

Annexe 1

Charges prévisionnelles au titre de l'année 2010 (CP'₁₀)

L'évaluation du montant prévisionnel des charges de service public de l'électricité au titre de l'année 2010 a été réalisée à partir de la comptabilité appropriée fournie par les opérateurs ayant supporté de telles charges en 2008, et à partir de données détaillées transmises par ceux prévoyant de supporter des charges en 2010.

La CRE rappelle que les évaluations formulées ci-dessous comportent des incertitudes inhérentes à tout exercice de prévision, dont les principaux facteurs sont les suivants :

- variation de la consommation dans les zones non interconnectées ;
- 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. Compte tenu de l'évolution de la méthode de calcul du coût évité par l'obligation d'achat, la prééminence de ce facteur tend toutefois à être atténuée (voir paragraphe 2.3.1) ;
- nombre de clients ayant droit à la tarification spéciale « produit de première nécessité ».

Avertissement

Tous les résultats sont arrondis à une décimale (la plus proche) dans le corps du document. Toutefois, les résultats finals utilisent uniquement des valeurs intermédiaires exactes non arrondies. De ce fait, il peut parfois survenir un très léger écart entre la somme des valeurs intermédiaires et les valeurs finales.

A. Charges prévisionnelles supportées par EDF au titre de 2010

1. Surcoûts de production dans les zones non interconnectées¹

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 essentiellement dans les ZNI aux actions de maîtrise de la demande d'électricité engagées par les fournisseurs (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 2010².

¹ Corse, DOM, Saint-Martin, Saint-Barthélemy, Saint-Pierre et Miquelon et îles bretonnes des Glénans, Ouessant, Molène et Sein

² qui intègre les recettes issues des tarifs réglementés de vente relatives à la commercialisation

1.1. Coûts de production prévisionnels dans les ZNI

La prévision est établie sur la base d'une hausse moyenne de la consommation de 5,7 % entre 2008 et 2010 (inflexion de 1,1 point par rapport à la hausse entre 2007 et 2009, prévue en 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 **939,5 M€** répartis comme suit :

Tableau 1.1 : coûts de production prévisionnels d'EDF dans les ZNI en 2010

	Nature de coûts (M€)	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	SPM + îles bretonnes	Total 2010	Total 2008	Evolution 2008-2010 (%)
Coûts variables (M€)	achats de combustibles hors taxes	89,3	110,0	111,9	34,9	40,9	12,1	399,1	399,8	-0,2%
	personnel, charges externes et autres achats	41,1	45,2	43,4	29,0	25,9	5,4	190,0	186,4	1,9%
	impôts et taxes	7,5	11,6	16,7	21,5	14,9	0,0	72,2	71,8	0,6%
	coûts de commercialisation	2,4	4,1	4,7	1,5	8,9	0,1	21,7	11,3	92,3%
	coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	4,6	4,3	5,6	1,7	1,3	0,0	17,5	17,5	0,0%
Coûts fixes (M€)	charges financières	26,6	10,1	14,5	26,5	19,5	0,5	97,7	90,9	7,5%
	amortissements	15,8	16,8	19,7	9,2	10,5	0,8	72,8	75,6	-3,7%
	frais de structure, de siège et support	12,4	14,6	13,1	11,8	16,6	0,0	68,5	62,3	9,8%
Coût total (M€)		199,7	216,6	229,5	136,1	138,6	19,0	939,5	915,6	2,6%

Les coûts de production prévisionnels pour 2010 dans les ZNI sont en faible augmentation par rapport à 2008. Comme le tableau 1.1 l'indique, le montant des achats de combustibles, qui constituent le principal poste de dépenses, reste constant malgré l'augmentation de la consommation. Cette situation s'explique par une nette diminution du prix des combustibles

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 hausse des coûts liés à l'acquisition de quotas d'émission de CO₂, fait suite à la mise en œuvre du PNAQ2³ qui voit le nombre de quotas alloués gratuitement se réduire de façon significative. La valorisation prévisionnelle des quotas d'émission de CO₂ acquis par EDF sur le marché est réalisée à partir de la moyenne des prix à terme 2010 évalués entre le 1^{er} janvier 2009 et le 31 juillet 2009 sur le marché boursier BlueNext (13,4 €/tCO₂ sur cette période).

Les charges financières sont en hausse, en raison de nouveaux investissements de production, notamment en Corse et à Saint-Barthélemy.

1.2. Recettes de production prévisionnelles dans les ZNI

Les recettes de production prévisionnelles dans les ZNI en 2010 sont établies à partir du chiffre d'affaires prévisionnel issu du tarif de vente réglementé 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 (cf. paragraphe A.3). Elles sont obtenues en retranchant du chiffre d'affaires les recettes de distribution issues du tarif national d'utilisation des réseaux (qui tiennent compte du nouveau tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité qui est entré en vigueur le 1^{er} août 2009) ainsi que 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).

³ Plan national d'allocation des quotas pour la période 2008-2012

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

- hausse moyenne de la consommation de 5,7 % entre 2008 et 2010, la hausse dans chaque ZNI étant uniformément répartie sur l'ensemble des catégories tarifaires ;
- taux de pertes moyen quasi constant entre 2008 et 2010, passant de 10,8 % à 10,6 % ;
- recettes réseau en augmentation suivant le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité entré en vigueur le 1^{er} août 2009 ;
- prise en compte du mouvement tarifaire national intervenu le 15 août 2009 (+ 1,9 % sur les tarifs bleus, + 4 % pour les tarifs jaunes et + 5 % sur les tarifs verts).

