

Annexe 1

Charges prévisionnelles au titre de l'année 2011 (CP'11)

L'évaluation du montant prévisionnel des charges de service public de l'électricité au titre de l'année 2011 a été réalisée à partir de la comptabilité appropriée fournie par les opérateurs ayant supporté de telles charges en 2009, et à partir de données détaillées transmises par ceux prévoyant de supporter des charges en 2011.

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 ;
- 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 2011

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 2011².

1.1. Coûts de production prévisionnels dans les ZNI

La prévision est établie sur la base d'une hausse moyenne de la consommation électrique de 7,8 % entre 2009 et 2011. 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).

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

Sur ces bases, les coûts de production prévisionnels (incluant la fourniture des pertes et des services systèmes) s'élèvent à 1 088,2 M€, répartis comme suit :

Tableau 1.1 : coûts de production prévisionnels d'EDF dans les ZNI en 2011

	Nature de coûts (M€)	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	SPM + îles bretonnes	Total 2011	Total 2009	Evolution 2009-2011 (%)
Coûts variables (M€)	achats de combustibles hors taxes	117,5	140,5	163,0	40,7	61,2	8,7	531,6	587,9	-9,6%
	personnel, charges externes et autres achats	42,6	47,6	43,0	29,2	31,7	4,8	198,9	178,0	11,7%
	impôts et taxes	3,4	6,6	12,8	22,3	14,9	0,0	60,0	90,2	-33,5%
	coûts de commercialisation	2,3	3,8	4,4	1,3	6,5	0,2	18,6	15,4	20,3%
	coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	3,4	3,6	5,4	2,2	0,8	0,0	15,4	16,9	-8,9%
Coûts fixes (M€)	charges financières	39,2	12,6	16,9	29,2	20,6	0,6	119,1	101,7	17,0%
	amortissements	14,5	16,0	22,2	11,7	12,5	0,6	77,5	79,2	-2,3%
	frais de structure, de siège et support	11,1	14,2	13,5	11,5	16,2	0,7	67,3	60,4	11,5%
Coût total (M€)		234,0	244,9	281,1	148,2	164,6	15,6	1 088,2	1 129,9	-3,7%

Les coûts de production prévisionnels pour 2011 dans les ZNI sont en faible diminution par rapport à 2009 (- 41,6 M€). Comme le tableau 1.1 l'indique, le montant des achats de combustibles, qui constituent le principal poste de dépenses, est en diminution. Cette situation s'explique par un recul des volumes d'achat (retour de l'hydraulicité normale en Guyane et fin des travaux sur la centrale hydraulique Rivière de l'Est à Réunion) et par un net abaissement du prix des combustibles.

La stabilisation du portefeuille d'offres relatives à la maîtrise de la demande d'électricité dans l'ensemble des ZNI est accompagnée par une croissance attendue du placement d'offres de maîtrise de la demande en électricité, ce qui explique la hausse des coûts de commercialisation.

La baisse des coûts liés à l'acquisition de quotas d'émission de CO₂, fait suite au retour de l'hydraulicité normale en Martinique, Guyane et à Réunion. En outre, l'année 2009 a été marquée par des mouvements sociaux de longue durée en Guadeloupe où les moyens de production thermique ont été largement impliqués, ce qui a généré une augmentation des émissions de gaz à effet de serre. 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 2011 évalués entre le 1^{er} janvier 2011 et le 30 juillet 2011 sur le marché boursier BlueNext (14,55 €/tCO₂ sur cette période).

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

1.2. Recettes de production prévisionnelles dans les ZNI

Les recettes de production prévisionnelles dans les ZNI en 2011 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).

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

- hausse moyenne de la consommation de 7,8 % entre 2009 et 2011, la hausse dans chaque ZNI étant uniformément répartie sur l'ensemble des catégories tarifaires ;
- taux de pertes moyen quasi constant entre 2009 et 2011, passant de 10,6 % à 10,4 % ;
- 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 12 août 2010 (en moyenne, + 1,75 % sur les tarifs bleus, + 4,3 % pour les tarifs jaunes et + 5,0 % sur les tarifs verts).

Sur ces bases, les recettes de production prévisionnelles dans les ZNI en 2011 s'élèvent à **322,2 M€**, réparties comme suit :

Tableau 1.2 : recettes de production prévisionnelles dans les ZNI en 2011

	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€)	173,4	176,6	64,7	136,4	232,2	4,0	0,7	787,9
recettes réseau (M€)	66,0	67,0	24,3	57,7	95,0	1,5	0,3	311,9
recettes gestion de la clientèle (M€)	7,4	7,2	1,9	6,0	10,8	0,1	0,1	33,5
recettes brutes de production ⁽²⁾ (M€)	87,9	84,1	33,9	65,8	111,3	2,3	0,3	442,5
part des recettes à considérer ⁽³⁾ (M€)	62,0	52,8	37,2	64,1	46,1	2,3	0,4	264,9
recettes de production totales⁽⁴⁾ (M€)	79,1	66,3	42,3	72,6	58,8	2,6	0,4	322,2
part production du tarif de vente ⁽⁵⁾ (€/MWh)	52,73	54,23	50,87	49,83	50,37	57,27	39,71	-

⁽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 1 088,2 M€ et 322,2 M€, le montant des surcoûts de production prévisionnels au titre de 2011 dans les ZNI est égal à **766,1 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 2011 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 2011 est établie à partir des montants retenus au titre de 2009 et des évolutions prévues pour 2011, 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 2010, incluant la TICGN, résultant de l'application de la formule de GDF Suez ;
 - 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 3 443 heures (correspondant à une disponibilité de 95 %) 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.
- Indexation de 2,5 % par an par rapport aux tarifs de 2009.

