juste valeur avec les variations de juste valeur comptabilisées au compte de résultat.

Le risque actions est principalement localisé dans le portefeuille de couverture des engagements nucléaires et pour une faible part dans les placements long terme de la gestion de trésorerie d'EDF.

En ce qui concerne les marchés de l'énergie, le Groupe effectue des opérations de négoce sur les marchés de gros de l'électricité, du CO<sub>2</sub> et des combustibles fossiles principalement au travers de sa filiale EDF Trading. Les transactions spot ou à terme effectuées par EDF Trading sont essentiellement réalisées à travers des instruments tels que des contrats à terme (avec ou sans livraisons physiques), des swaps et des options.

EDF Trading est responsable de la maîtrise de son exposition aux risques marchés énergies et, son engagement sur les marchés est toutefois encadré au niveau Groupe par une limite de « Value at risk » (VAR) avec une limite « stop loss ».

En ce qui concerne le risque de crédit qui est le risque de défaillance des contreparties à leurs obligations contractuelles, le Groupe est doté d'une politique de gestion des risques. Dans ce cadre, EDF Trading a mis en place un système de gestion de ce risque qui s'appuie sur les quatre principes suivants :

- analyse quantitative et qualitative de toutes les contreparties afin de définir des limites à l'exposition au risque de contrepartie ; ces limites sont approuvées par le Comité de crédit d'EDF Trading ;
- mesure sur une base quotidienne de l'exposition au risque ; EDF Trading mesure le risque de crédit en fonction des paiements futurs et du coût de remplacement des contrats sur les marchés ;
- gestion quotidienne des limites qui implique le suivi et le reporting de l'exposition globale ;
- 90 % de l'exposition crédit d'EDF Trading est sur des contreparties « investment grade ».

Le rapport de gestion de l'exercice 2007 (chapitres 1.10 et 1.18) fournit les compléments à cette note.

# Note 35

## Instruments dérivés et comptabilité de couverture



<b>35.1</b> Couverture de juste valeur	P.91
<b>35.2</b> Couverture de flux de trésorerie	P.91
<b>35.3</b> Couverture d'investissements nets à l'étranger	P.91
<b>35.4</b> Impact des dérivés de couverture en capitaux propres	P.92
<b>35.5</b> Couvertures de juste valeur liées aux matières premières	P.94

La comptabilité de couverture est appliquée en conformité avec les principes de la norme IAS 39 et concerne les dérivés de taux d'intérêt relatifs à la couverture de la dette à long terme, les dérivés de change relatifs à

la couverture d'investissements nets à l'étranger et de la dette libellée en devises étrangères, ainsi que les dérivés de change et les dérivés sur matières premières en couverture de flux de trésorerie futurs.

### 35.1 Couverture de juste valeur

Le Groupe EDF couvre l'exposition aux variations de juste valeur des dettes à taux fixe. Les instruments dérivés utilisés dans le cadre de cette couverture de juste valeur sont des swaps de taux d'intérêts fixe/variable et des cross currency swaps. Les variations de juste valeur de ces dérivés sont comptabilisées au compte de résultat.

Au 31 décembre 2007, la partie inefficace de la couverture de juste valeur représente un gain de 3 millions d'euros inclus dans le résultat financier. Le Groupe EDF couvre également certains de ses engagements fermes conclus sur des achats de combustibles nucléaires à travers des changes à terme.

### 35.2 Couverture de flux de trésorerie

Le Groupe EDF applique la couverture de flux de trésorerie notamment pour les cas suivants :

- couverture de la dette à taux variable et pour laquelle les swaps de taux d'intérêts sont utilisés (taux variable/fixe) ;
- couverture du risque de change lié à la dette libellée en devises étrangères (utilisation de currency swap) ;

- couverture de flux de trésorerie futurs liés aux prévisions d'achat et de ventes d'électricité, de gaz, de charbon et de combustible nucléaire : des contrats de futures, forwards et swaps sont conclus à cet effet.

Le montant de l'inefficacité des couvertures de flux de trésorerie enregistré au 31 décembre 2007 est un gain de 3 millions d'euros.

### 35.3 Couverture d'investissements nets à l'étranger

La couverture d'investissements nets à l'étranger correspond à la couverture de l'exposition au risque de change associée aux investissements nets dans des sociétés étrangères du Groupe.

Ce risque est géré au niveau du Groupe EDF soit par un adossement à des dettes d'acquisition dans la même devise, soit par des couvertures de marché. Dans ce dernier cas, le Groupe a ainsi recours à des swaps de change et du change à terme.

Le montant de l'inefficacité des couvertures d'investissement net à l'étranger est une perte de 2 millions d'euros.





