

Commission de régulation de l'énergie

Délibération du 9 octobre 2012 portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2013

NOR : CREE1243008S

Participaient à la séance : M. Philippe de LADOUCETTE, président, M. Frédéric GONAND et M. Michel THIOLLIÈRE, commissaires.

Les charges de service public de l'électricité, supportées par EDF, les entreprises locales de distribution et Electricité de Mayotte, sont composées des surcoûts liés aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, des surcoûts de production et d'achat d'électricité dans les zones non interconnectées (ZNI) (1) et des coûts liés aux dispositions sociales (tarif de première nécessité notamment).

Le montant des charges prévisionnelles de service public de l'électricité est estimé à 5,1 Md€ au titre de l'année 2013, soit un niveau supérieur de 43 % à celui des charges constatées au titre de 2011 (i.e. 3,6 Md€) et de 21 % au montant des charges prévisionnelles au titre de 2012 estimé par la CRE en octobre 2011 (i.e. 4,2 Md€). L'augmentation des charges est liée essentiellement au développement de la filière photovoltaïque, qui représente 41 % des charges prévisionnelles au titre de 2013, soit 2,1 Md€.

La contribution au service public de l'électricité pour 2013 (CSPE 2013) doit permettre de financer les charges prévisionnelles 2013, qui incluent les charges prévisionnelles au titre de l'année 2013 et la régularisation des charges 2011. Ces charges sont évaluées à 7,2 Md€, dont 5,1 Md€ pour les charges prévisionnelles au titre de 2013 et 2,1 Md€ pour la régularisation 2011. La CSPE 2013 nécessaire pour les financer s'élève à 18,8 €/MWh. Ce montant TVA incluse représente environ 16 % de la facture annuelle moyenne TTC d'un client résidentiel.

En application de l'article L. 121-13 du code de l'énergie, si la CSPE n'est pas fixée par arrêté avant le 31 décembre 2012 pour l'année 2013, elle sera augmentée de 3 €/MWh et s'élèvera alors à 13,5 €/MWh à compter du 1^{er} janvier 2013. Ce montant entraînerait un défaut de compensation d'EDF pour l'exercice 2013 estimé à 2 Md€.

(1) Corse, DOM, Saint-Martin, Saint-Barthélemy, Saint-Pierre-et-Miquelon et îles bretonnes des Glénans, d'Ouessant, de Molène et de Sein.

1. Cadre juridique

Les articles L. 121-9 et L. 121-13 du code de l'énergie prévoient que le ministre chargé de l'énergie arrête chaque année, sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), le montant des charges de service public de l'électricité ainsi que le montant de la contribution unitaire permettant de couvrir ces charges, le budget du Médiateur national de l'énergie et les frais de gestion exposés par la Caisse des dépôts et consignations.

L'article L. 121-9 prévoit que, « à défaut d'un arrêté fixant le montant des charges avant le 31 décembre de l'année précédente, le montant proposé par la Commission de régulation de l'énergie entre en vigueur le 1^{er} janvier ».

L'article L. 121-13 prévoit que, « à défaut d'arrêté fixant le montant de la contribution due pour une année donnée avant le 31 décembre de l'année précédente, le montant proposé par la Commission de régulation de l'énergie en application de l'alinéa précédent entre en vigueur le 1^{er} janvier, dans la limite toutefois d'une augmentation de 0,003 euro par kilowattheure par rapport au montant applicable avant cette date ».

Le décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004 prévoit que la CRE adresse sa proposition au ministre avant le 15 octobre de chaque année.

Les charges de service public de l'électricité, supportées par EDF, les entreprises locales de distribution (ELD) et Electricité de Mayotte (EDM), sont composées des surcoûts liés aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, des surcoûts de production et d'achat d'électricité dans les zones non interconnectées (ZNI) et des coûts liés aux dispositions sociales (tarif de première nécessité et participation au dispositif en faveur des personnes en situation de précarité).

En application du décret du 28 janvier 2004, les charges de service public de l'électricité prévisionnelles pour 2013 sont égales :

- aux charges prévisionnelles imputables aux missions de service public au titre de l'année 2013 (annexe 1) ;
- augmentées de la régularisation de l'année 2011, qui est la somme de :
 - l'écart entre les charges constatées au titre de l'année 2011 (annexe 2) et les charges prévisionnelles au titre de cette même année (2) ;

- l'écart entre les charges prévisionnelles en 2011 notifiées aux fournisseurs et les contributions recouvrées au titre de 2011 (annexe 3) ;
- augmentées des charges constatées supplémentaires au titre des années antérieures (annexe 4) qui n'avaient pas pu être prises en compte dans les charges 2012 du fait de défauts d'informations, nettes des contributions recouvrées au titre de ces années postérieurement à l'évaluation des charges de l'année 2012 (reliquat^{05 à 10}) ;
- augmentées du montant prévisionnel des frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations (CDC) pour 2013 (FGCDC¹³), ce montant comprenant l'écart entre les frais prévisionnels et les frais effectivement exposés au titre de 2011 ;
- diminuées des produits financiers réalisés par la CDC dans la gestion des fonds perçus au titre de 2011 (3).