Sur ces bases, les recettes de production prévisionnelles dans les ZNI en 2010 s'élèvent à **325,5 M€**, réparties comme suit :

Tableau 1.2 : recettes de production prévisionnelles dans les ZNI en 2010

	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	La Réunion	Saint-Pierre et Miquelon	Iles bretonnes	TOTAL
chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité aux tarifs de vente ⁽¹⁾ (M€)	164,5	157,1	59,9	130,4	221,3	4,0	0,7	738,0
recettes réseau (M€)	66,7	58,0	20,4	46,2	79,8	1,4	0,3	272,7
recettes gestion de la clientèle (M€)	7,3	7,0	1,8	5,9	10,4	0,1	0,1	32,6
recettes brutes de production ⁽²⁾ (M€)	90,6	92,1	37,7	78,3	131,1	2,5	0,4	432,6
part des recettes à considérer ⁽³⁾ (M€)	56,7	52,3	36,3	71,5	49,3	2,5	0,4	268,9
recettes de production totales⁽⁴⁾ (M€)	72,2	65,0	41,2	80,7	63,3	2,7	0,4	325,5
part production du tarif de vente ⁽⁵⁾ (€/MWh)	49,32	54,07	52,89	54,90	54,02	59,11	39,57	-

(1) le chiffre d'affaires indiqué correspond au chiffre d'affaires total déclaré par EDF, hors taxe, hors CTA (contribution tarifaire acheminement), hors rémanence de l'octroi de mer, y compris aux agents

(2) 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 (les recettes brutes de production incluent les recettes de commercialisation)

(3) 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, traités au chapitre 2, ou ne donnant pas droit à compensation (liaison Corse-Italie)

(4) incluant les recettes correspondant aux services systèmes et aux pertes

(5) 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 939,5 M€ et 325,5 M€, le montant des surcoûts de production prévisionnels au titre de 2010 dans les ZNI est égal à **614,0 M€**

2. Surcoûts dus aux contrats d'achat

2.1. Surcoûts dus aux contrats d'achat

Les surcoûts d'achat prévisionnels supportés par EDF en 2010 sont dus aux contrats d'achat suivants :

- les contrats relevant de l'obligation d'achat (article 10 de la loi du 10 février 2000) ;
- les contrats issus des appels d'offres (article 8 de la loi précitée) ;
- les contrats conclus ou négociés avant la loi du 10 février 2000 (article 50 de la loi) ;
- les contrats conclus dans les ZNI avec des producteurs indépendants en dehors du cadre des articles 8, 10 et 50 de la loi précitée (V de l'article 4 du décret du 28 janvier 2004) ;
- les contrats de type « appel modulable » concernant des installations dites « dispatchables » (article 48 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 2009 est établie à partir des montants retenus au titre de 2008 et des évolutions prévues pour 2010, fournies et justifiées par EDF.

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

- pour la cogénération :
 - 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 ;
 - tarif STS au 1^{er} octobre 2009, incluant la TICGN ;
 - prise en compte des dispositions introduites par l'article 135 de la loi de finances rectificative pour 2008 du 30 décembre 2008, intégrant la taxe intérieure de consommation de gaz naturel dans la rémunération de l'électricité produite par les installations de cogénération ;
 - nombre d'installations fonctionnant en mode « dispatchable » tenant compte des installations ayant quitté ce mode de fonctionnement et durée de fonctionnement moyenne de 240 heures ;
 - pour les installations n'optant pas pour le mode « dispatchable », durée de fonctionnement moyenne équivalente à 3 600 heures et prise en compte des contrats arrivant à échéance ainsi que des dispositions de l'arrêté du 14 décembre 2006, qui permet, sous réserve de travaux de rénovation, de bénéficier des tarifs d'obligation d'achat définis à l'annexe 1 de l'arrêté du 31 juillet 2001 ou des dispositions correspondantes.
- Aucune indexation des tarifs d'achat par rapport à 2008.

Pour la cogénération n'optant pas pour le mode « dispatchable », la CRE retient, pour 2010, un tarif d'achat prévisionnel équivalent de 107,0 €/MWh pour les contrats C97⁴, de 111,9 €/MWh pour les contrats C99⁴ et de 102,7 €/MWh pour les contrats C01⁴. Ces tarifs sont établis sur la base du tarif effectivement constaté en 2008 (respectivement 117,1 €/MWh, 123,9 €/MWh et 121,7 €/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 (3,8 GWh sur les trois premiers mois d'hiver et 2,2 GWh sur les deux derniers). Le prix d'achat variable a été évalué à 144 €/MWh, en nette diminution par rapport aux chiffres constatés en 2008 (- 21 %) sous l'effet d'une détente des prix des produits pétroliers dont le coût représente une part prépondérante du prix variable de ces installations.

Pour l'hydraulique, la CRE retient, pour chaque type de contrat, le tarif moyen constaté sur 2008 ainsi qu'une durée de fonctionnement égale à celle observée en 2008 pour chaque type de contrat.

Pour la filière éolienne, la CRE retient pour 2010 :

- pour les contrats E01⁵, une puissance installée de 1 025 MW sans évolution ultérieure ;
- aucune évolution pour les contrats EOLE 2005⁵, par rapport à la puissance actuelle de 34 MW ;
- aucune évolution pour les contrats E06 par rapport à la puissance actuelle de 1 450 MW, l'arrêté du 10 juillet 2006 ayant été annulé par le Conseil d'Etat ;
- le développement de nouvelles installations dans le cadre du contrat E08 introduit à la suite de l'arrêté du 17 novembre 2008 complété par l'arrêté du 23 décembre 2008. La CRE retient un flux de mises en service d'environ 64 MW par mois ;
- une durée moyenne d'utilisation d'environ 2 200 heures ;
- la production en année complète d'une installation lauréate de l'appel d'offres de 2004 pour une puissance de 50 MW ;
- pour les installations existantes, les tarifs moyens constatés sur 2008 ;
- le tarif d'achat prévisionnel moyen est de 84,2 €/MWh.