## 35.4 Impact des dérivés de couverture en capitaux propres

En 2007, les variations de juste valeur des dérivés de couverture enregistrées en capitaux propres sur la période s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres <sup>(1)</sup>	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres	Variations nettes de juste valeur reconnues en capitaux propres <sup>(1)</sup>	Inefficacité	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat <sup>(2)</sup>	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur transférées en résultat	Variations nettes de juste valeur transférées en résultat <sup>(2)</sup>
Dérivés de couverture de taux	(5)	(2)	(7)	1	(14)	4	(10)
Dérivés de couverture de change	(99)	34	(65)	-	(7)	3	(4)
Dérivés de couverture d'investissement net à l'étranger	251	(86)	165	(2)	1	-	1
Dérivés de couverture de matières premières	944	(317)	627	2	(1 115)	301	(814)
<b>DÉRIVÉS DE COUVERTURE</b>	<b>1 091</b>	<b>(371)</b>	<b>720</b>	<b>1</b>	<b>(1 135)</b>	<b>308</b>	<b>(827)</b>

(1) + / ( ) : augmentation/diminution des capitaux propres.

(2) + / ( ) : augmentation/diminution du résultat.

Concernant les matières premières, les variations positives de juste valeur de l'exercice d'un montant de 627 millions d'euros après impôt s'expliquent principalement par :

- 502 millions d'euros sur les contrats de couverture de charbon ;
- 122 millions d'euros sur les contrats de couverture de gaz.

Le montant de (814) millions d'euros après impôt et transféré en résultat au titre des contrats de matières premières dénoués pendant l'exercice est constitué majoritairement de :

- (470) millions d'euros sur les contrats de couverture d'électricité ;
- (309) millions d'euros sur les contrats de couverture de gaz.

### 35.4.1 Dérivés de couverture de taux

Les dérivés de couverture de taux correspondent à des swaps et s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notionnel au 31.12.2007				Notionnel au 31.12.2006	Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total		31.12.2007	31.12.2006
<b>Opérations sur taux d'intérêt</b>	-	-	-	-	<b>395</b>	<b>1</b>	-
Payeur fixe/receveur variable	238	1 348	484	2 070	1 491	21	19
Payeur variable/receveur fixe	128	250	414	792	1 826	1	15
Variable/variable	130	-	-	130	-	20	-
<b>Swaps de taux</b>	<b>496</b>	<b>1 598</b>	<b>898</b>	<b>2 992</b>	<b>3 317</b>	<b>42</b>	<b>34</b>
<b>INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX</b>	<b>496</b>	<b>1 598</b>	<b>898</b>	<b>2 992</b>	<b>3 712</b>	<b>43</b>	<b>34</b>

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

## 35.4.2 Dérivés de couverture de change

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

– Au 31 décembre 2007 :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31.12.2007				Notionnel à livrer au 31.12.2007				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31.12.2007
Change à terme	2904	3191	-	6095	2690	3062	-	5752	(7)
Swaps	1841	1685	2152	5678	1837	1689	1981	5507	159
Options	1523	-	-	1523	1514	-	-	1514	9
<b>INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE</b>	<b>6268</b>	<b>4876</b>	<b>2152</b>	<b>13296</b>	<b>6041</b>	<b>4751</b>	<b>1981</b>	<b>12773</b>	<b>161</b>

– Au 31 décembre 2006 :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31.12.2006	Notionnel à livrer au 31.12.2006	Juste valeur au 31.12.2006
Change à terme	5485	4401	52
Swaps	7375	6880	(101)
Options	172	172	-
<b>INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE</b>	<b>13032</b>	<b>11453</b>	<b>(49)</b>

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

## 35.4.3 Couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières

Les couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31.12.2007				31.12.2007	31.12.2006
		Notionnels nets				Juste valeur	Juste valeur
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total		
Swaps		-	-	-	-	1	(27)
Forwards/futures		13	1	-	14	254	(392)
<b>Électricité</b>	<b>TWh</b>	<b>13</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>14</b>	<b>255</b>	<b>(419)</b>
Forwards/futures		931	1297	5	2233	52	(584)
<b>Gaz</b>	<b>Millions de therms</b>	<b>931</b>	<b>1297</b>	<b>5</b>	<b>2233</b>	<b>52</b>	<b>(584)</b>
Swaps		6522	-	-	6522	63	(65)
<b>Produits pétroliers</b>	<b>Milliers de barils</b>	<b>6522</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>6522</b>	<b>63</b>	<b>(65)</b>
Swaps		13	8	-	21	523	10
<b>Charbon</b>	<b>Millions de tonnes</b>	<b>13</b>	<b>8</b>	<b>-</b>	<b>21</b>	<b>523</b>	<b>10</b>
Options		-	-	-	-	-	2
Forwards/futures		9261	5800	-	15061	49	(137)
<b>CO<sub>2</sub></b>	<b>Milliers de tonnes</b>	<b>9261</b>	<b>5800</b>	<b>-</b>	<b>15061</b>	<b>49</b>	<b>(135)</b>
<b>CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSorerIE</b>						<b>942</b>	<b>(1193)</b>



## 35.5 Couvertures de juste valeur liées aux matières premières

Les couvertures de juste valeur liées aux matières premières s'analysent comme suit :