(2) Objet de l'annexe 2 de la délibération de la CRE du 7 octobre 2010 sur la CSPE 2011.

(3) Ces produits financiers ont été inclus dans les contributions recouvrées au titre de 2011.

2. Charges de service public constatées au titre de 2011

Les charges de service public constatées au titre de l'année 2011 ont été évaluées par la CRE à partir des déclarations effectuées par EDF, les ELD et EDM. Ces déclarations ont été établies conformément aux règles de la comptabilité appropriée fixées par la CRE dans sa délibération du 17 décembre 2009. Elles ont été contrôlées par les commissaires aux comptes des opérateurs ou, pour les régies, par leur comptable public.

Le montant total des charges de service public de l'électricité constatées au titre de 2011 s'élève à 3 569,2 M€. Le détail de l'évaluation de ce montant est donné en annexe 2. Le tableau 1 compare ce montant avec les charges prévisionnelles au titre de 2011 établies par la CRE en octobre 2010.

Tableau 1. – Comparaison entre les charges prévisionnelles et constatées au titre de 2011

M€	Charges prévisionnelles au titre de 2011	Charges constatées au titre de 2011	Ecart
Total énergies renouvelables	1 567,0	1 464,0	-103,0
Eolien MC	407,8	399,7	-8,1
Eolien ZNI	5,7	4,8	-0,9
Photovoltaïque MC	915,2	794,9	-120,3
Photovoltaïque ZNI	82,9	106,2	23,3
Autres EnR (MC)	145,3	151,8	6,5
Autres EnR (ZNI)	10,1	6,7	-3,4
Total contrats d'achat hors ENR (MC)	734,2	838,5	104,3
Cogénération (MC)	705,3	801,7	96,4
Autres contrats d'achat (MC)	28,9	36,8	7,9
Total péréquation tarifaire hors EnR (ZNI)	1 115,3	1 198,3	83,0
Surcoût de production	845,1	910,7	65,7
Contrats d'achat hors ENR	270,2	287,6	17,3
Dispositions sociales	48,5	68,4	19,8
Total	3 465,0	3 569,2	104,2

MC : métropole continentale

ZNI : zones non interconnectées

EnR: énergies renouvelables

Par rapport à la prévision, les charges constatées au titre de 2011 sont en légère hausse (+ 3 %), résultant des écarts suivants :

- les surcoûts liés à la filière photovoltaïque sont moins élevés en raison non pas d'une surestimation de la puissance prévisionnelle installée en 2011 mais d'un décalage plus élevé que prévu entre la mise en service d'une installation et la facturation à EDF de l'énergie produite ;
- les charges liées à la filière cogénération sont supérieures, en raison de coûts d'achat unitaires plus élevés qu'escompté ;
- les charges liées à la péréquation tarifaire sont plus élevées, en raison notamment d'une hydraulicité faible, qui a entraîné un recours accru aux moyens thermiques, couplée à une forte hausse du cours des matières premières ;
- les charges liées aux dispositions sociales sont en forte hausse, essentiellement à cause de la revalorisation du tarif de première nécessité décidée fin 2010 (4), après le calcul des charges prévisionnelles au titre de 2011.

(4) Arrêté du 23 décembre 2010 portant modification de l'annexe au décret n° 2004-325 du 8 avril 2004 modifié relatif à la tarification spéciale de l'électricité comme produit de première nécessité.

3. Charges de service public de l'électricité prévisionnelles au titre de l'année 2013

Les charges prévisionnelles au titre de 2013 ont été évaluées à partir des charges constatées au titre de 2011 ainsi que des éléments prévisionnels transmis par les fournisseurs prévoyant de supporter des charges en 2013. Les règles de calcul et les hypothèses sur les évolutions des différentes grandeurs en 2013 sont présentées en annexe 1.

Le tableau 2 compare les charges prévisionnelles au titre de 2013 aux charges constatées au titre de 2011 et prévisionnelles au titre de 2012 estimées par la CRE en octobre 2011.

