

## Annexe 1

### Charges prévisionnelles au titre de l'année 2008

(CP'08)

L'évaluation du montant prévisionnel des charges de service public de l'électricité au titre de l'année 2008 a été réalisée à partir de la comptabilité appropriée fournie par les opérateurs ayant supporté de telles charges en 2006, et à partir de données détaillées transmises par ceux prévoyant de supporter des charges en 2008.

Bien que cette prévision s'appuie en grande partie sur des données constatées en 2006, la CRE souhaite rappeler que les évaluations formulées ci-dessous comportent des risques d'incertitude inhérents à tout exercice de prévision, dont les principaux facteurs sont les suivants :

- coût des facteurs de production dans les zones non interconnectées, notamment les combustibles fossiles ;
- quantité d'électricité produite par les producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat ;
- nombre d'installations de cogénération fonctionnant en mode « dispatchable » ;
- niveau des prix à terme de l'électricité sur le marché de gros français, lié notamment à l'évolution de la consommation, à la disponibilité des moyens de production et au prix des combustibles ;
- nombre de clients ayant droit à la tarification spéciale « produit de première nécessité ».

#### A. Charges prévisionnelles supportées par EDF au titre de 2008

##### 1. Surcoûts de production dans les zones non interconnectées<sup>1</sup>

Le décret du 28 janvier 2004 prévoit que le montant des surcoûts de production dans les zones non interconnectées (ZNI) est égal, pour chaque ZNI, à la différence entre « *le coût de production normal et complet, pour le type d'installation de production considéré* » et « *le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du tarif de vente, pour la part relative à la production, aux clients non éligibles* ». Les coûts de production n'incluent pas les coûts de gestion de la clientèle dans les ZNI, mais prennent en compte les coûts de commercialisation, liés dans les ZNI essentiellement à la maîtrise de la demande d'électricité (voir annexe 2-A.1).

Le calcul prévisionnel des surcoûts de production nécessite donc d'évaluer, dans les ZNI, les coûts de production d'EDF et la part relative à la production dans les recettes d'EDF pour 2008<sup>2</sup>.

##### 1.1. Coûts de production prévisionnels dans les ZNI

La prévision est établie sur la base d'une hausse moyenne de la consommation de 8,4 % entre 2006 et 2008. Elle tient compte également des dispositions introduites par l'arrêté du 23 mars 2006, qui prévoit une rémunération des capitaux employés de 11 % pour les nouveaux investissements de production (le taux de 7,25 % continuant à s'appliquer pour ceux réalisés antérieurement).

Sur ces bases, les coûts de production prévisionnels (incluant la fourniture des pertes et des services systèmes) s'élèvent à **959,2 M€**, répartis comme suit :

---

<sup>1</sup> Corse, DOM, Saint-Pierre et Miquelon et îles bretonnes des Glénans, Ouessant, Molène et Sein

<sup>2</sup> qui intègre les recettes issues des tarifs réglementés de vente, relatives à la commercialisation

Tableau 1 : coûts de production prévisionnels d'EDF dans les ZNI en 2008

	Nature de coûts	Montant prévisionnel 2008 (M€)	Montant 2006 retenu par la CRE (M€)	Variation 2006-2008 (%)
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	422,7	354,5	19,2%
	Personnel, charges externes et autres achats	201,6	152,8	32,0%
	Impôts et taxes (dont quotas CO <sub>2</sub> )	102,7	70,2	46,1%
	Coûts de commercialisation	19,6	8,0	145,2%
Coûts fixes	Charges financières	89,1	80,7	10,4%
	Amortissements	67,3	53,7	25,4%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	56,2	55,1	1,9%
<b>Coût total</b>		<b>959,2</b>	<b>775,1</b>	<b>23,7%</b>

La forte augmentation des coûts de production prévisionnels pour 2008 dans les ZNI par rapport à ceux retenus en 2006 résulte principalement de la hausse attendue sur les achats de combustibles, imputable à la hausse de la consommation, mais également à l'augmentation prévisionnelle du prix des produits pétroliers sur la période. Cette dernière est évaluée à partir des données fournies par EDF sur ses couvertures de prix.

La forte hausse attendue des coûts de commercialisation résulte du renforcement des actions relatives à la maîtrise de la demande d'électricité dans l'ensemble des ZNI. La CRE se montrera attentive aux résultats de ces nouvelles actions de maîtrise de la demande d'énergie.

La hausse des coûts liés à l'acquisition de quotas d'émission de CO<sub>2</sub> fait suite à la mise en œuvre du PNAQ2, qui voit le nombre de quotas alloués gratuitement se réduire de façon significative. La valorisation prévisionnelle des quotas d'émission de CO<sub>2</sub> acquis par EDF sur le marché est réalisée à partir de la moyenne des prix à terme 2008 évalués entre le 1<sup>er</sup> janvier 2007 et le 31 juillet 2007 sur le marché boursier EEX, le marché boursier Powernext ne traitant pas de produits à terme sur le CO<sub>2</sub>.

Conformément à la communication de la CRE du 16 mai 2002, EDF doit fournir à la CRE, pour tout nouvel investissement, un dossier comprenant les éléments suivants : besoin à satisfaire par ce nouveau moyen de production, coûts d'investissements et d'exploitation, comparaison avec les autres solutions possibles pour répondre au besoin. Pour ce qui concerne le barrage du Rizzanese, qui figure dans la programmation pluriannuelle des investissements en Corse, la CRE n'a pas encore reçu de dossier de la part d'EDF. A défaut des éléments demandés, la rémunération du capital déclarée par EDF au titre de ses investissements sur ce projet ne peut être intégrée dans les charges prévisionnelles 2008 à compenser à EDF.

### 1.2. Recettes de production prévisionnelles dans les ZNI

Les recettes de production prévisionnelles dans les ZNI en 2008 sont établies à partir de celles constatées en 2006. Elles sont calculées à partir du chiffre d'affaires prévisionnel issu du tarif de vente réglementé alors en vigueur (corrigé des recettes imputables au « tarif agent »), sans tenir compte de la tarification spéciale « produit de première nécessité », les charges liées à celle-ci étant prises en compte par ailleurs.

Les recettes de production d'EDF dans les ZNI sont obtenues en retranchant du chiffre d'affaires les recettes de distribution issues du tarif national d'utilisation des réseaux et les recettes relatives à la gestion de la clientèle, puis en ajoutant les recettes liées à la vente des pertes et des services systèmes (les surcoûts de production dus à leur fourniture devant être compensés).