31.12.2007 (en millions d'euros)	Unités de mesure	Notionnels nets	Juste valeur
Charbon et fret	Millions de tonnes	(15)	136
<b>CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE JUSTE VALEUR</b>			<b>136</b>

## Note 36 Instruments dérivés non comptabilisés en couverture



<b>36.1</b> Dérivés de taux détenus à des fins de transaction	P.94
<b>36.2</b> Dérivés de change détenus à des fins de transaction	P.95
<b>36.3</b> Dérivés d'actions	P.95
<b>36.4</b> Contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture	P.96

## 36.1 Dérivés de taux détenus à des fins de transaction

Les éléments constitutifs des dérivés de taux détenus à des fins de transaction s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notionnel au 31.12.2007				Notionnel au 31.12.2006	Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31.12.2007	31.12.2006
Achats de CAP	372	147	-	519	902	3	3
Achats de FLOOR	-	-	-	-	125	-	1
Ventes de FLOOR	371	294	-	665	902	-	(1)
<b>Opérations sur taux d'intérêt</b>	<b>743</b>	<b>441</b>	<b>-</b>	<b>1 184</b>	<b>1 929</b>	<b>3</b>	<b>3</b>
Payeur fixe/receveur variable	1 108	134	1 562	2 804	5 614	(8)	(63)
Payeur variable/receveur fixe	4 745	745	1 669	7 159	3 132	48	74
Variable/variable	392	167	-	559	1 070	(1)	(5)
<b>Swaps de taux</b>	<b>6 245</b>	<b>1 046</b>	<b>3 231</b>	<b>10 522</b>	<b>9 816</b>	<b>39</b>	<b>6</b>
<b>INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION</b>	<b>6 988</b>	<b>1 487</b>	<b>3 231</b>	<b>11 706</b>	<b>11 745</b>	<b>42</b>	<b>9</b>

## 36.2 Dérivés de change détenus à des fins de transaction

Les éléments constitutifs des dérivés de change détenus à des fins de transaction se répartissent comme suit :

- Au 31 décembre 2007 :

<i>(en millions d'euros)</i>	Notionnel à recevoir au 31.12.2007				Notionnel à livrer au 31.12.2007				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31.12.2007
Change à terme	2 123	540	35	2 698	2 045	501	35	2 581	12
Swaps	2 979	929	-	3 908	2 967	883	-	3 850	71
Options	208	-	-	208	204	-	-	204	-
Dérivés incorporés de change	-	-	-	-	-	-	-	-	(42)
<b>INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION</b>	<b>5 310</b>	<b>1 469</b>	<b>35</b>	<b>6 814</b>	<b>5 216</b>	<b>1 384</b>	<b>35</b>	<b>6 635</b>	<b>41</b>

- Au 31 décembre 2006 :

<i>(en millions d'euros)</i>	Notionnel à recevoir au 31.12.2006	Notionnel à livrer au 31.12.2006	Juste valeur au 31.12.2006
Change à terme	1 958	1 844	(82)
Swaps	8 649	8 575	107
Dérivés incorporés de change	-	-	(44)
<b>INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE</b>	<b>10 607</b>	<b>10 419</b>	<b>(19)</b>

## 36.3 Dérivés d'actions

Les dérivés actions intégraient en 2006 des warrants Edison pour un montant de 228 millions d'euros. Ces warrants ont été intégralement exercés en 2007.



## 36.4 Contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture

Les contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31.12.2007	31.12.2007	31.12.2006
		Notionnels nets	Juste valeur	Juste valeur
Swaps		-	(50)	(6)
Options		18	(162)	26
Forwards/futures		(8)	(55)	251
<b>Électricité</b>	<b>TWh</b>	<b>10</b>	<b>(267)</b>	<b>271</b>
Swaps		(7)	(177)	25
Options		81 407	363	170
Forwards/futures		(510)	12	(18)
<b>Gaz</b>	<b>Millions de therms</b>	<b>80 890</b>	<b>198</b>	<b>177</b>
Swaps		(19 273)	97	(11)
Options		(1 814)	6	10
Forwards/futures		2 087	19	(12)
<b>Produits pétroliers</b>	<b>Milliers de barils</b>	<b>(19 000)</b>	<b>122</b>	<b>(13)</b>
Swaps		(48)	(761)	(117)
Options		1	7	-
Forwards/futures		56	983	79
Frêt		17	(196)	81
<b>Charbon</b>	<b>Millions de tonnes</b>	<b>26</b>	<b>33</b>	<b>43</b>
Options		1 540	1	-
Forwards/futures		(7 871)	127	(29)
<b>CO<sub>2</sub></b>	<b>Milliers de tonnes</b>	<b>(6 331)</b>	<b>128</b>	<b>(29)</b>
Forwards/futures		-	-	21
<b>Autres matières premières</b>		-	-	<b>21</b>
<b>Dérivés incorporés de matières</b>		-	<b>4</b>	<b>18</b>
<b>CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE</b>			<b>218</b>	<b>488</b>

Ils incluent principalement les contrats qui figurent dans le portefeuille d'EDF Trading.