Pour la cogénération n'optant pas pour le mode « dispatchable », la CRE retient, pour 2011, un tarif d'achat prévisionnel équivalent de 114,8 €/MWh pour les contrats C97³, de 120,7 €/MWh pour les contrats C99³ et de 110,1 €/MWh pour les contrats C01³. Ces tarifs sont établis sur la base du tarif effectivement constaté en 2009 (respectivement 117,2 €/MWh, 124,5 €/MWh et 117,5 €/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 (8,1 GWh sur les trois premiers mois de l'année et 5,6 GWh sur la période août-octobre). Le prix d'achat variable a été évalué à 178 €/MWh, en nette augmentation par rapport aux valeurs constatées en 2009 (+ 42,5 %) sous l'effet d'une augmentation du prix des produits pétroliers dont le coût représente une part prépondérante du prix variable de ces installations.

³ 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

Pour l'hydraulique, la CRE retient, pour chaque type de contrat, le tarif moyen constaté sur 2009 indexé ainsi qu'une durée de fonctionnement normative, supérieure à celle observée en moyenne en 2009.

Pour la filière éolienne, la CRE retient pour 2011 :

- pour les contrats E01⁴, une puissance installée de 1 025 MW sans évolution ultérieure ;
- une faible diminution de la puissance installée bénéficiant d'un contrat EOLE 2005⁴, qui passe à 33 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 67 MW par mois, soit une puissance estimée à fin 2011 de 3 450 MW ;
- une durée moyenne d'utilisation d'environ 2 200 heures ;
- aucune évolution du parc bénéficiant d'un contrat conclu à la suite de l'appel d'offres de 2004 (52 MW) ;
- pour les installations existantes, les tarifs moyens constatés sur 2009 indexés de 2,5 % par an ;
- le tarif d'achat prévisionnel moyen est de 86,4 €/MWh.

Pour les centrales d'incinération, la CRE a considéré un accroissement du parc de 30 MW sur l'année 2011. La durée de fonctionnement retenue est d'environ 6 900 heures et proche de la durée de fonctionnement observé sur un parc normatif. Le tarif moyen d'achat retenu pour 2011 est de 52,1 €/MWh.

Pour la filière biogaz, la CRE prend en compte, pour 2011, la mise en service de 24 MW aux conditions d'achat arrêtées le 10 juillet 2006. De plus, les deux contrats issus de l'appel d'offres de 1998 arrivent à échéance au cours de l'année 2011 (- 6,8 MW).

Pour la filière biomasse, la CRE prend en compte, pour 2011, la mise en service de 75 MW par les candidats retenus à l'issue de l'appel d'offres de 2006. La puissance installée fin 2011 devrait atteindre les 165 MW pour cette filière.

Pour la filière photovoltaïque, la CRE retient la mise en service d'environ 1,2 GW sur l'année 2011 dont plus de 800 MW aux conditions de l'arrêté du 10 juillet 2006 et pour environ 350 MW aux conditions de l'arrêté du 12 janvier 2010. La puissance raccordée fin 2011 devrait atteindre les 2,1 GW.

Prévisions

Compte tenu de ce qui précède, les quantités et coûts d'achat prévisionnels pour 2011 évalués par la CRE en métropole continentale sont indiqués dans le tableau 1.3.

⁴ 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 EDF.

Tableau 1.3 : quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels pour 2011 (hors ZNI)

	Cogénération (combustible fossile)	Cogénération (combustible fossile) dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres ^(*)	TOTAL
Janvier	2 486,8	12,9	4,4	696,5	1 301,6	265,6	67,9	67,3	31,3	23,6	4 957,9
Février	2 466,5	11,2	3,7	513,3	1 114,4	265,6	68,8	67,3	60,0	23,7	4 594,6
Mars	2 426,3	11,2	0,0	663,7	1 128,3	265,6	69,7	67,3	105,5	23,9	4 761,6
Avril	44,0	0,0	0,0	816,6	988,4	268,6	70,6	67,3	153,4	24,1	2 432,0
Mai	9,0	0,0	0,0	777,2	867,0	274,2	71,5	67,3	188,9	23,7	2 278,8
Juin	9,0	0,0	0,0	729,9	731,2	274,2	72,4	67,3	219,6	23,7	2 127,2
Juillet	9,0	0,0	0,0	437,3	717,1	277,1	73,2	67,3	245,1	23,5	1 849,6
Août	9,0	0,0	0,8	272,8	725,5	277,1	74,1	67,3	223,3	23,5	1 673,5
Septembre	9,0	0,0	1,3	281,9	838,7	277,1	75,0	67,3	191,8	23,5	1 765,7
Octobre	37,0	0,0	3,5	284,2	1 095,7	280,0	75,9	67,3	137,8	24,7	2 006,2
Novembre	2 253,6	6,2	0,0	567,8	1 286,9	280,0	75,0	67,3	75,6	23,6	4 636,0
Décembre	2 203,9	6,1	0,0	653,8	1 462,0	280,0	75,8	67,3	58,3	23,5	4 850,7
Quantités (GWh)	11 963,1	47,6	13,7	6 694,0	12 276,8	3 285,2	870,0	808,1	1 690,5	285,0	37 933,9
Quantités retenues en 2009 (GWh)	12 595,3	722,6	27,5	5 810,0	7 593,5	2 556,0	575,5	408,0	100,5	365,6	30 754,6
Coût d'achat (M€)	1 362,8	60,4	20,3	419,9	1 060,2	171,2	75,8	94,6	907,9	33,8	4 206,9
Coût d'achat retenu en 2009 (M€)	1 440,8	123,2	51,6	353,4	643,5	134,2	48,4	38,5	51,1	35,6	2 920,3
Coût d'achat unitaire (€/MWh)	113,9	1 269,1	1 484,2	62,7	86,4	52,1	87,1	117,1	537,1	118,6	110,9
Coût d'achat unitaire en 2009 (€/MWh)	114,4	170,4	1 873,9	60,8	84,7	52,5	84,1	94,4	508,1	97,5	95,0

* Autres = centrales thermiques à fourniture partiellement garantie

Le montant des achats de l'électricité produite par les installations de cogénération est en diminution, en raison d'un repli de la production attendue (sorties de l'obligation d'achat de plusieurs installations aux cours des années 2010 et 2011), compensée par une augmentation attendue du tarif STS.