Pour les centrales d'incinération, la CRE a considéré un accroissement du parc de 20 MW sur l'année 2010. La durée de fonctionnement retenue est d'environ 6 000 heures, variable selon les filières, et identique à celle constatée en 2008. Compte tenu du tarif d'achat observé en 2008, et de la nette baisse des indices utilisés dans l'indexation des contrats entre octobre 2008 et juin 2009, un tarif moyen de 49,6 €/MWh est retenu pour 2010.

Pour la filière biogaz, la CRE prend en compte, pour 2010, la mise en service de 24 MW aux conditions d'achat arrêtées le 10 juillet 2006.

Pour la filière biomasse, la CRE prend en compte, pour 2010, la mise en service de 200 MW, faisant suite aux candidatures retenues à l'issue des appels d'offres lancés par le ministre chargé de l'énergie en 2003 et 2007.

Pour la filière photovoltaïque, la CRE retient la mise en service d'environ 12 MW par mois sur l'année 2010, aux conditions tarifaires précisées dans l'arrêté du 10 juillet 2006. Le développement très rapide du nombre d'installations, dont plusieurs de forte puissance, conduit à estimer la puissance installée fin 2010 à 320 MWh pour un productible annuel de 247 GWh.

⁴ 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

⁵ Contrats éoliens : les contrats de type E01, E06 et E08 relèvent de l'obligation d'achat. Les contrats de type EOLE 2005 ont été conclus à l'issue d'un appel d'offres lancé par le ministre chargé de l'énergie.

Prévisions

Compte tenu de ce qui précède, les quantités et coûts d'achat prévisionnels pour 2010 évalués par la CRE en métropole continentale sont indiqués dans le tableau 1.3.

Tableau 1.3 : quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels pour 2010 (hors ZNI)

	Cogénération	Cogénération dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres ⁽¹⁾	TOTAL
Janvier	2 689,8	13,6	3,8	561,5	1 008,2	237,5	52,1	37,1	5,0	33,6	4 642,4
Février	2 610,0	13,6	3,8	512,2	865,8	238,3	53,0	41,2	9,4	35,8	4 383,1
Mars	2 600,8	13,0	3,8	544,4	879,2	239,1	53,9	45,2	16,1	36,2	4 431,9
Avril	0,0	0,0	0,0	617,4	772,4	240,0	54,8	49,3	23,1	34,0	1 790,9
Mai	0,0	0,0	0,0	710,4	679,4	240,8	55,7	53,3	27,9	33,8	1 801,2
Juin	0,0	0,0	0,0	647,8	574,5	241,6	56,6	57,4	32,0	33,3	1 643,2
Juillet	0,0	0,0	0,0	567,5	564,9	242,5	57,4	61,4	35,5	33,3	1 562,6
Août	0,0	0,0	0,0	452,9	573,0	243,3	58,3	65,5	32,0	33,3	1 458,4
Septembre	0,0	0,0	0,0	438,7	664,1	244,2	59,2	69,5	27,3	33,4	1 536,5
Octobre	0,0	0,0	0,0	539,6	869,7	245,0	60,1	73,6	19,5	34,4	1 841,9
Novembre	2 559,9	12,4	2,2	588,5	1 023,9	245,8	61,0	77,7	10,6	30,4	4 612,3
Décembre	2 464,1	12,4	2,2	635,3	1 181,8	246,7	61,9	81,7	8,2	30,3	4 724,4
Quantités (GWh)	12 924,7	65,0	15,9	6 816,3	9 656,9	2 904,8	683,9	712,9	246,6	401,9	34 428,9
<i>Quantités retenues en 2008 (GWh)</i>	<i>13 611,3</i>	<i>357,7</i>	<i>20,1</i>	<i>6 739,7</i>	<i>5 144,7</i>	<i>2 379,7</i>	<i>426,9</i>	<i>335,8</i>	<i>19,0</i>	<i>408,1</i>	<i>29 443,1</i>
Coût d'achat (M€)	1 377,7	49,3	34,0	390,1	812,9	144,2	55,8	80,7	120,1	40,8	3 105,6
<i>Coût d'achat retenu en 2008 (M€)</i>	<i>1 634,6</i>	<i>76,8</i>	<i>64,3</i>	<i>383,7</i>	<i>432,4</i>	<i>124,1</i>	<i>32,9</i>	<i>32,1</i>	<i>8,4</i>	<i>42,0</i>	<i>2 831,2</i>
Coût d'achat unitaire (€/MWh)	106,6	758,7	2 138,8	57,2	84,2	49,6	81,6	113,1	487,0	101,6	90,2
<i>Coût d'achat unitaire en 2008 (€/MWh)</i>	<i>120,1</i>	<i>214,7</i>	<i>3 193,9</i>	<i>56,9</i>	<i>84,0</i>	<i>52,1</i>	<i>77,1</i>	<i>95,7</i>	<i>439,7</i>	<i>102,9</i>	<i>96,2</i>

* Autres = centrales thermiques à fourniture partiellement garantie

Le montant des achats de l'électricité produite par les installations de cogénération est en nette diminution, due à un repli de la production attendue (sorties de l'obligation d'achat de plusieurs installations aux cours de l'année 2010), et une baisse du tarif STS, en particulier entre octobre 2008 et octobre 2009 (valeur utilisée pour le calcul des charges prévisionnelles).

Les volumes prévisionnels d'achat à la filière hydraulique sont en augmentation entre 2008 et 2010. Une valeur proche de la durée de fonctionnement observée en 2008 a été utilisée pour évaluer les volumes prévisionnels. Les montants d'achats sont également en légère augmentation (effet mécanique).

La filière éolienne poursuit son fort développement avec une production estimée à 9,7 TWh, soit une augmentation de 88 % par rapport à 2008. Corrélativement, le montant d'achat augmente de 88 % entre 2008 et 2010. La puissance installée fin 2010 devrait s'élever à près de 4,8 GW.