## Note 37 Autres créditeurs

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2007	31.12.2006
Avances et acomptes reçus	4 279	4 105
Dettes sur immobilisations	1 133	487
Dettes fiscales et sociales	5 735	5 231
Produits constatés d'avance	7 988	7 753
Autres dettes	3 195	3 409
<b>AUTRES CRÉDITEURS</b>	<b>22 330</b>	<b>20 985</b>
- dont non courant	5 624	5 385
- dont courant	16 706	15 600

Au 31 décembre 2007, les produits constatés d'avance comprennent chez EDF, les avances partenaires versées dans le cadre du financement des centrales nucléaires pour 2 479 millions d'euros et les tickets de raccordement pour 2 436 millions d'euros.

La rubrique « Autres dettes » intègre les dettes relatives aux engagements donnés de rachat d'intérêts minoritaires pour 228 millions d'euros. En 2007, le Groupe a procédé à l'exercice des warrants Edison, à l'exercice

des options d'achat de 10 % des actions d'Edipower et au paiement des engagements pris vis-à-vis du Groupe Mouratoglou au titre des compléments de prix et des actions à règlement différé. Ces opérations se sont traduites par une réduction de 263 millions d'euros de cette rubrique.

Elle inclut également les emprunts de Domofinance, établissement de crédit qui assure le financement à crédit de travaux et d'installation contribuant à la maîtrise de l'énergie pour un montant de 136 millions d'euros.

## Note 38 Contribution des co-entreprises

Le Groupe détient des intérêts dans des co-entreprises (voir note 42). Comme indiqué dans la note 2.3, ces participations sont consolidées suivant la méthode de l'intégration proportionnelle.

La part des co-entreprises figurant aux bilans et comptes de résultat consolidés s'analyse comme suit au 31 décembre 2007 :

(en millions d'euros)	Pourcentage d'intégration	Actif courant	Actif non courant	Passif courant	Passif non courant	Chiffre d'affaires	Excédent brut d'exploitation
EnBW	46,07 %	3 187	11 280	2 789	7 023	6 900	1 031
Edison	48,96 %	1 202	6 610	1 206	2 164	4 121	791
Autres	-	2 760	5 082	1 835	1 120	2 367	358
<b>TOTAL</b>		<b>7 149</b>	<b>22 972</b>	<b>5 830</b>	<b>10 307</b>	<b>13 388</b>	<b>2 180</b>

La rubrique « Autres » comprend essentiellement Dalkia.



# Note 39

## Parties liées



<b>39.1</b> Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation	P.98
<b>39.2</b> Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État	P.98
<b>39.3</b> Rémunération des organes d'administration et de direction	P.99

Les transactions avec les parties liées s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Sociétés consolidées par intégration proportionnelle		Sociétés consolidées par mise en équivalence		État ou participations de l'État		Total Groupe	
	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2007	31.12.2006
Chiffres d'affaires	152	128	509	313	404	481	1 065	922
Achats d'énergie	83	223	265	142	1 709	1 778	2 057	2 143
Achats externes	-	-	-	-	315	281	315	281
Actifs financiers	58	17	-	1	590	548	648	566
Autres actifs	120	109	25	21	1 046	402	1 191	532
Passifs financiers	42	27	-	1	-	83	42	111
Autres passifs	357	317	113	143	668	590	1 138	1 050

## 39.1 Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation

EDF a conclu différents accords commerciaux avec ses filiales et participations. EDF et EnBW ont notamment conclu, en 2001 pour une durée indéterminée, un accord, prévoyant les modalités de coopération entre les deux sociétés.

Les transactions avec les sociétés en intégration proportionnelle et les sociétés consolidées par mise en équivalence relèvent de la vente et de l'achat d'énergie.

## 39.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État

### 39.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 84,8 % du capital d'EDF. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions sociales requérant l'approbation des actionnaires.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, EDF est soumise à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'État, aux procédures de contrôle de la Cour des Comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Un accord sur le suivi des investissements de croissance externe, conclu entre l'État et le Groupe le 27 juillet 2001, impose des procédures d'agrément préalable et d'information, préalable ou non, de l'État pour certains projets de prise, d'extension ou de cession de participations par le Groupe. Cet accord a par ailleurs mis en place une procédure de suivi des résultats de ces opérations de croissance externe.

Le contrat de service public entre l'État et EDF a été signé le 24 octobre 2005. Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence des missions de service public que le législateur lui a confiées pour une durée indéterminée, la loi du 9 août 2004 ne fixant pas de durée au contrat mais imposant simplement qu'un bilan triennal soit présenté au Parlement.

Par ailleurs, EDF participe, à l'instar des autres producteurs d'électricité, à la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le ministre chargé de l'énergie, qui fixe notamment les objectifs en matière de répartition des capacités de production.

Enfin, l'État intervient dans le cadre de la réglementation des marchés de l'électricité et du gaz, notamment pour les autorisations de construction et d'exploitation des installations de production, la fixation des tarifs réglementés de vente, des tarifs de transport et de distribution ainsi que du montant de la contribution aux charges de service public de l'électricité.