Les principales évolutions et hypothèses retenues pour le calcul des recettes sont les suivantes :

- hausse moyenne de la consommation de 8,4 % entre 2006 et 2008, la hausse dans chaque ZNI étant uniformément répartie sur l'ensemble des catégories tarifaires ;
- taux de pertes en légère baisse entre 2006 et 2008, passant de 11,01 % à 10,86 % ;
- recettes réseau en augmentation de 8,4 %, suivant l'évolution de la consommation ;
- prise en compte du mouvement tarifaire national intervenu le 15 août 2007 (+1,17 % en moyenne pondérée sur les différents tarifs).

Sur ces bases, les recettes de production prévisionnelles dans les ZNI en 2008 s'élèvent à **292,0 M€** réparties comme suit :

*Tableau 2 : recettes de production prévisionnelles dans les ZNI en 2008*

	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	La Réunion	Saint-Pierre et Miquelon	Iles bretonnes	TOTAL
Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité <sup>(1)</sup> (M€)	144,4	148,5	119,6	53,9	197,8	3,7	0,7	668,5
Recettes réseau (M€)	61,7	58,0	45,4	19,7	76,6	1,4	0,3	263,0
Recettes de fourniture (M€)	82,7	90,5	74,2	34,3	121,2	2,3	0,3	405,5
Recettes de gestion de la clientèle (M€)	7,0	6,7	5,7	1,7	9,8	0,1	0,0	31,1
Recettes brutes de production <sup>(2)</sup> (M€)	75,7	83,7	68,5	32,5	111,4	2,2	0,3	374,3
Part des recettes à considérer <sup>(3)</sup> (M€)	48,3	48,6	64,3	32,3	45,0	2,1	0,3	241,0
<b>Recettes de production totales<sup>(4)</sup> (M€)</b>	<b>62,3</b>	<b>59,3</b>	<b>73,6</b>	<b>36,6</b>	<b>57,6</b>	<b>2,3</b>	<b>0,4</b>	<b>292,0</b>
Part production du tarif de vente <sup>(5)</sup> (€/MWh)	44,5	48,8	49,3	47,5	48,2	52,9	36,9	47,7

<sup>(1)</sup> le chiffre d'affaires indiqué correspond au chiffre d'affaires total déclaré par EDF, hors taxe, hors CTA (contribution tarifaire acheminement) et hors rémanence de l'octroi de mer

<sup>(2)</sup> les recettes brutes de production s'obtiennent en minorant les recettes totales des recettes réseau et de la part des recettes de gestion de la clientèle affectée à l'activité de fourniture (elles contiennent les recettes de commercialisation)

<sup>(3)</sup> les recettes brutes de production doivent être diminuées de la part des recettes issues de la vente des kWh produits dans le cadre des contrats d'achat ou ne donnant pas droit à compensation (liaison Corse-Italie)

<sup>(4)</sup> incluant les recettes correspondant aux services systèmes et aux pertes

<sup>(5)</sup> la part production du tarif de vente est utilisée pour évaluer les surcoûts dus aux contrats d'achat en ZNI

### ***1.3. Surcoûts de production prévisionnels supportés par EDF dans les ZNI***

Les coûts de production prévisionnels retenus par la CRE et la part production dans les recettes prévisionnelles d'EDF s'élevant respectivement à 959,2 M€ et 292,0 M€, le montant des surcoûts de production prévisionnels en 2008 dans les ZNI est égal à **667,2 M€**

## 2. Surcoûts dus aux contrats d'achat

### 2.1. Surcoûts dus aux contrats d'achat

Les contrats d'achat générant des surcoûts pour EDF, et qui font l'objet d'une compensation dans les conditions prévues au I de l'article 5 de la loi du 10 février 2000, seront en 2008 :

- les contrats relevant de l'obligation d'achat (article 10 de la loi précitée) ;
- les contrats conclus ou négociés avant la loi du 10 février 2000 (article 50 de la loi précitée) ;
- les contrats conclus dans les ZNI avec des producteurs indépendants en dehors du cadre des articles 10 et 50 de la loi précitée (article 4-V du décret du 28 janvier 2004) ;
- les contrats de type « appel modulable » concernant des installations dites « dispatchables » (article 48 de la loi précitée) ;
- les contrats conclus à l'issue des appels d'offres (turbine à combustion en Martinique, biomasse/biogaz, éolien terrestre et éolien en mer) lancés par le ministre chargé de l'énergie en 2003 et 2004 en application de l'article 8 de la loi précitée.

En application de l'article 5 de la loi du 10 février 2000, le montant des surcoûts est égal à la différence entre le prix d'acquisition de l'électricité payé en exécution des contrats en cause et :

- en métropole continentale, « les coûts évités à EDF, (...) calculés par référence aux prix de marché de l'électricité » ;
- dans les ZNI, le prix de cette électricité évalué à « la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité » (soit sur la même base que pour les surcoûts de production établis au chapitre précédent).

### 2.2. Coûts dus aux contrats d'achat

#### 2.2.1. Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels (hors ZNI)

L'évaluation des quantités prévisionnelles qui seront achetées en 2008 est établie à partir des montants retenus au titre de 2006 et des évolutions prévues pour 2008, fournies et justifiées par EDF.

L'évaluation prévisionnelle des tarifs d'achat se base sur les hypothèses suivantes :

- pour la cogénération :
  - o pour tous les contrats, aussi bien antérieurs que postérieurs à la loi du 10 février 2000, rémunération du gaz plafonnée à 92,5 % du prix de référence à considérer au titre des coûts d'approvisionnement en gaz d'un cycle combiné de 650 MW au tarif STS en vigueur ;
  - o tarif STS identique à celui en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2008 ;
  - o prise en compte des dispositions introduites par l'article 38 de la loi du 30 décembre 2006 de finances rectificative pour 2006 exonérant les installations de production d'électricité de la taxe intérieure de consommation de gaz naturel (TICGN)<sup>3</sup> ;
  - o nombre d'installations fonctionnant en mode « dispatchable » identique à celui observé en 2006 et durée de fonctionnement moyenne de 312 heures ;
  - o pour les installations n'optant pas pour le mode « dispatchable », durée de fonctionnement moyenne équivalente à celle observée en 2006 (3 000 heures pour l'ensemble des contrats).
- évolution globale des coefficients d'indexation des tarifs d'achat de 2,5% pour l'ensemble des filières.