Les volumes prévisionnels d'achat à la filière hydraulique sont en augmentation entre 2009 et 2011. Une valeur de 3 200 heures de fonctionnement, supérieure à celle observée en 2009 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 12,3 TWh, soit une augmentation de près de 62 % par rapport à 2009. Corrélativement, le montant d'achat augmente de près de 65 % entre 2009 et 2011. La puissance installée fin 2011 devrait s'élever à 6 GW. Les surcoûts résultant de la filière éolienne seraient alors de 376,4 M€.

Les filières biomasse et biogaz se développent également significativement, notamment, pour la filière biomasse, grâce aux projets issus des appels d'offres lancés par le ministre chargé de l'énergie :

- biomasse : les volumes devraient doubler entre 2009 et 2011 et les montants d'achat augmenter de 145 %. Le surcoût dû à cette filière serait alors de 50,9 M€ ;
- biogaz : les volumes devraient augmenter de plus de 50 % pour un surcoût estimé à 28,7 M€.

Quant à la filière photovoltaïque, son développement, et le surcoût afférent, sont particulièrement importants. En effet, les volumes d'achat sont multipliés par 17 entre 2009 et 2011 et les montants par près de 18 sur la même période. Le surcoût induit par la filière est de 820,9 M€, uniquement pour EDF. Le photovoltaïque devrait ainsi devenir, dès 2011, la filière la plus onéreuse, devant la cogénération. La puissance raccordée fin 2011 devrait atteindre 2,1 GW.

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 2011 sont présentés dans le tableau 1.4.

Tableau 1.4 : quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels d'EDF dans les ZNI en 2011

	Interconnexion (SARCO)	Hydraulique	Eolien	Bagasse/charbon	Incinération	Géothermie	Photovoltaïque	Biogaz	Biomasse	Thermique	TOTAL
Corse	376,0	44,0	37,0	0,0	0,0	0,0	20,0	12,0	0,0	0,0	489,0
Guadeloupe	0,0	19,4	51,0	587,7	0,0	88,0	28,2	0,5	1,5	248,4	1 024,7
Martinique	0,0	0,0	1,5	0,0	30,6	0,0	39,2	0,0	0,0	120,1	191,4
Guyane	0,0	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,2	0,0	14,0	0,0	28,3
La Réunion	0,0	7,2	20,4	1 643,5	0,0	0,0	104,0	8,4	0,0	0,0	1 783,5
Saint-Pierre et Miquelon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
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)	376,0	73,6	109,9	2 231,2	30,6	88,0	202,6	20,9	15,5	368,5	3 516,9
Quantités retenues en 2009 (GWh)	275,7	77,5	97,2	1 609	31,0	49,5	33,6	13,1	1,1	318,3	2 705,5
Coût d'achat (M€)	25,9	5,3	10,9	298,4	2,0	9,7	86,9	1,8	2,0	84,6	527,5
Coût d'achat retenu en 2009 (M€)	21,9	5,5	9,6	201	2,0	3,9	13,6	1,1	0,1	53,3	312,3

Les volumes d'achat prévus en 2011 sont en hausse de 30,0 % par rapport aux volumes achetés en 2009 et les coûts d'achat de 68,9 %.

La filière prépondérante est représentée par les installations fonctionnant à la bagasse et au charbon (63 % des volumes achetés). La deuxième source d'approvisionnement provient du câble reliant la Corse et la Sardaigne (11%). La production des groupes de secours et des centrales thermiques constitue 10 % et la filière photovoltaïque, malgré sa croissance, ne représente que 6 % des volumes achetés.

Le développement de la filière photovoltaïque (multiplication par plus de 6 de la production et par près de 6 du coût d'achat) contribue significativement à l'augmentation des volumes et des montants d'achats dans les ZNI.

Le prix prévisionnel du charbon est en recul par rapport à 2009. Cependant, la mise en service d'une nouvelle tranche fonctionnant à la bagasse et au charbon en Guadeloupe, ainsi que la production supplémentaire prévisionnelle des centrales et l'impact des avenants introduisant une prime supplémentaire au coût d'achat de l'électricité produite lors du fonctionnement à la bagasse (33,8 M€) conduit à une augmentation du coût d'achat de 48 % (+ 97,0 M€) pour cette filière.

L'installation de groupes de secours à Saint Barthélemy et en Martinique, ainsi que la mise en service d'une nouvelle unité de production diesel en Martinique augmente le volume d'électricité prévisionnel de 16 % (+ 50,2 GWh) et génère une augmentation du coût d'achat de 59 % (+ 31,4 M€).

Une nouvelle installation fonctionnant à partir de biomasse fonctionnera à pleine puissance à partir de fin 2010 et apportera environ 14 GWh complémentaires en 2011.

Etant donné que le malus prévu au contrat de type Eole 2005 à Saint-Pierre et Miquelon n'a pas été appliqué au producteur par EDF en 2009 (voir également annexe 2), ce contrat n'a pas été retenu dans le cadre des charges prévisionnelles de 2011 du fait du peu de visibilité sur l'évolution de la situation.