### 39.2.2 Relations avec Gaz de France

Depuis 1951, l'ensemble des activités de distribution d'EDF est effectué avec Gaz de France au sein d'un service commun. Depuis le 1<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 ainsi que le comptage.

EDF et Gaz de France ont conclu, en octobre 2004, une convention visant à définir leurs relations vis-à-vis de l'opérateur commun, ses compétences et le partage des coûts résultant de son activité, ainsi que ses modalités de gouvernance. Cette convention se poursuit postfilialisation des distributeurs respectifs.

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

- la Délégation Santé Sécurité ;
- la Direction Informatique et Télécommunications (DIT), en charge de certains systèmes d'information.

### 39.2.3 Relations avec les entreprises du secteur public

Le Groupe réalise des transactions courantes avec les entreprises du secteur public, qui concernent essentiellement la fourniture d'électricité, ainsi que la facturation de l'accès au réseau de transport.

Le retraitement et le transport de combustible nucléaire réalisés par AREVA pour EDF constituent l'essentiel des coûts d'achats d'énergie auprès des sociétés participations de l'État. Les autres achats relèvent de la maintenance des centrales nucléaires auprès du Groupe AREVA.

Les autres actifs sont constitués principalement d'avances relatives à ces contrats d'achat.

Par ailleurs, le Groupe détient des titres Areva qui font l'objet d'une mention en note 24.3.2.3.

## 39.3 Rémunération des organes d'administration et de direction

Les principaux dirigeants du Groupe sont le Président du Conseil d'administration, les directeurs généraux délégués, et les membres externes du Conseil d'administration.

La rémunération attribuée en 2007 à ses dirigeants par EDF et les sociétés qu'elle contrôle s'élève à 5 millions d'euros (4,1 millions d'euros en 2006). Cette rémunération recouvre les avantages court terme (salaires, part variable versée en 2007, intéressement, jetons de présence et avantages en nature), ainsi que les charges patronales correspondantes.

Par ailleurs, les dirigeants statutairement rattachés au régime des IEG bénéficient des avantages liés au personnel – au sens de la norme IAS 19 – procurés par ce statut. Le coût des services rendus lié à ces avantages pour 2007 a été évalué à 0,4 million d'euros (0,3 million d'euros pour 2006).

En dehors de ce qui est indiqué, les dirigeants ne bénéficient d'aucun autre régime spécifique de retraite, n'ont reçu aucune prime d'arrivée et ne bénéficient pas de primes de départ.

Les dirigeants ont pu bénéficier du plan d'actions gratuites – ACT 2007 – dans les mêmes conditions que les autres salariés du Groupe EDF. Compte tenu des conditions d'attribution, les actions ne seront livrées, qu'en 2009.





## Note Environnement

# 40



**40.1** Quotas d'émission de gaz à effet de serre

P.100

**40.2** Certificats d'économies d'énergie et mesures visant à développer l'utilisation des énergies renouvelables

P.100

## 40.1 Quotas d'émission de gaz à effet de serre

Dans le cadre du protocole de Kyoto, la Directive européenne visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre par l'attribution de quotas d'émission est entrée en vigueur en 2005 pour une première période de trois ans qui s'achève fin 2007.

La deuxième période d'allocation porte sur la période 2008-2012.

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

En 2007, le Groupe a restitué 69 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2006. En 2006, le Groupe avait restitué 71 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2005.

Pour l'année 2007, le volume total des quotas alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élève à 85 millions de tonnes. Pour l'année 2006, le volume total des quotas alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élevait à 83 millions de tonnes (50,7 millions de tonnes pour l'année 2005).

Au 31 décembre 2007, le volume des émissions s'élève à 90 millions de tonnes (87 millions de tonnes au 31 décembre 2006, 56,1 millions de tonnes au 31 décembre 2005). La provision qui résulte des excédents d'émissions par rapport à ces quotas s'élève à 205 millions d'euros et couvre l'insuffisance de quotas à la fin de la première période d'allocations.

Par ailleurs, dans le cadre des mécanismes de développement propre définis par le protocole de Kyoto, le Groupe a créé fin 2006 un Fonds Carbone dont l'objectif est de soutenir des projets de réduction d'émission de gaz à effet de serre dans les pays émergents et de bénéficier de permis d'émission de gaz à effet de serre. Ce fonds associe EDF et l'ensemble des entités européennes. EDF Trading assure la gestion de ce fonds.

Les achats de CER réalisés dans le cadre du Fonds Carbone, qualifiés d'activité normale pour les sociétés membres de ce Fonds, sont évalués à 120,4 millions d'euros au 31 décembre 2007.

## 40.2 Certificats d'économies d'énergie et mesures visant à développer l'utilisation des énergies renouvelables

Le Groupe est engagé dans toutes ses filiales dans un processus de maîtrise de la consommation d'énergie au travers de différentes mesures développées par les législations nationales, sous l'égide de directives communautaires.