---

<sup>3</sup> La rémunération du gaz prise en compte dans le tarif d'achat cogénération est égale aux coûts d'approvisionnement en gaz du cycle combiné de référence (et non ceux de l'installation de cogénération). La TICGN, dont le cycle combiné est désormais exonéré, doit être exclue de la rémunération du gaz ainsi calculée.

Pour la cogénération n'optant pas pour le mode « dispatchable », la CRE retient, pour 2008, un tarif d'achat prévisionnel équivalent de 110,4 €/MWh pour les contrats C97<sup>4</sup>, de 115,6 €/MWh pour les contrats C99<sup>4</sup> et de 115,1 €/MWh pour les contrats C01<sup>4</sup>. Ces tarifs sont établis sur la base du tarif effectivement constaté en 2006 (respectivement 106 €/MWh, 112 €/MWh et 109 €/MWh) et des hypothèses exposées ci-dessus.

Pour les installations de type diesels « dispatchables », la CRE a retenu les hypothèses prises par EDF sur la durée de fonctionnement (6,2 GWh sur les trois premiers mois d'hiver et 4,7 GWh sur les deux derniers) et sur le prix d'achat variable (165 €/MWh).

Pour l'hydraulique, la CRE retient un tarif d'achat prévisionnel de 55 €/MWh. Elle considère, par ailleurs, une durée de fonctionnement de 3 100 heures par an pour les contrats antérieurs à la loi et de 3 400 heures pour les autres<sup>5</sup>, conformément aux hypothèses prises les années précédentes.

Pour la filière éolienne, la CRE prend en compte en 2008 :

- pour les contrats E01<sup>6</sup>, une puissance installée de 967 MW à fin 2007, sans évolution ultérieure ;
- aucune évolution pour les contrats EOLE 2005<sup>6</sup> ;
- pour les contrats E06, une augmentation de la puissance installée de 60 MW par mois en 2008, à partir d'une puissance installée prévisionnelle de 1136 MW au 1<sup>er</sup> janvier 2008 ;
- une durée moyenne d'utilisation de 2 200 heures ;
- pour les nouvelles installations (contrats E06<sup>6</sup>), un tarif d'achat moyen de 82 €/MWh, conformément aux nouvelles conditions tarifaires applicables à la filière éolienne prévues par l'arrêté du 10 juillet 2006 ;
- pour les installations existantes, indexation annuelle de 2,5 % des tarifs constatés en 2006.

Les projets retenus dans le cadre des appels d'offres éolien en mer et éolien à terre lancés en 2004 ne sont supposés entrer en service qu'après 2008. Ils ne sont donc pas considérés pour l'établissement de la présente prévision.

Pour les centrales d'incinération, la CRE a considéré un accroissement du parc de 30 MW sur la période 2006-2008. La durée de fonctionnement moyenne de 3 000 h, constatée en 2006, est conservée pour 2008. Compte tenu des coefficients d'indexation applicables et du tarif d'achat observé en 2006 (50 €/MWh), un tarif moyen de 52,5 €/MWh est considéré pour 2008.

Pour la filière biogaz, la CRE prend en compte pour 2008 le développement de 4,2 MW sous les nouvelles conditions d'achat arrêtées le 10 juillet 2006.

Pour la filière biomasse, la CRE prend en compte pour 2008 les projets à base de boue papetière et de liqueurs noires retenus dans le cadre de l'appel d'offres biomasse/ biogaz lancé en 2003 et mis en service en 2007, soit 65 MW.

---

<sup>4</sup> Contrats de cogénération : les contrats de type C97 et C99 sont des contrats conclus ou négociés avant la loi. Les contrats C01 sont des contrats relevant de l'obligation d'achat

<sup>5</sup> Les contrats hydrauliques bénéficiant de l'obligation d'achat (contrats postérieurs à la loi du 10 février 2000) correspondent majoritairement à des installations d'EDF situées sur des cours d'eau plus importants – donc moins sujets aux problèmes d'étiage – que ceux exploités par les producteurs indépendants.

<sup>6</sup> Contrats éoliens : les contrats de type E01 et E06 relèvent de l'obligation d'achat. Les contrats de type EOLE 2005 ont été conclus à l'issue d'un appel d'offre lancé par le ministre chargé de l'énergie.

## Prévisions

Compte tenu de ce qui précède, les quantités et coûts d'achat prévisionnels pour 2008 évalués par la CRE en métropole continentale sont indiqués dans le tableau ci-dessous :

Tableau 3 : quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels pour 2008 (hors ZNI)

	Cogén	Cogén dispatch.	Diesels dispatchables	Hydro	Eolien	Incinération	Biogaz, biomasse et PV	Autres	TOTAL
janv-08	3 014	35	6	554	471	137	38	48	4 302,5
févr-08	2 716	39	6	505	479	125	35	49	3 955,2
mars-08	2 945	30	6	537	490	139	40	55	4 241,6
avr-08	31	0	0	608	514	98	40	53	1 345,4
mai-08	8	0	0	700	411	122	43	25	1 308,5
juin-08	27	0	0	638	411	81	44	10	1 210,7
juil-08	1	0	0	558	416	93	45	8	1 120,6
août-08	20	0	0	445	360	101	45	12	984,3
sept-08	3	0	0	431	398	87	43	14	976,5
oct-08	36	0	0	530	445	95	49	28	1 182,6
nov-08	2 701	2	5	578	553	129	42	53	4 061,7
déc-08	2 904	6	5	623	567	136	42	54	4 337,6
<b>Quantités (GWh)</b>	<b>14 406</b>	<b>113</b>	<b>28</b>	<b>6 707</b>	<b>5 515</b>	<b>1 342</b>	<b>506</b>	<b>409</b>	<b>29 027</b>
Quantités retenues en 2006 (GWh)	14 052	489	43	5 821	2 094	1 987	125	444	25 055
<b>Coût d'achat (M€)</b>	<b>1 596</b>	<b>55</b>	<b>68</b>	<b>378</b>	<b>470</b>	<b>70</b>	<b>51</b>	<b>38</b>	<b>2 727</b>
Coût d'achat retenu en 2006 (M€)	1 457	75	73	321	177	100	8	38	2 250
<b>Coût d'achat unitaire (€/MWh)</b>	<b>110,79</b>	<b>487,16</b>	<b>2 424,10</b>	<b>56,38</b>	<b>85,15</b>	<b>52,48</b>	<b>101,12</b>	<b>93,23</b>	<b>93,93</b>
Coût d'achat unitaire 2006 (€/MWh)	103,70	152,92	1 698,00	55,13	84,65	50,37	64,03	86,26	89,79

PV : photovoltaïque

Autres : centrales thermiques partiellement garanties

Le montant des achats de l'électricité produite par les installations de cogénération sont en hausse entre 2006 et 2008. Cette hausse est due à l'augmentation prévisionnelle des volumes achetés et à l'augmentation du tarif STS au 1<sup>er</sup> janvier 2008.