La très forte hausse des volumes d'achats aux filières biomasse et biogaz (respectivement + 112 % et + 60 % par rapport à 2008) et des montants correspondants (respectivement +151 % et + 69 %) s'explique par :

- le développement des installations de production d'électricité à partir de biomasse faisant suite aux appels d'offres de 2004 et 2006 (+ 200 MW) ;
- la mise en service de nouvelles installations utilisant le biogaz pour une puissance de 24 MW, s'accompagnant de conditions tarifaires plus avantageuses (arrêté du 10 juillet 2006).

Quant à la filière photovoltaïque, la production est multipliée par treize entre 2008 et 2010. Les montants d'achat augmentent donc très significativement entre 2008 et 2010 (multiplication par quatorze).

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 2010 sont présentés dans le tableau 1.4.

Tableau 1.4 : quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels d'EDF dans les ZNI en 2010

	Interconnexion (SARCO)	Hydraulique	Eolien	Bagasse/charbon	Incinération	Géothermie	Photovoltaïque	Biogaz	Biomasse	Thermique	TOTAL
Corse	361,0	44,0	31,0	0,0	0,0	0,0	21,0	3,0	0,0	0,0	460,0
Guadeloupe	0,0	20,1	52,1	420,0	0,0	85,5	9,0	0,6	1,5	250,0	838,9
Martinique	0,0	0,0	1,5	0,0	29,0	0,0	31,7	0,0	0,0	76,5	138,7
Guyane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	21,2	0,0	7,8	0,0	29,1
La Réunion	0,0	6,9	15,7	1 612,0	0,0	0,0	49,9	7,2	0,0	0,0	1 691,6
Saint-Pierre et Miquelon	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8
Iles bretonnes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Quantités (GWh)	361,0	71,0	101,0	2 032,1	29,0	85,5	132,8	10,8	9,3	326,5	3 159,1
Quantités retenues en 2008 (GWh)	275,0	75,6	97,4	1 951,2	31,0	89,3	16,7	0,0	0,0	280,9	2 817,0
Coût d'achat (M€)	30,2	4,8	9,2	234,3	1,9	8,9	53,9	1,2	1,2	64,7	410,2
Coût d'achat retenu en 2008 (M€)	26,8	5,2	9,3	246	1,9	9,3	6,4	0,0	0,0	63,1	367,8

La nette augmentation des volumes et des montants d'achats dans les ZNI par rapport à 2008 s'explique essentiellement par le très fort développement de la filière photovoltaïque : multiplication par près de 8 de la production et par plus de 8 du coût d'achat.

Bien que le prix du charbon soit en recul par rapport à 2008, l'augmentation du coût d'acquisition des quotas d'émission de gaz à effet de serre couplé à la production supplémentaire prévisionnelle des centrales fonctionnant à la bagasse et au charbon conduit, pour cette filière, à un coût d'achat relativement proche de celui observé en 2008.

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 2010, le montant de ce contrôle est identique à celui constaté en 2008, soit **0,1 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* ».

Dans sa délibération du 25 juin 2009, la CRE a fixé de nouveaux principes de calcul du coût évité par les contrats d'achat en distinguant la production considérée comme quasi-certaine de la production aléatoire. Le coût évité par la première est calculé en utilisant les prix de marché à terme observés sur EEX Power Derivatives. Quant au coût évité par la seconde, il continue d'être calculé en référence aux prix de marché *day-ahead* ou, pour une prévision, en référence à la moyenne des prix à terme trimestriels évalués aux mois de juin, juillet et août 2009.

Coût évité par la production quasi-certaine :

La puissance quasi-certaine de référence est indiquée dans le tableau 1.5. Toutefois, compte tenu de la date d'entrée en vigueur des nouveaux principes de calcul du coût évité (1^{er} juillet 2009), il est nécessaire d'adapter cette puissance pour 2010 (tableau 1.6)⁶.

⁶ Pour plus de détails, voir le paragraphe 2.3 de la délibération de la CRE du 25 juin 2009 : <http://www.cre.fr/fr/content/download/8733/154052/file/090625Evolutioncalculcoutelectriciteobligationachat.pdf>

Tableau 1.5 : puissance quasi-certaine de référence

	Puissance quasi-certaine (MW)
Ruban de base	700
Surplus de production Q1 ⁷	3 600
Surplus de production M11 et M12 ⁸	3 600

Tableau 1.6 : puissance quasi-certaine retenue pour 2010

	Puissance quasi-certaine (MW)
Ruban de base	175
Surplus de production Q1	1 800
Surplus de production M11 et M12	3 600

Les cotations des produits à terme utilisés pour calculer le coût évité par le surplus de production observé sur les mois de novembre et décembre étant indisponibles lors de la prévision de charges, le coût évité par cette production quasi-certaine est calculé de la même manière que le coût évité par la production aléatoire.

Tableau 1.7 : Prix de marché retenus pour 2010

Ruban	Q1	M11	M12
52,06	58,35	63,41	56,78

Ainsi, le coût évité par la production quasi-certaine, correspondant à 10,7 TWh, est de **623,1 M€**

Coût évité par la production aléatoire :

Les prix à terme trimestriels retenus correspondent à la moyenne des prix à terme trimestriels évalués aux mois de juin, juillet et août 2009.

Tableau 1.8 : Prix de marché trimestriels pour 2010

Q1	Q2	Q3	Q4
59,6	43,35	48,32	59,63

Les prix de marché mensuels sur l'année 2010 sont calculés à partir de la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix du mois sur le prix du trimestre correspondant.

Le coût évité par la production aléatoire s'élève à **1 177,2 M€** (hors contrats à différenciation horosaisonnaire, contrats « appel modulable » et cogénérations « dispatchables »). Ce montant est détaillé dans le tableau 1.6.