Ainsi, la loi française du 13 juillet 2005 instaure un système de certificats d'économies d'énergies. Les sociétés qui vendent de l'électricité, du gaz, de la chaleur ou du froid aux consommateurs finals et dont les ventes excèdent un seuil sont soumises sur une période triennale (jusqu'au 30 juin 2009) à des obligations d'économies d'énergies dont elles se libèrent en réalisant directement ou indirectement des économies d'énergies ou en acquérant des certificats d'économies d'énergies. À l'issue de la période considérée, les sociétés concernées justifient de l'accomplissement de leurs obligations en restituant des certificats. À défaut, une pénalité libératoire est acquittée au Trésor.

Pour les sociétés françaises du Groupe, le montant de l'obligation sur la période triennale est de 30,2 TWh.

Au 31 décembre 2007, EDF, comme les autres filiales du Groupe ont engagé des actions pour satisfaire à l'obligation de production des certificats en fin de période et à cette date, des certificats ont été obtenus pour un montant de 4,7 TWh.

Au Royaume-Uni, en Pologne et en Italie, des certificats sont obtenus lors de la production d'électricité à base d'énergies renouvelables, pour accroître l'utilisation d'énergies renouvelables en instaurant un système de compensation des coûts de production. Des mécanismes similaires sont engagés pour la cogénération.

Note

41

## Événements postérieurs à la clôture



**41.1** Réforme du régime spécial de retraite des industries électriques et gazières

P.101

**41.2** Émission obligataire par EDF

P.101

### 41.1

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

En date du 22 janvier 2008, le décret relatif au régime spécial de retraite des personnes des Industries Électriques et Gazières est venu, conformément au Document d'Orientation sur les Retraites du 10 octobre 2007, apporter les premières modifications au régime spécial de retraite des agents des IEG.

Les principales dispositions de ce décret concernent :

- l'allongement de la durée de cotisation des agents nécessaire pour ouvrir droit à une pension à taux plein, qui est portée à 40 ans en 2012, son évolution étant par la suite identique à celle du régime des fonctionnaires d'État ;
- la décote et la surcote des taux de pension. La décote consiste en l'application d'une pénalité financière pour les salariés qui n'ont pas atteint la durée d'assurance nécessaire à l'obtention d'une pension à taux plein. À l'inverse, la surcote correspond à une majoration de pension applicable aux salariés qui prolongent leur activité au-delà de 60 ans et de 160 trimestres de durée d'assurance, sous certaines conditions.

Ce décret, qui entre en vigueur au 1<sup>er</sup> juillet 2008, devrait être complété par d'autres mesures qui résulteront de textes réglementaires, et qui traiteront, entre autres points, de l'instauration d'un minimum de pension, des avantages familiaux et conjugaux, des bonifications, ou de la levée dans certaines conditions de la « clause des 15 ans », 15 ans représentant, pour le moment, la durée minimale exigée pour bénéficier d'une pension de retraite des IEG.

Dans le cadre de cette réforme et selon les principes posés par le Document d'Orientation sur les Retraites, un accord a par ailleurs été signé le 29 janvier 2008 pour la branche des IEG. Il prévoit les principales mesures d'accompagnement suivantes :

- des dispositions touchant les salaires des agents : une augmentation du salaire national de base de 4,31 % au 1<sup>er</sup> janvier 2008, applicable aux agents actifs comme inactifs, qui se combine pour les agents actifs avec la suppression de la Prime de Compensation de la Cotisation Retraite de 2,85 %, et une revalorisation de la grille des salaires avec entre autres une revalorisation des niveaux d'embauche pour les agents d'exécution ;
- des premières dispositions en lien avec l'allongement des parcours professionnels comme la création d'échelons d'ancienneté supplémentaires ou la modification du barème des indemnités de départ en inactivité.

Comme pour le décret, cet accord sera complété par des accords de branche ou d'entreprises sur des points restant en cours de négociations, comme la prise en compte de la spécificité des métiers.

À la date d'arrêté des comptes, dans la mesure où tous les éléments du dispositif ne sont pas encore connus, l'incidence de la réforme et des mesures d'accompagnement sur le résultat 2008 du Groupe comme sur ses engagements ne peut être déterminée de façon précise.

### 41.2

#### Émission obligataire par EDF

EDF a procédé en janvier 2008 à une émission obligataire d'un montant de 1,5 milliard d'euros. L'émission a été placée auprès d'investisseurs institutionnels français et internationaux. Cette opération s'inscrit dans la centralisation croissante des financements de ses filiales et marque le

retour sur les marchés obligataires d'EDF, qui n'avait pas réalisé d'émission obligataire depuis 2004. L'émission, d'une maturité de 10 ans, s'inscrit dans la politique d'allongement de la durée moyenne de la dette du Groupe, qui est actuellement de 6 ans.