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 2011, le montant de ce contrôle est identique à celui constaté en 2009, soit **0,2 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 2010.

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 2011 (tableau 1.6)⁵.

Tableau 1.5 : puissance quasi-certaine de référence

	Puissance quasi-certaine (MW)
Ruban de base	700
Surplus de production Q1⁶	3 600
Surplus de production M11/M12⁷	3 600

Tableau 1.6 : puissance quasi-certaine retenue pour 2011

	Puissance quasi-certaine (MW)
Ruban de base	525
Surplus de production Q1	3 600
Surplus de production M11⁷	4 507
Surplus de production M12⁷	4 417

Les puissances quasi-certaines des mois de novembre et décembre 2011 ont été réévaluées en fonction des évolutions de puissance installée des différentes filières et conformément aux possibilités offertes par la délibération du 25 juin 2009 (cf. paragraphe 2.1.1).

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.

⁵ 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>

⁶ Premier trimestre

⁷ M11 : novembre. M12 : décembre

Tableau 1.7 : Prix de marché retenus pour 2011

Ruban	Q1	M11	M12
53,86	61,90	60,74	55,71

Ainsi, le coût évité par la production quasi-certaine, correspondant à 17,9 TWh, est de **1 049,6 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 2010.

Tableau 1.8 : Prix de marché trimestriels pour 2011

Q1	Q2	Q3	Q4
64,30	45,29	49,90	59,09

Les prix de marché mensuels sur l'année 2011 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 **1 002,1 M€** (hors contrats à différenciation horosaisonnaire, contrats « appel modulable » et cogénérations « dispatchables »). Ce montant est détaillé dans le tableau 1.9.

Tableau 1.9 : prix de marché mensuels et coût prévisionnel évité à EDF par les contrats d'achat (hors ZNI) en 2011 (hors contrats horosaisonnalisés, contrats « appel modulable » et cogénérations « dispatchables »)

Mois	Prix mensuel (€/MWh)	Quantités (GWh)	Coût évité (M€)
janvier	67,01	1 775	119,0
février	64,95	1 410	91,6
mars	60,94	1 589	96,9
avril	46,49	1 854	86,2
mai	40,87	1 681	68,7
juin	48,50	1 603	77,8
juillet	52,75	1 388	73,2
août	44,06	1 238	54,5
septembre	52,88	1 336	70,6
octobre	60,80	1 564	95,1
novembre	60,74	1 379	83,8
décembre	55,71	1 522	84,8
TOTAL		18 339	1 002,1

prix moyen pondéré prévisionnel 2011 (€/MWh)	54,6
rappel prix moyen pondéré prévisionnel 2010 (€/MWh)	54,5
rappel prix moyen pondéré constaté 2009 (€/MWh)	44,7

Au total, le coût évité par les installations non horosaisonnalisées s'élève à **2 051,7 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 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 2011, 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 2011 a augmenté, par kWh, par rapport à 2009, dans la même proportion que le prix de marché moyen pondéré entre 2009 et 2011 (+ 22,2 %).

Le coût évité obtenu est ainsi estimé à **88,1 M€** (pour 1,7 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 2011, une puissance garantie de 267 MW. Leur production prévisionnelle s'élève à 13,7 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 22 €/kW/an. Ce coût fixe évité est ainsi évalué à 5,4 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 2009 et 2011, soit + 22,2 %). Sur cette base, le coût évité « énergie » par les installations « dispatchables » est évalué à 4,3 M€⁸. Le coût évité total est, donc, de **9,7 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 2011, une puissance garantie de 218 MW, pour une production prévisionnelle estimée à 47,6 GWh. Le principe de calcul du coût évité par ces installations pour 2011 est identique à celui adopté pour 2009 (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 4,8 M€. Le coût évité « énergie », supposé évoluer de façon identique à celui des contrats horosaisonnalisés et contrats de type « appel modulable », est évalué à 2,8 M€⁹. Le coût évité total est, donc, de **7,6 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 **2 157,1 M€** (2 051,7 M€ de coût évité classique + 88,1 M€ de coût évité horosaisonnalisé + 9,7 M€ de coût évité par les installations « dispatchables » + 7,6 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 **163,9 M€**, comme détaillé dans le tableau 1.10.

⁸ 13,7 GWh prévisionnels 2011 contre 27,5 GWh en 2009 (pour un coût évité « énergie » 2009 évalué à 7,1 M€)

⁹ 47,6 GWh prévisionnels 2011 contre 722,6 GWh en 2009 (pour un coût évité « énergie » 2009 évalué à 35,1 M€)

Tableau 1.10 : coût prévisionnel évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2011

	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	La Réunion	Saint Pierre et Miquelon	Iles bretonnes	TOTAL
Quantités achetées (GWh)	489,0	1 024,7	28,3	191,4	1 783,5	0,0	0,0	3 516,9
Taux de pertes (%)	13,5%	11,0%	10,1%	9,0%	8,5%	7,8%	7,8%	
Quantités achetées et consommées (GWh) *	423,0	912,0	25,4	174,2	1 632,0	0,0	0,0	3 166,6
Part production du tarif de vente (€/MWh)	52,7	54,2	50,9	49,8	50,4	57,3	39,7	
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	22,3	49,5	1,3	8,7	82,2	0,0	0,0	163,9

* 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 2011 s'élèvent à :

- **2 050,0 M€** en métropole continentale (4 206,9 M€ de coût d'achat + 0,2 M€ de contrôle de cogénération – 2 157,1 M€ de coût évité) ;
 - **363,5 M€** dans les ZNI (527,5 M€ de coût d'achat – 163,9 M€ de coût évité) ;
- soit un total de **2 413,6 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 en l'alignant sur celui ouvrant droit à la couverture maladie universelle complémentaire.