⁷ Premier trimestre

⁸ Mois de novembre et décembre

Mois	Prix mensuel (€/MWh)	Quantités (GWh)	Coût évité (M€)
janvier	59,71	2 976	177,7
février	60,46	2 795	169,0
mars	58,64	2 787	163,4
avril	44,38	1 396	62,0
mai	38,96	1 428	55,6
juin	46,71	1 275	59,6
juillet	51,55	1 320	68,0
août	42,13	1 246	52,5
septembre	51,28	1 337	68,6
octobre	58,69	1 639	96,2
novembre	63,41	1 711	108,5
décembre	56,78	1 695	96,2
TOTAL		21 604	1 177,2

prix moyen pondéré prévisionnel 2010 (€/MWh)	54,5
rappel prix moyen pondéré prévisionnel 2009 (€/MWh)	77,8
rappel prix moyen pondéré constaté 2008 (€/MWh)	66,4

Tableau 1.9 : prix de marché mensuels et coût prévisionnel évité à EDF par les contrats d'achat (hors ZNI) en 2010

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

Au total, le coût évité par les installations non horosaisonnalisées s'élève à **1 800,4 M€**

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 correspondant 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 2010, 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 2010 a diminué, par kWh, par rapport à 2008, dans la même proportion que le prix de marché moyen pondéré entre 2008 et 2010 (- 17,9 %).

Le coût évité obtenu est ainsi estimé à **115,7 M€** (pour 2,0 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 moyenne sur 2010, une puissance garantie de 444 MW. Leur production prévisionnelle s'élève à 15,9 GWh. Le contrat de mise à disposition de réserves complémentaires par EDF au RTE retenu par la CRE comme référence pour le calcul du coût fixe évité (voir annexe 2) prévoit une prime de 19,6 €/kW/an. Ce coût fixe évité est ainsi évalué à 8,7 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 2008 et 2010, soit - 17,9 %). Sur cette base, le coût évité « énergie » par les installations « dispatchables » est évalué à 2,1 M€⁹. Le coût évité total est, donc, de **10,8 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 moyenne sur 2010, une puissance garantie de 270 MW, pour une production prévisionnelle estimée à 65 GWh. Le principe de calcul du coût évité par ces installations pour 2010 est identique à celui adopté pour 2008 (voir annexe 2 - A.2.2.1.4 et paragraphe 2.3.1.3). Le coût fixe évité par les installations de cogénération en mode « dispatchable » est, ainsi, évalué à 5,3 M€. Le coût évité « énergie », supposé évoluer de façon identique à celui des contrats horosaisonnalisés et contrats de type « appel modulable », est évalué à 3,4 M€¹⁰. Le coût évité total est, donc, de **8,7 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 **1 935,6 M€** (1 800,4 M€ de coût évité classique + 115,7 M€ de coût évité horosaisonnalisé + 10,8 M€ de coût évité par les installations « dispatchables » + 8,7 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 **151,4 M€**, comme détaillé dans le tableau 1.7.

Tableau 1.7 : coût prévisionnel évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2010

	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	La Réunion	Saint Pierre et Miquelon	Iles bretonnes	TOTAL
Quantités achetées (GWh)	460,0	838,9	29,1	138,7	1 691,6	0,8	0,0	3 159,1
Taux de pertes (%)	13,5%	11,2%	9,9%	9,2%	9,0%	6,9%	8,2%	
Quantités achetées et consommées (GWh) *	397,9	744,6	26,2	126,0	1 539,4	0,7	0,0	2 834,9
Part production du tarif de vente (€/MWh)	49,3	54,1	52,9	54,9	54,0	59,1	39,6	-
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	19,6	40,3	1,4	6,9	83,2	0,0	0,0	151,4

* 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 2010 s'élèvent à :

- **1 170,1 M€** en métropole continentale (3 105,6 M€ de coût d'achat + 0,1 M€ de contrôle de cogénération – 1 935,6 M€ de coût évité) ;
- **258,8 M€** dans les ZNI (410,2 M€ de coût d'achat – 151,4 M€ de coût évité)

soit un total de **1 428,9 M€**

⁹ 15,9 GWh prévisionnels 2010 contre 20,1 GWh en 2008 (pour un coût évité « énergie » 2008 évalué à 3,2 M€)

¹⁰ 65 GWh prévisionnels 2010 contre 357,7 GWh en 2008 (pour un coût évité « énergie » 2008 évalué à 22,8 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^{er} 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. Enfin, l'arrêté du 5 août 2008 a modifié, à la hausse, le plafond de ressources permettant de bénéficier du TPN.

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 2010 du fait du TPN. EDF estime à 885 000 le nombre de clients qui auront souscrit ce tarif fin 2009 et à 950 000 fin 2010 (contre 715 000 fin décembre 2008), soit environ 920 000 clients bénéficiaires du TPN en moyenne sur l'année 2010. La perte unitaire moyenne est évaluée à 55,8 €/client.

En conséquence, la CRE retient pour 2010 une perte de recettes prévisionnelles de **51,2 M€**

3.1.2. Surcoûts de gestion prévisionnels

Les surcoûts de gestion prévisionnels sont évalués, pour 2010, à **8,5 M€**. Ces surcoûts de gestion se décomposent en frais de personnel pour 5,0 M€ et en frais externes pour 3,5 M€. Ils sont en baisse par rapport à 2008. Ceci s'explique par la non récurrence d'un poste de dépenses significatif (implémentation de la gestion du TPN dans le nouveau système d'information d'EDF). La hausse prévisionnelle des salaires conduit par ailleurs à une légère augmentation des frais de personnel.