La hausse des volumes et des montants d'achats prévisionnels en hydraulique (+15% par rapport à 2006) s'explique principalement par la conservation des hypothèses de fonctionnement prises en compte lors des précédentes prévisions<sup>7</sup>. Les nouvelles conditions tarifaires hydrauliques arrêtées le 1<sup>er</sup> mars 2007 n'ont pas d'impact sur les volumes et les montants d'achats, aucun nouveau contrat n'étant prévu en 2008.

Le fort développement de la filière éolienne prévu en raison des nouvelles conditions tarifaires arrêtées le 10 juillet 2006 se traduit par une augmentation du volume de production de 3,5 TWh par rapport à 2006 et par une augmentation simultanée du montant d'achat de près de 300 M€

La baisse significative des quantités produites par la filière incinération s'explique par l'arrivée à échéance de contrats, non compensée par les mises en service de l'ordre de 15 MW par an entre 2006 et 2008.

La très forte hausse des volumes et montants d'achats des filières biogaz, biomasse et photovoltaïque s'explique par :

- la mise en service, en 2007, d'installations utilisant la biomasse pour une puissance de 65 MW ;
- le développement de la filière photovoltaïque à la suite des nouvelles conditions tarifaires avantageuses arrêtées le 10 juillet 2006 (2 à 3 MW supplémentaires par mois en 2008) ;
- la mise en service de nouvelles installations utilisant le biogaz (environ 4 MW en 2008).

Les autres filières connaissent une baisse des volumes et des montants d'achats due à l'arrivée à échéance de certains contrats.

<sup>7</sup> 3100 à 3400 heures de fonctionnement retenues selon les contrats en 2008 contre 2840 heures constatées en moyenne sur 2006.

### 2.2.2. Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels dans les ZNI

Les quantités et coûts d'achat prévisionnels d'EDF dans les ZNI pour l'année 2008 sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 4 : quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels d'EDF dans les ZNI en 2008

	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	SPM	Iles bretonnes	TOTAL
Quantités (GWh)	394,6	809,8	80,6	2,2	1 557,6	0,8	0,0	2 845,6
Rappel quantités 2006 (GWh)	250,6	767,2	61,8	0,4	1 266,8	0,7	0,0	2 347,5
Coût d'achat (M€)	29,5	97,8	15,4	0,2	134,3	0,1	0,0	277,4
Rappel coût d'achat 2006 (M€)	24,0	89,2	7,8	0,03	116,2	0,1	0,0	237,3

La forte augmentation des achats dans certaines ZNI par rapport à 2006 s'explique par :

- l'augmentation de l'énergie soutirée sur l'interconnexion synchrone Sardaigne – Corse (SARCO) ;
- la mise en service, mi-2008, d'une installation fonctionnant à partir de biomasse en Guyane ;
- la mise en service, fin 2006, de la turbine à combustion du Galion en Martinique (2008 correspondant à un exercice en régime établi) ;
- la mise en service d'une nouvelle tranche à la centrale bagasse/charbon du Gol (fin 2006), ainsi que la mise en service d'une installation fonctionnant au biogaz (automne 2008) à La Réunion.

### 2.2.3. Coût du contrôle des installations de cogénération

Le contrôle des installations de cogénération effectué par EDF permet de vérifier leur efficacité énergétique et la correcte application de la rémunération complémentaire facturée par le producteur. Le coût supporté par EDF au titre de ce contrôle doit être compensé, dès lors qu'il découle de l'obligation d'achat

Pour 2008, le montant de ce contrôle est identique à celui constaté en 2006, soit **0,102 M€**

## 2.3. Coûts évités à EDF par les contrats d'achat

### 2.3.1. Coût évité par les contrats d'achat hors ZNI

#### 2.3.1.1. Cas général

La loi du 10 février 2000 dispose que les coûts évités à EDF par les contrats d'achat en métropole continentale sont évalués « *par référence aux prix de marché de l'électricité* ». La CRE retient comme référence de calcul du coût évité, pour chaque trimestre de l'année 2008, le prix du contrat à terme trimestriel pour l'année 2008 du marché boursier français Powernext. Les prix à terme trimestriels retenus correspondent à la moyenne des prix à terme trimestriels évalués aux mois d'octobre, novembre et décembre 2007.

Tableau 5.1 : Prix de marché trimestriels pour 2008

Q1 2008	Q2 2008	Q3 2008	Q4 2008
77,33	51,38	53,42	66,56

Les prix de marché mensuels sur l'année 2008 sont calculés à partir de la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix du mois sur le prix du trimestre correspondant.

En théorie, il faudrait soustraire du coût évité le coût des écarts supportés par EDF du fait de l'imprévisibilité d'une partie de l'obligation d'achat. Mais l'étude de ces écarts a révélé que ceux-ci sont négligeables par rapport aux écarts liés à la consommation. Par conséquent, aucune décote liée à cette imprévisibilité n'est prise en compte pour l'année 2008.