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 2011 du fait du TPN. EDF estime à 600 000 le nombre de clients qui auront souscrit ce tarif fin 2010 et à 650 000 fin 2011 (contre 940 000 fin décembre 2009), soit environ 625 000 clients bénéficiaires du TPN en moyenne sur l'année 2011. La perte unitaire moyenne est évaluée à 50 €/client.

D'après EDF, la forte diminution du nombre de bénéficiaires entre 2009 et 2011 est la conséquence d'un nombre de bénéficiaires du tarif de première nécessité (TPN) à la fin de l'année 2009 supérieur au nombre de foyers bénéficiaires à cette date de la CMU-C. En effet, l'élargissement¹⁰ du critère d'éligibilité au TPN est intervenu en août 2008, mais le bénéfice du TPN pour les nouveaux ayants-droit n'a été effectif qu'à partir de fin 2008-début 2009, le temps que le processus d'attribution du TPN aboutisse. Aussi, fin 2009, nombreux étaient les consommateurs qui bénéficiaient du TPN¹¹ et n'y avaient plus droit à cette date. Ils ont été alors sortis du dispositif. De plus, EDF a constaté une diminution du nombre de demandes reçues pour bénéficier de ce tarif : un nouvel ayant-droit sur trois en faisait la demande début 2009, contre un sur quatre début 2010. Les causes de cette évolution n'ont pu être identifiées à ce jour. Une analyse approfondie doit être menée pour identifier les mesures permettant d'attribuer le TPN à tous les ayants-droit titulaires d'un contrat de fourniture d'électricité.

En conséquence, la CRE retient pour 2011 une perte de recettes prévisionnelles de **31,3 M€**.

3.1.2. Surcoûts de gestion prévisionnels

Les surcoûts de gestion prévisionnels sont évalués, pour 2011, à **6,8 M€**. Ces surcoûts de gestion se décomposent en frais de personnel pour 4,5 M€ et en frais externes pour 2,3 M€. Ils sont en baisse par rapport à 2009. Ceci s'explique par la très forte diminution du nombre de bénéficiaires de ce tarif.

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 tiennent compte de la diminution du nombre de bénéficiaires et sont évaluées, pour 2011, à **0,7 M€**

Au total, les charges prévisionnelles supportées par EDF du fait du « tarif de première nécessité » sont évaluées, pour 2011, à **38,7 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 **7,7 M€** (20 % x 38,7 M€). Ce montant est inférieur aux 22 M€ de versements qu'EDF prévoit d'effectuer en 2011 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 2011 s'élèvent à **46,4 M€**

B. Charges prévisionnelles supportées par les entreprises locales de distribution au titre de 2011

Les charges prévisionnelles que les ELD supporteront au titre de 2011 sont :

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

Les ELD prévoyant de supporter en 2011 de telles charges ont transmis à la CRE les données nécessaires à leur évaluation, sous un format conforme aux indications fournies par la CRE.

¹⁰ Les ayants-droit sont devenus les personnes bénéficiant de la CMU-C.

¹¹ Le bénéfice du TPN est pour un an. Le renouvellement n'est pas automatique et doit être demandé.

1. Surcoûts dus aux contrats d'achat

Les types de contrat pour lesquels les ELD prévoient de supporter des charges en 2011 sont :

- les contrats relevant de l'obligation d'achat (article 10 de la loi du 10 février 2000) ;
- les contrats issus des appels d'offres lancés par le ministre chargé de l'énergie (article 8) ;
- 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 2011 sont évalués à partir des prix des contrats à terme pour l'année 2010 (voir paragraphe A.2.3.1.1 – production aléatoire). En 2011, 10 ELD prévoient de se fournir sur le marché, en partie ou en totalité.

Le surcoût total prévisionnel dû aux contrats d'achat en 2011 s'élève à **152,5 M€¹²**, soit 112,4 M€ de plus par rapport aux charges constatées pour l'année 2009. Cette progression est due à la forte augmentation des quantités achetées prévue en 2011 (1,4 TWh net des surplus revendus à EDF) par rapport aux quantités achetées en 2009 (0,7 TWh). Les filières éolienne et photovoltaïque se développent particulièrement avec :

- une production photovoltaïque estimée à 185,3 GWh en 2011 (respectivement 12,8 GWh en 2008) et un surcoût évalué à 94,3 M€ (respectivement 7,0 M€) ;
- une production éolienne estimée à 605,0 GWh en 2011 (respectivement 117,4 GWh en 2009) pour un surcoût évalué à 31,4 M€ (respectivement 6,4 M€).

Par ailleurs, deux ELD ont annoncé des surplus de production dus à l'obligation d'achat et revendus à EDF.

2. Charges dues aux dispositions sociales

Les charges prévisionnelles dues aux dispositions sociales en 2011 s'élèvent à **2,1 M€**

3. Charges prévisionnelles totales des ELD au titre de 2011

Le montant prévisionnel des charges supportées par les ELD au titre de 2011 est de **154,6 M€**

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

Tableau 2.1 : charges prévisionnelles des ELD au titre de 2011

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges prévisionnelles au titre de 2011
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
ES Energies Strasbourg ²	251 110,0	47 259,0	11 729,0	35 530,0	581,5	36 111,5
Séolis	377 571,8	46 771,6	11 398,6	35 373,0	88,7	35 461,8
Sorégies	73 553,7	22 137,3	2 248,9	19 888,4	115,3	20 003,7
S.I.C.A.P Pithiviers	191 735,4	17 432,0	7 182,0	10 249,9	13,7	10 263,6
Gaz et électricité de Grenoble ²	130 363,0	15 596,3	7 392,3	8 203,9	88,4	8 292,3

¹² Le surcoût calculé tient compte de l'augmentation moyenne de 10 % des tarifs de cession en application de l'arrêté du 12 août 2010.