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

Les 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) entraînent des pertes de recettes pour EDF. Ces pertes de recettes sont calculées à partir des pertes de recettes constatées en 2008 et de l'augmentation du nombre de bénéficiaires du TPN mentionnée au paragraphe 3.1.1. Pour 2010, ces pertes sont évaluées par la CRE à **1,4 M€**

Au total, les charges prévisionnelles supportées par EDF du fait du « tarif de première nécessité » sont évaluées, pour 2010, à **61,1 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 **12,2 M€** (20 % x 61,1 M€). Ce montant est inférieur aux 22 M€ de versements qu'EDF prévoit d'effectuer en 2010 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 2010 s'élèvent à **73,4 M€**

B. Charges prévisionnelles supportées par les entreprises locales de distribution au titre de 2010

Les charges prévisionnelles que les ELD supporteront au titre de 2010 sont :

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

Les ELD prévoyant de supporter en 2010 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 2010 sont :

- les contrats relevant de l'obligation d'achat (article 10 de la loi du 10 février 2000) ;
- 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 l'approvisionnement total des ELD. Les prix de marché pris en compte pour 2010 sont évalués à partir des prix des contrats à terme pour l'année 2010 (voir paragraphe A.2.3.1.1 – production aléatoire). En 2010, 11 ELD prévoient de se fournir sur le marché, en partie ou en totalité.

Le surcoût total prévisionnel dû aux contrats d'achat en 2010 s'élève à **69,7 M€¹¹**, soit 40,4 M€ de plus par rapport aux charges constatées pour l'année 2008. Cette progression est due à la forte augmentation des quantités achetées prévue en 2010 (1,0 TWh net des surplus revendus à EDF) par rapport aux quantités achetées en 2008 (0,6 TWh). Les filières éolienne et photovoltaïque se développent particulièrement avec :

- une production photovoltaïque estimée à 38,1 GWh en 2010 (respectivement 1,5 GWh en 2008) et un surcoût évalué à 20,3 M€ (respectivement 0,7 M€) ;
- une production éolienne estimée à 449,5 GWh en 2010 (respectivement 43 GWh en 2008) pour un surcoût évalué à 20,7 M€ (respectivement 2,3 M€).

Par ailleurs, une ELD a annoncé des surplus de production dus à l'obligation d'achat revendus à EDF.

2. Charges dues aux dispositions sociales

Les charges prévisionnelles dues aux dispositions sociales en 2010 s'élèvent à **1,7 M€**, en hausse de 16,8 % par rapport aux charges constatées en 2008. Cette hausse s'explique principalement par l'augmentation du nombre de bénéficiaires du TPN.

3. Charges prévisionnelles totales des ELD au titre de 2010

Le montant prévisionnel des charges supportées par les ELD au titre de 2010 est de **71,4 M€**

Les éléments du calcul du surcoût pour les ELD concernées sont indiqués dans le tableau 2.1.

¹¹ Le surcoût calculé tient compte de l'augmentation moyenne de 5,6 % des tarifs de cession en application de l'arrêté du 13 août 2009.

Tableau 2.1 : charges prévisionnelles des ELD au titre de 2010

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges prévisionnelles au titre de 2010
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
ES Energies Strasbourg ²	204 486,0	26 814,5	7 070,0	19 744,5	453,0	20 197,5
S.I.C.A.P Phitiviers ²	187 666,2	16 976,7	3 616,7	13 360,0	24,8	13 384,8
Gaz et électricité de Grenoble ²	139 557,5	15 143,0	6 456,0	8 687,0	88,5	8 775,5
Séolis	62 886,6	6 395,3	1 774,1	4 621,1	69,6	4 690,7
Sorégies ²	41 746,4	4 986,3	1 245,7	3 740,5	86,8	3 827,3
Energies services Creutzwald	34 812,5	3 670,0	756,7	2 913,3	20,7	2 934,0
Coopérative d'électricité de Saint Martin de Londres	10 732,0	2 680,9	397,9	2 282,9	48,7	2 331,6
S.I.C.A.E de la Somme et du Cambrasis	25 681,4	2 986,3	705,6	2 280,7	23,4	2 304,2
Usine d'électricité de Metz ²	81 658,4	4 736,1	3 143,8	1 592,3	119,8	1 712,2
Régie communale de Montdidier	18 558,5	1 607,1	579,4	1 027,7	2,4	1 030,1
Régie du syndicat électrique intercommunal du Pays Chartrain	61 221,0	2 793,2	1 864,1	929,1	19,5	948,6
Energie Développement Services du Briançonnais	32 936,8	1 748,0	816,7	931,2	5,8	937,0
Régie communale du câble et d'électricité de Montataire	10 917,0	1 179,0	441,8	737,2	18,8	755,9
Usines municipales d'Erstein	6 905,0	925,1	229,0	696,1	4,5	700,6

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges prévisionnelles au titre de 2010
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Ene'O	7 410,0	875,5	319,0	556,5	11,6	568,1
S.I.C.A.E de Precy Saint Martin	4 008,8	644,5	118,7	525,8	1,5	527,3
UEM Neuf-Brisach	9 097,4	809,8	352,7	457,1	7,7	464,8
SOREA	13 916,7	809,7	362,2	447,5	10,3	457,8
Société d'électricité régionale de Lassigny	4 597,2	529,8	142,2	387,6	8,4	395,9
Société d'électrification rurale du Carmausin	4 372,9	512,6	124,1	388,5	6,7	395,2
S.I.C.A.E de l'Oise	622,8	373,8	16,9	356,9	36,0	392,9
Régie municipale d'électricité de Bitche	647,0	389,3	14,3	375,0	6,7	381,7
Régie municipale d'électricité de Mazères	661,6	369,3	24,3	345,0	4,2	349,2
S.C.I.C.A.E de Ray-Cendrecourt	5 340,3	421,2	136,8	284,4	15,5	299,9
Energie et services de Seyssel ²	478,9	229,9	11,1	218,7	5,8	224,5
Régie municipale d'électricité de La Bresse	7 531,9	526,0	336,1	189,9	1,9	191,9
Régie municipale d'énergie électrique de Quillan	3 714,3	268,0	101,2	166,8	9,0	175,8
Elektra Birseck	284,4	142,2	11,3	130,9	15,7	146,6
Régie du syndicat d'électricité de St André de Corcy	201,0	119,0	7,5	111,5	12,5	124,0
Régie communale d'électricité d'Uckange	766,0	143,9	33,6	110,3	10,2	120,5