Le coût évité obtenu s'élève à **1 863,6 M€** (hors contrats à différenciation horosaisonnaire, contrats « appel modulable » et cogénérations « dispatchables »). Ce montant est détaillé dans le tableau ci-dessous :

Tableau 5.2 : prix de marché mensuels et coût prévisionnel évité à EDF par les contrats d'achat (hors ZNI) en 2008

(hors contrats horosaisonnalisés, contrats « appel modulable » et cogénérations « dispatchables »)

mois	prix mensuel (€/MWh)	quantités (GWh)	coût évité (M€)
janvier	76,91	4 107	315,9
février	79,23	3 747	296,8
mars	75,85	3 925	297,7
avril	51,96	1 091	56,7
mai	47,15	1 142	53,8
juin	55,04	1 130	62,2
juillet	58,77	1 049	61,6
août	47,71	909	43,4
septembre	53,79	897	48,3
octobre	60,73	1 062	64,5
novembre	73,25	3 948	289,2
décembre	65,70	4 162	273,5
<b>TOTAL</b>		<b>27 168</b>	<b>1 863,6</b>

prix moyen pondéré prévisionnel 2008 (€/MWh)	68,6
rappel prix moyen pondéré prévisionnel 2007 (€/MWh)	63,6
rappel prix moyen pondéré constaté 2006 (€/MWh)	55,1

### 2.3.1.2. Cas particulier des installations bénéficiant d'un contrat horosaisonnalisé

Certaines installations bénéficient de contrats d'achat à différenciation horosaisonnaire, ce qui signifie que la rémunération du producteur par EDF dépend du moment où il produit son électricité. Les périodes horosaisonnaires où le tarif est élevé correspondent sensiblement aux heures où le prix de marché est haut. Il existe, pour ces contrats, une corrélation temporelle entre le volume acheté par EDF et le prix de marché. Le coût évité doit, donc, être calculé par poste horosaisonnier.

Ne pouvant prévoir, pour 2008, les prix de marché horaires et la répartition horaire des volumes achetés, on considère, en première approximation, que le coût évité par ces installations en 2008 a augmenté, par kWh, par rapport à 2006, dans la même proportion que le prix de marché moyen pondéré entre 2006 et 2008 (+ 24,6%).

Le coût évité obtenu est ainsi estimé à **113,5 M€** (pour 1,72 TWh).

### 2.3.1.3. Cas particulier des installations bénéficiant d'un contrat « appel modulable »

Les installations « dispatchables », qui font l'objet de contrat type « appel modulable », devraient représenter, en 2008, une puissance garantie de 720 MW. Leur production prévisionnelle s'élève à 28 GWh. Le principe de calcul du coût évité par ces installations pour 2008 est identique à celui adopté pour 2006 (voir annexe 2 - A.2.2.1.3). Le coût fixe évité par les installations « dispatchables » (34,8 €/kW/an) est, ainsi, évalué à 25,1 M€

La valorisation du coût évité « énergie » s'effectue, quant à elle, suivant la même méthode que celle retenue pour les contrats horosaisonnalisés décrite ci-dessus (i.e. augmentation dans la même proportion que le prix de marché moyen pondéré entre 2006 et 2008, soit + 24,6%). Sur cette base, le coût évité « énergie » par les installations « dispatchables » est évalué à 7,2 M€<sup>8</sup>. Le coût évité total est, donc, de **32,3 M€**

### 2.3.1.4. Cas particulier des installations de cogénération fonctionnant en mode « dispatchable »

Les installations de cogénération fonctionnant en mode « dispatchable » devraient représenter en 2008 une puissance garantie annuelle de 277 MW, pour une production prévisionnelle estimée à 113 GWh. Le principe de calcul du coût évité par ces installations pour 2008 est identique à celui adopté pour 2006 (voir annexe 2 - A.2.2.1.4). Le coût fixe évité par les installations de cogénération en mode « dispatchable » est, ainsi, évalué à 9,6 M€ Le coût évité « énergie », supposé évoluer de façon identique à celui des contrats horosaisonnalisés et contrats de type « appel modulable », est évalué à 9,9 M€<sup>9</sup>. Le coût évité total est, donc, de **19,5 M€**

### 2.3.1.5. Coût total évité à EDF par les contrats d'achat (hors ZNI)

Le coût total évité à EDF par les contrats d'achat en métropole est évalué à **2 028,9 M€** (1 863,6 M€ de coût évité classique + 113,5 M€ de coût évité horosaisonnalisé + 32,3 M€ de coût évité par les installations « dispatchables » + 19,5 M€ de coût évité par les cogénérations fonctionnant en mode « dispatchable »).

## 2.3.2. Coût évité par les contrats d'achat dans les ZNI

Conformément à la loi du 10 février 2000, le coût évité par contrats d'achat dans les ZNI est calculé en valorisant l'électricité achetée par EDF à la part production dans les tarifs de vente aux clients non éligibles. Il s'élève à **122,6 M€**, comme détaillé ci-après :

<sup>8</sup> 28 GWh prévisionnels 2008 contre 43 GWh en 2006 (pour un coût évité « énergie » 2006 évalué à 5,8 M€)

<sup>9</sup> 113 GWh prévisionnels 2008 contre 489,4 GWh en 2006 (pour un coût évité « énergie » 2006 évalué à 34,5 M€)

Tableau 6 : coût prévisionnel évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2008

	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	La Réunion	Saint-Pierre et Miquelon	bretonnes	TOTAL
Quantités achetées (GWh)	394,6	809,8	2,2	80,6	1 557,6	0,8	0,0	2 845,6
Taux de pertes (%)	14,3	10,2	10,0	10,3	9,3	6,4	5,3	
Quantités achetées et consommées (GWh) *	338,1	727,0	2,0	72,3	1 412,5	0,7	0,0	2 552,7
Part production du tarif de vente (€/MWh)	44,5	48,8	47,5	49,3	48,2	52,9	36,9	
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	15,04	35,51	0,09	3,57	68,07	0,04	0,00	122,3

\* les quantités achetées doivent être diminuées de la part correspondant aux pertes, celles-ci étant intégralement prises en compte dans le chapitre sur les surcoûts de production

#### 2.4. Surcoûts prévisionnels dus aux contrats d'achat supportés par EDF

Les surcoûts prévisionnels supportés par EDF résultant des contrats d'achat en 2008 s'élèvent à :

- **698,2 M€** en métropole continentale (2 727 M€ de coût d'achat + 0,102 M€ de contrôle de cogénération – 2 028,9 M€ de coût évité) ;
- **155,1 M€** dans les ZNI (277,4 M€ de coût d'achat – 122,3 M€ de coût évité) ;

soit un total de **853,3 M€**

### 3. Charges dues aux dispositions sociales

La tarification spéciale « produit de première nécessité », appelée par la suite « tarif de première nécessité » (TPN), est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2005. En outre, le décret du 26 juillet 2006 relatif aux services liés à la fourniture prévoit que les clients ayant souscrit le TPN bénéficient de la gratuité de la mise en service et d'une réduction de 80 % sur les frais de déplacement pour impayés. Les pertes de recettes et les frais supplémentaires induits doivent faire l'objet d'une compensation au profit des opérateurs concernés.