## Note Périmètre de consolidation

# 42



Le périmètre de consolidation se présente comme suit au 31 décembre 2007 :

Nom de l'entité		Pays	Quote-part d'intérêt dans le capital	Quote-part des droits de vote détenus	Méthode de consolidation	Secteur d'activité
<b>FRANCE</b>						
Électricité de France	(1)		100	100	Société mère	P, D, S
RTE EDF Transport	(1)		100	100	IG	T
Électricité Réseau Distribution France	(1)		100	100	IG	D
<b>ROYAUME-UNI</b>						
EDF Energy	(3)		100	100	IG	P, D, S
<b>ALLEMAGNE</b>						
EnBW	(3)		46,07	46,07	IP	P, D, S, T
<b>ITALIE</b>						
Edison	(3)		48,96	50	IP	P, D, S
Transalpina di Energia (TdE)			50	50	IP	S
Italenergia bis			100	100	IG	S
Wagram 1			100	100	IG	S
Wagram 4			100	100	IG	S
Fenice	(3)		100	100	IG	P
<b>RESTE DE L'EUROPE</b>						
EDF Trading	(3)	Royaume-Uni	100	100	IG	S
EDF International	(1)	France	100	100	IG	S
ECK Cracovie		Pologne	66,26	66,26	IG	P
Kogeneracja		Pologne	35,61	50	IG	P
ECW		Pologne	77,52	77,52	IG	P
Ersa (Rybnik)		Pologne	78,63	97,05	IG	P
Zielona gora		Pologne	35,56	99,87	IG	P, D
Demasz	(3)	Hongrie	100	100	IG	D
Bert		Hongrie	95,57	95,57	IG	P
Société d'investissement en Autriche		France	80	80	IG	S
Groupe Estag		Autriche	20	25	ME	P, S
SSE		Slovaquie	49	49	IP	D
Groupe ATEL		Suisse	24,83	25,00	ME	P, D, S, T
EDF Alpes Investissements		Suisse	100	100	IG	S
Emosson		Suisse	50	50	IP	P
EDF Belgium		Belgique	100	100	IG	P
Finelex BV		Pays-Bas	100	100	IG	P
Cinergy Holding Company BV		Pays-Bas	50	50	IP	P

Nom de l'entité		Pays	Quote-part d'intérêt dans le capital	Quote-part des droits de vote détenus	Méthode de consolidation	Secteur d'activité
Hispaelec		Espagne	100	100	IG	P
Azito O&M SA		Côte-d'Ivoire	50	50	IP	P
Azito Énergie		Côte-d'Ivoire	32,85	32,85	IP	P
Dalkia Holding		France	34	34	ME	S
Edenkia		France	50	50	ME	S
Dalkia International		France	50	24,14	IP	S
Dalkia Investissement		France	67	50	IP	S
Richemont	(1)	France	100	100	IG	P
EDF Développement Environnement SA	(1)	France	100	100	IG	P
Société pour le Conditionnement des Déchets et Effluents Industriels (SOCODEI)		France	51	51	IG	S
Société Provençale du Lit Fluidise (SOPROLIF)		France	55	55	IG	P
Tenesol		France	45	50	IP	S
Cofiva	(1)	France	100	100	IG	S
Sofinel		France	54,98	54,98	IG	S
Électricité de Strasbourg		France	88,34	88,34	IG	D
Tiru SA – Traitement Industriel des Résidus Urbains	(3)	France	51	51	IG	S
EDF Énergies réparties		France	100	100	IG	S
SUPRA		France	82,36	82,36	IG	S
EDF Énergies Nouvelles	(2, 3)	France	50	50	IG	P, S
Immobilière Wagram Étoile	(1)	France	100	100	IG	S
La Gérance Générale Foncière	(1)	France	99,86	99,86	IG	S
Immobilière PB6		France	50	50	IP	S
Société Foncière Immobilière et de location (SOFILO)	(1)	France	100	100	IG	S
Sapar Finance	(1)	France	100	100	IG	S
Société C2	(1)	France	100	100	IG	S
Société C3	(1)	France	100	100	IG	S
EDF Holding SAS	(1)	France	100	100	IG	S
Domofinance		France	45	45	IP	S
Fahrenheit		France	99,33	100	IG	S
EDF Investissement Groupe		Belgique	66,67	50	IP	S
SLOE Centrale Holding		Pays-Bas	50	50	IP	P

#### RESTE DU MONDE (4)

EDF Développement USA		États-Unis	100	100	IG	S
Unistar Nuclear Energy		États-Unis	50	50	IP	P
Ute Norte Fluminense		Brésil	90	90	IG	P
Ute Paracambi		Brésil	100	100	IG	P
Figlec		Chine	100	100	IG	P
Synergie		Chine	85	85	IG	P
Shandong Zhonghua Power Company		Chine	19,6	19,6	ME	P
Meco		Viêtnam	56,25	56,25	IG	P
Nam Theun Power Company		Laos	35	35	ME	P

Méthode de consolidation : IG = intégration globale, IP = intégration proportionnelle, ME = mise en équivalence.

Secteurs d'activités : P = Production, D = Distribution, S = Services, T = Transport.