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges prévisionnelles au titre de 2010
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Régie de Saint-Martin La Porte	205,0	123,0	5,2	117,8	0,0	117,8
Régie d'électricité de Saverdun	2 738,1	211,8	109,8	102,0	13,7	115,7
Régie municipale de Gignac	175,5	103,0	4,7	98,3	9,6	107,9
Energies services Lavour	3 170,0	193,0	96,4	96,6	10,7	107,4
Régie d'électricité de Loos	5,7	3,1	0,2	3,0	96,5	99,5
Vialis ²	76,4	35,2	2,0	33,2	56,5	89,7
Régie municipale d'électricité de Tarascon sur Ariège	5 609,0	259,0	188,7	70,3	8,0	78,3
Régie de Villard Bonnot ²	8 206,8	432,3	359,2	73,1	3,6	76,7
Régie de Capvern	115,0	69,2	2,8	66,4	3,5	69,8
Régie d'électricité de Thônes	100,8	59,5	2,6	57,0	6,2	63,1
Régie municipale de Cazouls	87,2	49,7	2,8	46,9	10,0	56,9
Hunelec	75,6	45,5	2,0	43,5	10,1	53,6
Régie intercommunale d'Electricité et de Téléservices de Niederbronn-Reichshoffen	80,7	47,2	2,0	45,2	7,7	52,9
Régie de Bozel	84,0	50,4	3,5	46,9	0,5	47,3
Syndicat intercommunal d'électricité de Labergement Ste-Marie	2 472,1	126,4	88,6	37,8	3,6	41,4
Régie d'Elbeuf	0,0	0,0	0,0	0,0	39,9	39,9
Gédia	0,0	0,0	0,0	0,0	32,1	32,1

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges prévisionnelles au titre de 2010
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Gazelec de Péronne	0,0	0,0	0,0	0,0	31,2	31,2
Coopérative d'électricité de Villiers sur Marne	0,0	0,0	0,0	0,0	30,8	30,8
Régie municipale d'électricité et de télédistribution d'Amnéville	5,4	3,1	0,2	2,9	27,8	30,6
Energies services Talange	6,8	4,1	0,2	3,9	21,7	25,6
Régie de Saint Marcellin ²	22,0	13,2	0,8	12,4	10,3	22,6
Régie municipale d'électricité de Marange-Silvange-Ternel	6,4	3,7	0,2	3,5	16,1	19,6
Régie municipale électrique St Leonard de Noblat	872,0	43,0	28,0	15,0	3,2	18,3
Energies services Hombourg-Haut	3,6	2,1	0,1	2,0	14,6	16,6
Régie d'électricité de Rombas	7,2	2,9	0,2	2,7	13,2	15,9
Régie d'Electricité et Service des Eaux Montvalezan - La Rosière	26,2	16,0	0,9	15,0	0,0	15,0
Régie d'Aigueblanche	22,0	13,2	0,9	12,3	0,4	12,7
Régie municipale d'électricité de Varilhes	11,8	6,6	0,3	6,3	6,4	12,7
Régie municipale - Energis	0,0	0,0	0,0	0,0	11,0	11,0
Régie d'Alleverd	14,0	8,4	0,5	7,9	2,1	10,0
Régie municipale d'électricité de Salins les Bains	4,0	2,4	0,2	2,2	7,5	9,7
Régie municipale de La Réole	0,0	0,0	0,0	0,0	9,5	9,5
Gaz de Barr	0,0	0,0	0,0	0,0	8,9	8,9

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges prévisionnelles au titre de 2010
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Régie municipale électrique Les Houches	7,8	2,6	0,2	2,5	5,9	8,4
Régie municipale d'électricité de Sarre-Union	3,8	2,3	0,1	2,2	6,2	8,4
Régie d'électricité de Roquebillière	14,0	6,4	0,5	6,0	2,0	8,0
Energies services Schoeneck	6,9	4,0	0,2	3,9	2,5	6,4
Régie de Saint Pierre d'Allevard	7,5	4,5	0,3	4,2	1,4	5,6
Régie électrique de la Cabanasse	8,9	5,4	0,3	5,1	0,4	5,5
Régie municipale d'électricité et de télédistribution de Clouange	0,0	0,0	0,0	0,0	5,5	5,5
Régies municipales d'Aire sur l'Adour	11,0	2,6	0,3	2,3	2,8	5,1
Régie municipale de Cambounet sur le Sor	8,8	5,3	0,3	5,0	0,0	5,0
Régie municipale de Cazères	0,0	0,0	0,0	0,0	4,9	4,9
Régie communale de distribution d'eau et d'électricité de Mitry-Mory	0,0	0,0	0,0	0,0	4,1	4,1
Régie d'électricité de St Michel de Maurienne	6,0	3,6	0,2	3,4	0,4	3,8
Régie municipale d'électricité de Vinay ²	5,0	2,2	0,1	2,0	1,7	3,8
Régie de Morel	6,0	3,6	0,3	3,3	0,0	3,3
Régie municipale de Montesquieu Volvestre	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	3,2
Régie de Séchillienne	5,0	3,0	0,2	2,8	0,3	3,1
Régie d'Allemont	5,0	3,0	0,2	2,8	0,2	3,1