Par ailleurs, les charges supportées du fait du TPN permettent aux opérateurs de bénéficier d'une compensation au titre de leur participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité. L'arrêté du 24 novembre 2005 fixe cette compensation à hauteur de 20 % des charges dues au titre du TPN, dans la limite du concours financier de l'opérateur au fonds de solidarité pour le logement.

#### 3.1. Charges dues au « tarif de première nécessité »

##### 3.1.1. Pertes de recettes prévisionnelles dues au TPN

Sur la base des éléments prévisionnels communiqués par EDF, la CRE a pu procéder à une estimation des pertes de recettes que l'entreprise est amenée à supporter en 2008 du fait du TPN. EDF estime à 600 000 le nombre de clients qui auront souscrit ce tarif fin 2007 et à 700 000 fin 2008 (contre 556 000 fin juin 2007), soit 650 000 clients bénéficiaires du TPN en moyenne sur l'année 2008. La perte unitaire moyenne est évaluée à 55 €/client.

En conséquence, la CRE retient pour 2008 une perte de recettes prévisionnelles de **35,8 M€**

### *3.1.2. Surcoûts de gestion prévisionnels*

Les surcoûts de gestion prévisionnels sont évalués, pour 2008, à **7,2 M€**

### *3.1.3. Pertes de recettes dues aux réductions instaurées sur les services liés à la fourniture*

Les pertes de recettes prévisionnelles dues aux dispositions introduites par le décret du 26 juillet 2006 (abattement de 80 % du montant des déplacements pour défaut de paiement et gratuité de la mise en service et de l'enregistrement du contrat) sont établies sur la base d'un taux annuel de mises en service de 20 % et d'une part de 15 % des clients TPN faisant l'objet d'un déplacement pour défaut de paiement. Les prestations offertes ou faisant l'objet d'un abattement sont valorisées sur la base des prix figurant dans le catalogue des prestations ERD du 4 août 2007<sup>10</sup>. Cependant, seules les mises en service nécessitant un déplacement (représentant environ 20 % des mises en service) doivent être valorisées, dans la mesure où les autres sont effectuées gratuitement (énergie immédiate).

Les pertes de recettes dues aux réductions instaurées sur les services liés à la fourniture sont ainsi évaluées à **5,6 M€**

Au total, les charges prévisionnelles supportées par EDF du fait du « tarif de première nécessité » sont évaluées, pour 2008, à **48,6 M€**

## **3.2. Charges dues au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité**

Compte tenu du montant de charges supportées au titre du TPN et des dispositions prévues par l'arrêté du 24 novembre 2005, la compensation à accorder à EDF au titre de sa participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité est de **9,7 M€** (20 % x 48,6 M€). Ce montant est inférieur aux 20 M€ de versements effectués par EDF en 2006 au fonds de solidarité pour le logement.

## **3.3. Charges prévisionnelles dues aux dispositions sociales**

Les charges prévisionnelles à compenser à EDF au titre des dispositions sociales en 2008 s'élèvent à **58,3 M€**

## **B. Charges prévisionnelles supportées par les entreprises locales de distribution au titre de 2008**

Les charges prévisionnelles que les ELD supporteront au titre de 2008 sont :

- les surcoûts dus aux contrats d'achat ;
- les charges dues aux dispositions sociales (TPN, dispositif précarité).

Les ELD prévoyant de supporter en 2008 de telles charges ont transmis à la CRE les données nécessaires à leur évaluation, sous un format conforme aux indications fournies par la CRE.

### **1. Surcoûts dus aux contrats d'achat**

Les types de contrat pour lesquels les ELD prévoient de supporter des charges en 2008 sont :

- les contrats relevant de l'obligation d'achat (article 10 de la loi) ;

---

<sup>10</sup> mise en service : 20€HT ; déplacement pour impayé : 38€HT

- les contrats conclus ou négociés avant la loi du 10 février 2000 (article 50).

Les coûts évités sont calculés par référence aux prix de marché de l'électricité ou par référence aux tarifs de cession, à proportion de la part de l'électricité acquise à ces tarifs dans leur approvisionnement total. Les prix de marché pris en compte pour 2008 sont évalués à partir des prix des contrats à terme pour l'année 2008 (voir paragraphe A.2.3.1.1). En 2008, 7 ELD prévoient de se fournir sur le marché, en partie ou en totalité.

Par ailleurs, les dispositions introduites par la loi du 30 décembre 2005 de finances rectificative pour 2005, qui exonère les installations de production d'électricité de la taxe intérieure de consommation de gaz naturel (TICGN)<sup>11</sup>, ont conduit la CRE, comme pour EDF, à diminuer les montants déclarés par les ELD au titre des coûts d'achat à la filière cogénération.

Le surcoût total prévisionnel dû aux contrats d'achat en 2007 s'élève à **24,5 M€** soit 8,1 M€ de plus par rapport aux charges constatées pour l'année 2006. Cette progression est due à la forte augmentation des quantités achetées prévue en 2008 (634 GWh en 2008 contre 513 GWh en 2006, soit une augmentation de 23,6 % des quantités achetées).

## **2. Charges dues aux dispositions sociales**

Les charges prévisionnelles dues aux dispositions sociales en 2008 s'élèvent à **1,6 M€** en hausse de 29 % par rapport aux charges constatées en 2006. Cette hausse s'explique principalement par l'augmentation du nombre de consommateurs bénéficiant du TPN.

## **3. Charges prévisionnelles totales des ELD au titre de 2008**

Le montant prévisionnel des charges supportées par les ELD au titre de 2008 est de **26,1 M€**

Les principaux éléments du calcul du surcoût pour chaque ELD concernée sont indiqués dans le tableau ci-après :

---

<sup>11</sup> la rémunération du gaz prise en compte dans le tarif d'achat cogénération est égale aux coûts d'approvisionnement en gaz du cycle combiné de référence (et non ceux de l'installation de cogénération). La TICGN, dont le cycle combiné est désormais exonéré, doit être exclue de la rémunération du gaz ainsi calculée.