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges prévisionnelles au titre de 2011
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Coopérative d'électricité de Saint Martin de Londres	12 668,0	3 459,0	478,4	2 980,7	47,8	3 028,4
S.I.C.A.E de la Somme et du Cambrasis	34 225,6	3 859,0	1 043,8	2 815,2	27,8	2 843,0
Energies et services de Seyssel	5 307,8	2 894,2	129,8	2 764,4	9,9	2 774,4
Régie de Sud-de-La Réole	4 676,8	2 780,6	176,6	2 604,0	3,5	2 607,5
Société d'électrification rurale du Carmausin	7 962,0	2 827,4	314,8	2 512,6	7,8	2 520,4
Energies services Creutzwald	34 293,0	3 556,5	1 182,0	2 374,6	13,5	2 388,1
Energies Services Lannemezan	4 115,8	1 889,1	157,6	1 731,5	3,0	1 734,5
Régie municipale d'électricité et de télédistribution d'Annéville	5 066,9	1 907,2	213,1	1 694,1	15,7	1 709,8
Usine d'électricité de Metz ²	61 639,0	4 007,1	2 690,2	1 316,8	157,9	1 474,8
Gascogne Energies Services	3 266,8	1 477,5	87,1	1 390,4	3,5	1 393,9
S.I.C.A.E de Precy Saint Martin	5 684,2	1 498,9	215,4	1 283,5	2,6	1 286,1
Société d'électricité régionale de Lassigny	6 609,2	1 487,9	237,5	1 250,3	11,9	1 262,2
SOREA	25 517,3	1 960,8	714,2	1 246,6	12,4	1 259,0
Régie d'électricité de Saverdun	6 064,6	1 393,7	209,4	1 184,3	12,5	1 196,8
Energie Développement Services	33 644,1	2 097,6	943,1	1 154,5	5,6	1 160,2

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges prévisionnelles au titre de 2011
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
du Briançonnais						
S.I.C.A.E de l'Oise	1 971,4	1 162,6	50,9	1 111,7	40,6	1 152,3
Régie communale du câble et d'électricité de Montataire	13 995,9	1 754,5	641,1	1 113,5	38,5	1 152,0
Usines municipales d'Erstein	6 958,6	1 388,3	265,0	1 123,3	6,6	1 129,9
Energies services Lavour	10 282,2	1 382,8	321,4	1 061,4	10,9	1 072,3
Régie communale de Montdidier	17 715,9	1 584,7	578,5	1 006,2	3,4	1 009,6
Régie du syndicat électrique intercommunal du Pays Chartrain	59 056,2	3 119,2	2 198,1	921,0	31,6	952,6
Régie municipale d'électricité de Mazères	1 496,3	859,2	35,7	823,6	3,6	827,2
SICAE de l'Aisne	1 052,3	633,5	30,9	602,6	15,0	617,6
Ene'O	7 360,0	884,5	369,6	514,9	22,7	537,6
Régie municipale d'électricité de Varilhes	885,0	520,4	23,0	497,4	5,5	502,9
Elektra Birseck ²	916,3	531,5	46,4	485,1	14,9	500,0
Vialis ²	766,2	431,0	29,0	402,0	59,2	461,2
Régie Services Energie	738,1	429,1	23,6	405,4	12,5	417,9
Régie d'électricité de Saint-Quirc	710,4	427,3	23,3	404,0	1,9	405,9
UEM Neuf-Brisach	9 556,0	782,9	390,3	392,6	10,1	402,7
SICAE-ELY	984,2	403,8	35,0	368,9	4,2	373,0
Régie d'électricité	635,1	374,0	15,9	358,1	8,8	366,9

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges prévisionnelles au titre de 2011
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
de Thônes						
Régie municipale de Cazouls	728,7	380,7	34,5	346,2	10,1	356,4
S.C.I.C.A.E de Ray-Cendrecourt	4 029,5	393,7	124,3	269,4	17,0	286,4
Régie municipale d'énergie électrique de Quillan	4 026,5	383,1	123,2	259,9	10,5	270,4
Régie municipale de Bazas	496,1	290,9	30,3	260,6	4,8	265,4
Régie intercommunale d'Electricité et de Téléservices de Niederbronn-Reichshoffen	449,2	229,9	16,1	213,8	8,0	221,9
Régie de Saint-Martin La Porte	268,4	160,1	6,8	153,3	0,0	153,3
Régie municipale d'électricité de La Bresse	7 481,2	481,7	339,2	142,5	1,8	144,3
Régie d'électricité d'Elbeuf	41,0	24,2	1,2	23,0	111,1	134,1
Régie de Villard Bonnot ²	7 522,2	447,2	329,5	117,7	3,8	121,4
SICAE de la Ferté-Alais	197,1	116,1	6,0	110,2	4,0	114,2
Régie municipale d'électricité de Tarascon sur Ariège	7 184,0	431,7	334,0	97,7	8,3	106,0
Régie communale d'électricité d'Uckange	825,0	119,6	36,3	83,2	11,2	94,4
Régie d'électricité de Loos	6,2	3,5	0,3	3,2	81,0	84,3