(1) Sociétés appartenant au périmètre du régime de l'intégration fiscale pour lequel Électricité de France a opté depuis le 1<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 depuis le 31.12.2006.

(3) Groupe de sociétés.

(4) Les sociétés mexicaines ont été cédées le 27 décembre 2007.

# **RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES**

**SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS**





# Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés



## EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2007

Aux actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous avons procédé au contrôle des comptes consolidés de la société Electricité de France S.A. relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2007, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le Conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

### 1. OPINION SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS

Nous avons effectué notre audit selon les normes professionnelles applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à examiner, par sondages, les éléments probants justifiant les données contenues dans ces comptes. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis et les estimations significatives retenues pour l'arrêté des comptes et à apprécier leur présentation d'ensemble. Nous estimons que nos contrôles fournissent une base raisonnable à l'opinion exprimée ci-après.

Nous certifions que les comptes consolidés de l'exercice sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière, ainsi que du résultat de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur les points suivants exposés dans les notes aux comptes consolidés :

- l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 2.2.1 et 31.2 à 31.5, résulte comme indiqué en note 2.2.1 des meilleures estimations de la Direction. Cette évaluation est sensible aux hypothèses retenues en termes de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme, d'échéanciers de décaissements, ainsi qu'à l'issue des négociations en cours avec Areva. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées ;
- l'approche privilégiée par EDF pour représenter au bilan ses obligations de renouvellement des biens du domaine concédé relevant de la distribution publique d'électricité en France décrite en note 3, repose sur la spécificité des contrats de concessions. Elle consiste à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué annuellement aux concédants dans le cadre des comptes-rendus d'activité. Une approche alternative, fondée sur la valeur actuelle des montants à décaisser pour faire face au renouvellement de ces biens à l'issue de leur durée de vie industrielle, donnerait une représentation différente des obligations vis-à-vis des concédants. Les effets qu'aurait eus l'adoption de cette dernière approche sur les comptes sont présentés à titre d'information dans la note 3. L'évaluation des passifs de concessions est sujette à des aléas, entre autres en termes de coûts et de dates de décaissements.

### 2. JUSTIFICATION DES APPRÉCIATIONS

En application des dispositions de l'article L.823-9 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les éléments suivants :

#### Règles et principes comptables

- Nous nous sommes assurés que les notes 2.4, 2.10.2, 2.12 et 3.2 donnent une information appropriée sur les traitements comptables retenus au titre des engagements de rachat d'intérêts minoritaires sur une entité intégrée globalement, des quotas d'émission de gaz à effet de serre et des concessions, domaines qui ne font pas l'objet de dispositions spécifiques ou obligatoires dans le référentiel comptable IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne au 31 décembre 2007.



- La note 3 présente les conclusions de l'analyse conduite par EDF de l'interprétation IFRIC 12, actuellement soumise au processus d'homologation de la Commission européenne. Elle détaille, par ailleurs, les changements de présentation relatifs : d'une part aux dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession et d'autre part aux actifs et passifs spécifiques des concessions sur les comptes du Groupe.

L'information relative à l'exercice 2006 a été retraitée pour prendre en compte de manière rétrospective ces changements. En conséquence, celle-ci diffère des comptes consolidés publiés au titre de l'exercice 2006. Dans le cadre de notre appréciation des principes comptables suivis par votre société, nous avons examiné le correct retraitement de présentation des comptes de l'exercice 2006 et l'information donnée à ce titre en notes 4.1 et 4.2 de l'annexe.

- Nous nous sommes assurés du caractère approprié des reclassements comptables et changements d'estimation mis en œuvre au 31 décembre 2007 pour se conformer aux dispositions des textes d'application de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, tels qu'exposés dans les notes 4.3 et 5.1.1.1 de l'annexe.

Dans le cadre de notre appréciation des principes comptables suivis par votre société, nous avons examiné l'incidence de ces changements et nous nous sommes assurés que l'information détaillée donnée à ce titre dans les notes 31.2 à 31.5 de l'annexe était appropriée.

#### **Jugements et estimations de la Direction**

La note 2.2 décrit les méthodes comptables au titre desquelles la Direction a recours à des jugements et estimations. Nos travaux ont consisté à apprécier ces estimations, les données et les hypothèses sur lesquelles se fondent ces estimations, à revoir, par sondages, les calculs effectués par la société, à comparer les estimations comptables des périodes précédentes avec les réalisations correspondantes, à examiner les procédures d'approbation de ces estimations par la Direction et enfin à vérifier que les notes aux comptes consolidés donnent une information appropriée.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes consolidés, pris dans leur ensemble, et ont contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

### **3. VÉRIFICATION SPÉCIFIQUE**

Nous avons également procédé, conformément aux normes professionnelles applicables en France, à la vérification des informations relatives au groupe données dans le rapport de gestion. Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Paris La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 19 février 2008

Les Commissaires aux comptes

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

**Deloitte & Associés**

Jean-Luc Decornoy

Michel Piette

Amadou Raimi

Tristan Guerlain