Tableau 8 : charges prévisionnelles des ELD au titre de 2008

ELD	Charges dues aux contrats d'achats					Charges sociales	Charges prévisionnelles au titre de 2008
	quantité achetée <sup>1</sup>	coût d'achat	coût évité	Exclusion TICGN	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€	k€		
Electricité de Strasbourg <sup>2</sup>	188 875,0	14 042,9	6 987,4	0,0	7 055,5	443,5	7 499,0
Gaz et électricité de Grenoble <sup>2</sup>	133 276,5	12 655,0	5 422,7	-313,6	6 918,7	94,4	7 013,1
S.I.C.A.P Phitiviers	44 000,0	3 671,4	1 350,7	0,0	2 320,7	6,7	2 327,4
Usine d'électricité de Metz <sup>2</sup>	70 854,7	4 110,2	2 636,2	-0,2	1 473,8	69,9	1 543,7
Sorégies <sup>2</sup>	21 439,8	1 779,4	586,1	0,0	1 193,3	76,0	1 269,3
Régie du syndicat électrique intercommunal du Pays Chartrain <sup>2</sup>	56 228,0	2 510,1	1 616,0	0,0	894,0	20,1	914,1
Energie Développement Services du Briançonnais	34 803,0	1 686,7	789,4	0,0	897,3	1,8	899,1
Régie communale du câble et d'électricité de Montataire	10 721,0	1 194,1	409,1	-25,7	759,3	19,5	778,8
Energies services Creutzwald	12 022,0	1 171,4	530,1	-27,2	614,1	17,5	631,5
Régie municipale gaz électricité de Carmaux	7 055,3	697,2	279,5	-16,0	401,7	10,4	412,1
Usines municipales d'Erstein	5 706,0	439,6	171,3	-8,1	260,2	3,9	264,1
Coopérative d'électricité de Saint Martin de Londres	6 049,0	418,3	200,4	0,0	217,9	38,2	256,1
Régie municipale d'électricité de La Bresse	6 949,0	453,8	252,0	0,0	201,8	1,3	203,1
Régie municipale d'électricité de Valloire	6 475,0	295,1	97,8	0,0	197,3	0,0	197,3
Régie municipale d'énergie électrique de Quillan	4 146,0	312,6	130,4	0,0	182,1	12,7	194,8
Régie de Villard Bonnot	8 269,0	415,7	236,2	0,0	179,5	4,5	184,0
S.I.C.A.E de Ray-Cendrecourt	3 004,0	234,0	71,7	0,0	162,3	13,7	176,1
Régie d'électricité de Loos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	145,8	145,8
Régie d'électricité de Saverdun	3 302,0	173,7	59,9	0,0	113,8	13,7	127,5
S.I.C.A.E de Precy Saint Martin	2 615,5	180,4	62,9	0,0	117,5	1,5	119,0
Société d'électrification du Carmausin	2 452,3	155,1	67,7	0,0	87,4	4,2	91,6
Régie d'Elbeuf	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	88,7	88,7
Vialis	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	62,6	62,6
Régie communale d'électricité d'Uckange	710,0	73,7	30,1	-1,6	42,0	8,3	50,3
Energies services Lavour	1 770,2	106,3	64,1	0,0	42,2	4,1	46,3
Autres ELD <sup>3</sup>	4 079	237	128,8	0,0	108	469,3	577
<b>TOTAL</b>	<b>634 802</b>	<b>47 014</b>	<b>22 181</b>	<b>-392</b>	<b>24 440</b>	<b>1 632</b>	<b>26 073</b>

<sup>1</sup> nette du surplus revendu à EDF

<sup>2</sup> ELD ayant exercé son éligibilité et s'approvisionnant en tout ou partie sur le marché

<sup>3</sup> Total pour 61 ELD ayant chacune déclaré des charges d'un montant inférieur à 40 k€

## C. Charges prévisionnelles supportées par Electricité de Mayotte au titre de 2008

Les charges prévisionnelles de service public de l'électricité supportées par Électricité de Mayotte (EDM) correspondent à des surcoûts de production consécutifs à l'initialisation, en 2003, de la péréquation tarifaire à Mayotte et à des surcoûts d'achat imputables au développement de projets de production indépendants. Les dispositions sociales prévues par la loi du 10 février 2000 ne sont, quant à elles, pas applicables à Mayotte.

Les surcoûts de production sont égaux à la différence entre « *le coût de production normal et complet, pour le type d'installation de production considéré* » et « *le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du tarif de vente, pour la part relative à la production, aux clients non éligibles* ». Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2007, les tarifs de vente mahorais sont alignés sur les tarifs de la métropole. L'année 2008 constitue, donc, une année de régime établi pour la péréquation tarifaire.

### 1. Surcoûts de production à Mayotte

#### 1.1. Coûts de production

Le montant prévisionnel des coûts de production d'EDM est évalué, pour 2008, à **44,9 M€** dont plus de 60 % au titre des combustibles (28,9 M€). Ce montant est établi sur la base d'un prix du fioul domestique livré de 550 €/m<sup>3</sup> et d'une hausse de la consommation de 23 % par rapport à 2006. Ces coûts incluent les frais de commercialisation prévisionnels qu'EDM envisage d'engager au titre d'actions relatives à la maîtrise de la demande d'électricité. Un taux de pertes prévisionnel de 10 % a été considéré.

Le décret du 25 juillet 2007 adapte à Mayotte certaines dispositions du statut national du personnel des industries électriques et gazières. Néanmoins, le II de l'article premier précise, qu'un « *arrêté commun des ministres chargés de l'outre-mer, de l'énergie et du travail, et, le cas échéant, de la protection sociale agréé ces accords, leurs avenants et annexes* ». En l'absence de cet arrêté, les dispositions précitées ne sont pas prises en compte pour l'établissement des charges prévisionnelles supportées par EDM en 2008.

## ***1.2. Recettes de production prévisionnelles***

Les recettes de production prévisionnelles d'EDM en 2008 sont obtenues en retranchant du chiffre d'affaires prévisionnel, issu de la vente d'électricité aux tarifs de vente réglementés aux clients non éligibles, les recettes de distribution prévisionnelles et les recettes prévisionnelles relatives à la gestion de la clientèle, puis en ajoutant les recettes prévisionnelles liées à la vente des pertes et des services systèmes (les surcoûts de production dus à leur fourniture devant être compensés).

### ***1.2.1. Recettes de distribution prévisionnelles***

L'article 54 de la loi du 7 décembre 2006 prévoit que la part réseau dans les tarifs réglementés de vente est égale aux coûts de réseau à Mayotte. Les coûts de réseau à Mayotte étant supérieurs à la part réseau calculée avec le TURP 2, cette disposition entraîne une diminution de la part production dans les tarifs réglementés de vente à Mayotte, celle-ci étant égale au tarif réglementé de vente, minoré de la part réseau et des recettes de gestion clientèle.