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges prévisionnelles au titre de 2011
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Régie gaz-électricité de Sallanches	142,8	83,7	5,4	78,3	4,2	82,5
Régie électrique municipale de Prats de Mollo ²	146,0	84,7	6,0	78,7	0,9	79,6
Régie électrique municipale de Saint-Laurent de Cerdans	162,8	82,0	7,6	74,4	1,4	75,7
Régie municipale de Gignac	127,1	69,7	5,0	64,7	9,6	74,4
Régie de Saint Marcellin ²	105,5	62,5	5,5	57,0	12,8	69,9
Hunélec ²	93,6	56,0	3,7	52,3	9,6	61,9
Régie municipale de Gervans	108,2	64,5	3,5	61,1	0,0	61,1
Régie gaz-électricité de Bonneville	96,6	56,4	3,7	52,7	4,2	56,9
Gédia	0,0	0,0	0,0	0,0	48,5	48,5
Régie d'Aigueblanche	84,5	49,8	3,9	45,9	0,7	46,7
Régie municipale d'électricité de Bitche	68,4	39,9	1,8	38,1	7,1	45,1
Régie de Bozel	72,0	41,8	3,1	38,7	0,5	39,1
Régie d'Allevar	61,2	36,5	3,0	33,5	2,6	36,1
Syndicat intercommunal d'électricité de Labergement Ste-Marie	1 827,5	119,6	87,3	32,3	3,3	35,6
Energies services Schoeneck	58,9	35,3	1,8	33,5	1,8	35,3
Régie d'électricité de Saint-	61,0	35,6	1,1	34,5	0,8	35,3

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges prévisionnelles au titre de 2011
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Michel de Maurienne						
Régie d'électricité de Rombas	34,3	20,6	1,5	19,0	14,4	33,5
Gazelec de Péronne	0,0	0,0	0,0	0,0	33,1	33,1
Régie municipale d'électricité et de télédistribution de Clouange	48,0	27,8	1,0	26,8	3,5	30,4
Régie municipale électrique Les Houches	85,2	29,9	3,5	26,4	3,9	30,3
Régie municipale d'électricité de Marange-Silvange-Ternel	24,1	13,8	1,0	12,8	17,1	29,9
Régie du Morel	51,0	30,0	2,3	27,7	0,4	28,0
Gaz de Barr	31,5	19,0	0,8	18,1	9,3	27,5
Energies services Hombourg-Haut	31,2	18,7	1,0	17,7	9,4	27,1
Régie d'électricité de Roquebillière	33,3	17,7	1,0	16,7	8,4	25,2
Coopérative d'électricité de Villiers sur Marne	34,5	20,1	1,5	18,6	6,5	25,0
Régie de Saint Pierre d'Allevar	41,8	24,4	2,1	22,3	1,4	23,8
Régie municipale de distribution d'électricité et de télédistribution de la Ville d'Hagondange	32,8	19,7	1,0	18,7	4,6	23,3

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges prévisionnelles au titre de 2011
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Régie de Miramont de Comminges	39,4	23,3	1,8	21,5	1,6	23,1
Régie municipale d'électricité de Tours-en-Savoie	34,0	20,0	1,6	18,3	0,3	18,7
Régie municipale de Rédange	33,1	19,2	1,0	18,2	0,0	18,2
Régie d'Electricité et Service des Eaux Montvalezan - La Rosière	75,0	20,9	2,9	18,0	0,0	18,0
Régie électrique de Saint-Martin sur La Chambre	32,7	19,5	1,8	17,6	0,0	17,6
Régie municipale d'Orelle	28,8	16,7	0,3	16,4	0,0	16,4
Régie municipale d'électricité de Sarre-Union	12,4	7,3	0,3	7,0	5,9	12,9
Régie municipale - Energis	0,0	0,0	0,0	0,0	12,4	12,4
Régie municipale d'électricité de Dalou	20,4	12,1	0,4	11,7	0,6	12,2
Régie municipale de Saint-Avre	21,6	12,5	0,7	11,8	0,2	12,0
Régie communale electricité de Sainte-Marie aux Chênes	15,0	8,7	0,4	8,3	3,5	11,8
Régie municipale de La Réole	8,0	4,6	0,2	4,4	7,4	11,8
Energies services Talange	0,0	0,0	0,0	0,0	11,8	11,8

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges prévisionnelles au titre de 2011
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
S.I.C.A.E Vallée du Sausseron	14,1	7,7	0,4	7,3	2,3	9,6
Régie municipale d'électricité de Salins les Bains	2,9	1,7	0,1	1,6	7,4	9,0
Régie communale de distribution d'eau et d'électricité de Mitry-Mory	8,0	4,7	0,2	4,5	4,1	8,6
Régie municipale de Villarodin-Bourget	14,4	8,4	0,3	8,0	0,0	8,0
Régie électrique de la Cabanasse	13,2	7,8	0,6	7,2	0,7	7,9
Régie municipale de Saint-Paul Cap de Joux	6,3	3,7	0,1	3,5	4,2	7,7
Régie municipale d'électricité de Saint-Privat-la-Montagne	11,7	6,8	0,6	6,3	0,6	6,9
Régie électrique de Fontaine-au-Pire	9,5	5,6	0,3	5,3	1,2	6,6
Régie municipale de Cazères	0,0	0,0	0,0	0,0	6,2	6,2
Régie d'Erome	9,5	5,6	0,4	5,1	0,6	5,7
Régie municipale de Sainte-Foy en Tarentaise	9,9	5,8	0,4	5,4	0,1	5,5
Régie municipale d'électricité de Vinay ²	8,2	4,2	0,3	3,9	1,5	5,4
Régie de La	9,0	5,4	0,4	5,0	0,1	5,1