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges prévisionnelles au titre de 2010
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Régie municipale d'électricité de St-Privat-la-Montagne	4,5	2,6	0,2	2,4	0,4	2,8
Régie municipale d'électricité de Presle	3,0	1,8	0,1	1,7	0,7	2,4
Régie communale electricité de Ste Marie aux Chênes	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3	2,3
Régie d'électricité de St Quirc	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3	2,3
S.I.C.A.E Vallée du Sausseron	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3	2,3
Régie d'Erome ²	3,0	1,8	0,1	1,7	0,5	2,2
Régie municipale électrique de Laruns	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	1,5
Régie municipale de Martres Tolosane	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	1,3
Régie électrique municipale de Prats de Mollo	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	1,1
Régie d'électricité de Le Thyl	3,0	0,5	0,1	0,4	0,0	0,4
Régie électrique de Fontaine-au-Pire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3
Régie du Moutaret	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
Régie d'électricité de Pierrevilliers	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
Régie de La Ferrière	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
Régie de Pinsot	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1

¹ nette du surplus revendu à EDF

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

C. Charges prévisionnelles supportées par Electricité de Mayotte au titre de 2010

Les charges prévisionnelles de service public de l'électricité supportées par Électricité de Mayotte (EDM) correspondent à des surcoûts de production liés à la péréquation tarifaire à Mayotte (la transition des tarifs mahorais aux tarifs réglementés s'est achevée le 1^{er} janvier 2007) 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, comme dans les autres zones non interconnectées, 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* ».

1. Surcoûts de production à Mayotte

1.1. Coûts de production

Le montant prévisionnel des coûts de production d'EDM est évalué, pour 2010, à **54,3 M€**, dont plus de 72 % au titre des combustibles (39,2 M€). Ce montant est établi sur la base d'un prix du fioul domestique livré de 655 €/t et d'une hausse de la consommation de 26,6 % par rapport à 2008. 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 11,5 % a été retenu.

1.2. Recettes de production prévisionnelles

Les recettes de production prévisionnelles d'EDM en 2010 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).

Les recettes de distribution s'élèvent à **11,1 M€**

Les recettes totales prévisionnelles d'EDM en 2010 s'élevant à 23,9 M€, les recettes de production prévisionnelles, incluant celles provenant de la vente des pertes et des services systèmes, s'établissent à 13,3 M€ comme indiqué dans le tableau 3.1.

Tableau 3.1 : recettes de production prévisionnelles au titre de 2010

Recettes prévisionnelles 2010 (+)	23,8 M€
Recettes théoriques agents EDM 2010 (+)	0,1 M€
<i>Recettes totales 2010 à considérer</i>	<i>23,9 M€</i>
Recettes de distribution 2010 (-)	11,1 M€
Recettes de gestion clientèle 2010 (-)	0,9 M€
Recettes de vente pertes et services systèmes (+)	2,0 M€
Part d'EDM dans les recettes	96,4 %
Recettes de production 2010	13,3 M€

1.3. Surcoûts de production prévisionnels

Les coûts et recettes prévisionnels d'EDM pour 2010 étant respectivement de 54,3 M€ et 13,3 M€, le montant prévisionnel des surcoûts de production d'EDM pour 2010 est donc estimé à **41,0 M€**

Compte tenu de l'importante augmentation de consommation prévue à Mayotte pour 2010 (+ 26,6 % par rapport à 2008, après une augmentation estimée de 26 % entre 2007 et 2009), dont les effets sur les charges de service public sont certes, pour cette prévision, limités par une baisse des coûts des combustibles, la CRE, comme les années précédentes, appelle 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* ».

L'année 2010 verra encore un fort développement des achats à la filière photovoltaïque.

La part production prévisionnelle dans les tarifs de vente 2010 étant estimée à 55,3 €/MWh, le surcoût prévisionnel imputable aux contrats d'achat est évalué à **4,0 M€**, comme suit :

Coût d'achat 2010 (+)	4,5 M€
<i>Quantités achetées en 2010</i>	<i>9,7 GWh</i>
<i>Taux de pertes 2010</i>	<i>11,5 %</i>
Quantités achetées et consommées ¹²	8,6 GWh
Part production du tarif de vente	55,3 €/MWh
Coût évité par les contrats d'achat (-)	0,5 M€
Surcoût dû aux contrats d'achats en 2010	4,0 M€

3. Charges totales prévisionnelles d'EDM au titre de 2010

Au total, les charges prévisionnelles d'EDM au titre de 2010 sont évaluées à **45,1 M€** (41,0 M€ au titre des surcoûts de production + 4,0 M€ au titre des contrats d'achat).

¹² 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 2010

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'électricité au titre de 2010 est évalué à **2 232,7 M€** réparti comme suit :

	Charges prévisionnelles au titre de 2010 (M€)	Charges constatées au titre de 2008 (M€)	Principales justifications de la variation 2008-2010
EDF	2 116,3	1 765,1	
Surcoûts contrats d'achat (hors ZNI)	1 170,1	852,3	Prix de marché moyen pondéré en légère baisse sur la période (-12 €/MWh). Forte hausse des volumes (+ 5 TWh) et montants d'achats (+ 280 M€)
Surcoûts ZNI	872,8	855,5	
<i>Surcoûts de production</i>	614,0	616,0	Hausse de la consommation mais forte diminution du prix des combustibles
<i>Surcoûts contrats d'achat</i>	258,8	239,5	Développement des charges liées à la filière photovoltaïque essentiellement et légère réduction des coûts liés à la filière bagasse-charbon
Charges dispositions sociales	73,4	57,2	Poursuite de la mise en oeuvre du tarif de 1ère nécessité
ELD	71,4	30,8	Hausse des volumes (+ 67 %) et montants d'achats (+ 99,8 %)
EDM	45,1	42,0	Forte hausse de la consommation (+ 13%) mais baisse des coûts de combustibles. Développement des achats à la filière photovoltaïque
Total	2 232,7	1 837,8	