En alignant les seuls tarifs de vente mahorais sur les tarifs métropolitains et en imposant, à Mayotte, une diminution artificielle de la part production de ces tarifs métropolitains, les dispositions introduites établissent un système de subventions croisées à Mayotte entre activités de production et de distribution, au détriment de la CSPE. Le montant de cette subvention est évalué pour 2008 à 0,5 M€

L'application de ces dispositions au bénéfice d'EDM apparaît, donc, contraire aux principes de séparation comptable prévus par l'article 25 de la loi du 10 février 2000 (tenue de comptabilités séparées pour les opérateurs intégrés), ainsi qu'aux règles fixées par l'article 3 de la Directive européenne du 26 juin 2003 en matière de financement des obligations de service public (absence de discrimination).

Les surcoûts de réseaux d'EDM par rapport au TURP 2 (0,5 M€) devraient être pris en charge par le fonds de péréquation de l'électricité (FPE) et non par la CSPE.

Les recettes de distribution prévisionnelles d'EDM, égales aux coûts de distribution et incluant donc les surcoûts par rapport au TURP 2, sont évaluées, pour l'année 2008, à **7,0 M€**

### ***1.2.2. Recettes de gestion de la clientèle prévisionnelles***

Les recettes prévisionnelles de gestion de la clientèle perçues par EDM-fournisseur sont calculées à partir de la recette unitaire par client perçue par le fournisseur établie à partir des barèmes TURP 2 et de la règle selon laquelle 80 % de la gestion de la clientèle est affectée au fournisseur et 20 % au gestionnaire du réseau de distribution.

Les recettes prévisionnelles de gestion de la clientèle d'EDM-fournisseur s'établissent, dès lors, pour 2008, à **1,1 M€**

Ainsi, les recettes totales prévisionnelles d'EDM en 2008 s'élevant à 17,4 M€ les recettes de production prévisionnelles, incluant celles provenant de la vente des pertes et des services systèmes, s'établissent à 10,5 M€:

Recettes totales 2008	17,4 M€
- recettes distribution 2008	- 7,0 M€
	<hr/>
	10,4 M€
- recettes gestion de la clientèle 2008	- 1,1 M€
	<hr/>
	9,3 M€
Part EDM dans les recettes de production	9,3 M€
+ recettes vente pertes et services systèmes 2008	+ 1,2 M€
	<hr/>
<b>Recettes de production prévisionnelles 2008</b>	<b>10,5 M€</b>

### 1.3. Surcoûts de production prévisionnels

Les coûts et recettes prévisionnels d'EDM pour 2008 étant respectivement de 44,9 M€ et 10,5 M€, le montant prévisionnel des surcoûts de production d'EDM pour 2008 est donc estimé à **34,4 M€**

Compte tenu de l'importante augmentation de consommation prévue à Mayotte pour 2008 (+ 23 % par rapport à 2006), dont les effets sur les charges de service public sont accentués par l'augmentation du prix des combustibles, la CRE, comme en 2007, encourage EDM à poursuivre et intensifier ses actions de maîtrise de la demande d'électricité engagées en 2005.

## 2. Surcoûts dus aux contrats d'achat

Les surcoûts dus aux contrats d'achat sont égaux à la différence entre « le prix d'acquisition de l'électricité pour l'exécution du contrat » et « le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du tarif de vente, pour la part relative à la production, aux clients non éligibles ».

EDM prévoit, en 2008, l'achat d'électricité d'origine photovoltaïque produite par des tiers. Le volume d'achat prévisionnel retenu par la CRE s'élève à 2,11 GWh, pour un coût d'achat prévisionnel de 0,91 M€

La part production prévisionnelle dans les tarifs de vente 2008 étant estimée à 52,9 €/MWh, le surcoût prévisionnel imputable aux contrats d'achat est évalué à **0,81 M€** comme suit :

<b>Coûts d'achat 2008</b>	<b>0,91 M€</b>
Quantités achetées 2008	2,11 GWh
Taux de pertes 2008	10 %
Quantités achetées et consommées <sup>12</sup>	1,90 GWh
Part production du tarif de vente 2008	52,9 €/MWh
	<hr/>
<b>Recette de production issue des quantités achetées</b>	<b>0,10 M€</b>
<b>Surcoût dû aux contrats d'achat 2008</b>	<b>0,81 M€</b>

## 3. Charges totales prévisionnelles d'EDM au titre de 2008

Au total, les charges prévisionnelles d'EDM au titre de 2008 sont évaluées à **35,2 M€** (34,4 M€ au titre des surcoûts de production + 0,8 M€ au titre des contrats d'achat).

<sup>12</sup> les quantités achetées doivent être diminuées de la part correspondant aux pertes, celles-ci étant intégralement prises en compte dans le calcul des surcoûts de production

#### D. Charges prévisionnelles de service public au titre de 2008

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'électricité au titre de 2008 est évalué à **1 640,1 M€** réparti comme suit :

	Charges prévisionnelles au titre de 2008 (M€)	Charges constatées au titre de 2006 (M€)	Principales justifications des variations 2006-2008
<b>EDF</b>	<b>1578,8</b>	<b>1497,6</b>	
Surcoûts contrats d'achat (hors ZNI)	698,2	824,2	Développement de l'éolien (+3,5 TWh) mais très forte hausse des prix de marché (+24,6%)
Surcoûts ZNI	822,3	640,2	
<i>Surcoûts de production</i>	667,2	501,4	Augmentation de la consommation et du coût des combustibles
<i>Surcoûts d'achat</i>	155,1	138,8	Entrée en service de nouveaux moyens de production
Charges sociales	58,3	33,2	Développement du tarif de première nécessité
<b>ELD</b>	<b>26,1</b>	<b>17,6</b>	
Surcoûts contrats d'achat	24,5	16,4	Augmentation des achats (éolien en particulier) et régime établi pour les conditions tarifaires du 10/07/06
Charges sociales	1,6	1,2	Développement du tarif de première nécessité
<b>EDM</b>	<b>35,2</b>	<b>19,8</b>	
			Fin de la péréquation tarifaire, augmentation du prix des combustibles et hausse de la consommation (+ 23%)
<b>Total</b>	<b>1 640,1</b>	<b>1 535,0</b>	