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges prévisionnelles au titre de 2011
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Ferrière						
Régie municipale de La Chapelle	8,3	4,9	0,4	4,5	0,0	4,5
Régie d'électricité de Pierrevilliers	6,9	4,2	0,0	4,1	0,1	4,3
Régie de Séchilienne	7,0	4,1	0,3	3,7	0,4	4,1
Régie municipale d'électricité de Presle	6,9	3,9	0,3	3,6	0,4	4,0
Régie du Moutaret	7,2	4,3	0,4	3,9	0,1	4,0
Régie de Capvern	2,2	1,3	0,1	1,2	2,6	3,8
Régie d'Allemont	5,5	3,3	0,3	3,0	0,3	3,3
Régie municipale de La Chambre	5,8	3,5	0,3	3,2	0,0	3,2
Régie municipale de Montesquieu Volvestre	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	3,2
Régie municipale de Moyeuvre-Petite	4,5	2,6	0,2	2,4	0,0	2,4
Régie municipale de Villaroger	3,3	1,9	0,1	1,8	0,5	2,3
Régie municipale de Martres Tolosane	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1	2,1
Régie communale d'électricité de Montois la Montagne	3,0	1,7	0,1	1,6	0,0	1,6
Régie municipale électrique St Leonard de Noblat	2,5	0,4	0,1	0,3	1,2	1,5

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges prévisionnelles au titre de 2011
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Régie municipale électrique de Laruns	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	1,5
Régie municipale de Vicdessos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,5
Régie d'électricité de Le Thyl	3,1	0,5	0,1	0,4	0,0	0,4
Régie de Pinsot	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
TOTAL	1 447 577	207 853	55 381	152 472	2 090,3	154 562

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 2011

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 2011, à **90,7 M€**, dont plus de 75 % au titre des combustibles (68,2 M€). Ce montant est établi sur la base d'un prix du fioul domestique livré de 1 113 €/t et d'une hausse de la consommation électrique de 20,3 % par rapport à 2009. 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 11,0 % a été retenu.

1.2. Recettes de production prévisionnelles

Les recettes de production prévisionnelles d'EDM en 2011 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 **13,6 M€**

Les recettes totales prévisionnelles d'EDM en 2011 s'élevant à 25,2 M€, les recettes de production prévisionnelles, incluant celles provenant de la vente des pertes et des services systèmes, s'établissent à 11,7 M€ comme indiqué dans le tableau 3.1.

Tableau 3.1 : recettes de production prévisionnelles au titre de 2011

Recettes prévisionnelles 2011 (+)	25,0 M€
Recettes théoriques agents EDM 2011 (+)	0,1 M€
<i>Recettes totales 2011 à considérer</i>	<i>25,2 M€</i>
Recettes de distribution 2011 (-)	13,6 M€
Recettes de gestion clientèle 2011 (-)	0,9 M€
Recettes de vente pertes et services systèmes (+)	1,7 M€
Part d'EDM dans les recettes	95,3 %
Recettes de production 2011	11,7 M€

1.3. Surcoûts de production prévisionnels

Les coûts et recettes prévisionnels d'EDM pour 2011 étant respectivement de 90,7 M€ et 11,7 M€, le montant prévisionnel des surcoûts de production d'EDM pour 2011 est donc estimé à **79,0 M€**

Compte tenu de l'importante augmentation de consommation électrique prévue à Mayotte pour 2011 (+ 20,3 % par rapport à 2009, après une augmentation estimée de 25,6 % entre 2008 et 2010), dont les effets sur les charges de service public sont, pour cette prévision, amplifiés par une hausse 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 2011 verra encore un fort développement des achats à la filière photovoltaïque.

La part production prévisionnelle dans les tarifs de vente 2011 étant estimée à 44,36 €/MWh, le surcoût prévisionnel imputable aux contrats d'achat est évalué à **5,4 M€** comme suit :

Coût d'achat 2011 (+)	5,9 M€
<i>Quantités achetées en 2011</i>	<i>14,0 GWh</i>
<i>Taux de pertes 2011</i>	<i>11,0 %</i>
Quantités achetées et consommées ¹³	12,5 GWh
Part production du tarif de vente	44,36 €/MWh
Coût évité par les contrats d'achat (-)	0,6 M€
Surcoût dû aux contrats d'achats en 2011	5,4 M€

¹³ 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

3. Charges totales prévisionnelles d'EDM au titre de 2011

Au total, les charges prévisionnelles d'EDM au titre de 2011 sont évaluées à **84,4 M€** (79,0 M€ au titre des surcoûts de production + 5,4 M€ au titre des contrats d'achat).

D. Charges prévisionnelles de service public au titre de 2011

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'électricité au titre de 2011 est évalué à **3 465,0 M€**, réparti comme suit :

	Charges prévisionnelles au titre de 2011 (M€)	Charges constatées au titre de 2009 (M€)	Principales justifications de la variation 2009-2011
EDF	3 226,1	2 579,6	
Surcoûts contrats d'achat (hors ZNI)	2 050,0	1 522,0	Malgré une hausse du prix de marché moyen pondéré par rapport à 2009, la très forte augmentation des volumes et montants d'achat, particulièrement pour la filière photovoltaïque (x 18), conduit à des charges en très nette hausse (+ 41 %)
Surcoûts ZNI	1 129,6	993,2	
<i>Surcoûts de production</i>	766,1	806,8	Forte diminution du prix des combustibles
<i>Surcoûts contrats d'achat</i>	363,5	186,4	Développement des charges liées à la filière photovoltaïque, bagasse-charbon et thermique
Charges dispositions sociales	46,4	64,4	Diminution du nombre de bénéficiaires
ELD	154,6	41,9	Hausse des volumes (x 2) et montants d'achats (x 3,2) tout particulièrement le photovoltaïque
EDM	84,4	40,0	Forte hausse de la consommation (+25%) couplé à la hausse des coûts de combustibles impacté par le recul de l'euro par rapport au dollar. Développement des achats à la filière photovoltaïque
Total	3 465,0	2 661,6	