Tableau 2. – *Comparaison entre les charges constatées au titre de 2011 et prévisionnelles au titre de 2012 et 2013*

	Charges constatées au titre de 2011 (M€/ part du total)		Charges prévisionnelles au titre de 2012 (M€/ part du total)		Charges prévisionnelles au titre de 2013 (M€/ part du total)	
Total énergies renouvelables	1 464,0	41,0%	2 223,1	52,2%	3 014,7	58,8%
Eolien MC	399,7	11,2%	494,9	11,6%	560,6	10,9%
Eolien ZNI	4,8	0,1%	6,0	0,1%	6,6	0,1%
Photovoltaïque MC	794,9	22,3%	1 373,1	32,2%	1 898,9	37,1%
Photovoltaïque ZNI	106,2	3,0%	153,9	3,6%	208,1	4,1%
Autres EnR (MC)	151,8	4,3%	183,4	4,3%	330,1	6,4%
Autres EnR (ZNI)	6,7	0,2%	11,8	0,3%	10,4	0,2%
Total contrats d'achat hors ENR (MC)	838,5	23,5%	729,0	17,1%	531,6	10,4%
Cogénération (MC)	801,7	22,5%	709,2	16,6%	527,5	10,3%
Autres contrats d'achat (MC)	36,8	1,0%	19,8	0,5%	4,1	0,1%
Total péréquation tarifaire hors EnR (ZNI)	1 198,3	33,6%	1 210,2	28,4%	1 431,8	27,9%
Surcoût de production	910,7	25,5%	901,0	21,1%	915,5	17,9%
Contrats d'achat hors ENR	287,6	8,1%	309,2	7,3%	516,4	10,1%
Dispositions sociales	68,4	1,9%	98,4	2,3%	145,5	2,8%
Total	3 569,2		4 260,8		5 123,5	

MC : métropole continentale

ZNI : zones non interconnectées

EnR: énergies renouvelables

Les charges prévisionnelles au titre de 2013 présentent une augmentation de 43 % par rapport aux charges constatées au titre de 2011 qui s'explique par :

- une croissance générale des puissances installées de toutes les filières de production à partir d'énergies renouvelables. Les charges liées aux énergies renouvelables devraient représenter 59 % des charges prévisionnelles au titre de 2013, principalement du fait du très fort développement de la filière photovoltaïque (41 % des charges) ;
- une baisse des charges dues à la cogénération : la plupart des contrats arrivent à échéance en 2012 et 2013 et ne seront pas tous renouvelés ;
- une augmentation des charges dans les zones non interconnectées dues à la péréquation tarifaire, liée essentiellement à la mise en service des premières centrales diesel exploitées par EDF PEI, filiale d'EDF, prévues pour remplacer les centrales d'EDF à Bellefontaine en Martinique, Lucciana en Corse et Port-Est à La Réunion ;
- une hausse des charges dues aux dispositions sociales en raison de l'automatisation du processus d'attribution du tarif de première nécessité (5), qui entraîne une augmentation du nombre de clients bénéficiaires (1 442 500 prévus fin 2013 pour 651 000 à fin 2011).

(5) Décret n° 2012-309 du 6 mars 2012 relatif à l'automatisation des procédures d'attribution des tarifs sociaux de l'électricité et du gaz naturel.

4. Charges de service public de l'électricité prévisionnelles 2013 à financer par la CSPE

4.1. Demande d'EDF sur les coûts de portage et les coûts de gestion de l'obligation d'achat

La CRE a été saisie, le 30 mars 2012, d'une demande de la société EDF SA d'intégration dans le calcul des charges à couvrir par la CSPE pour 2013, d'une part, des coûts de portage du déficit de compensation des charges de service public de l'électricité calculé de 2002 jusqu'à fin 2011 et, d'autre part, des coûts de gestion attachés à la mise en œuvre de l'obligation d'achat sur cette même période.

La CRE n'a pas pu, en l'état de la rédaction des dispositions des articles L. 121-6 et suivants du code de l'énergie, inclure ces charges dans les charges à couvrir au titre des charges de service public de l'électricité.

Toutefois, la CRE, comme la Cour des comptes dans son dernier rapport relatif à la CSPE, publié en juin 2012, estime que la demande d'une prise en charge des coûts de portage résultant du déficit cumulé de la compensation due à EDF ainsi que des coûts de gestion attachés à l'obligation d'achat est dans son principe économiquement fondée, dans la mesure où ces charges sont inhérentes à la mise en œuvre des missions de service public assumées par EDF SA. La CRE ne se prononce pas sur la pertinence des montants demandés.

4.2. Charges prévisionnelles 2013

En application du décret du 28 janvier 2004, les charges de service public de l'électricité prévisionnelles de l'année 2013, que la CSPE 2013 doit financer, sont égales aux charges prévisionnelles au titre de 2013 augmentées de la régularisation des charges de l'année 2011, des reliquats de charges sur les années antérieures et des frais de gestion de la CDC.

Les charges de service public prévisionnelles 2013 sont évaluées à 7 185,9 M€. Le tableau 4 présente l'évaluation de ces charges pour EDF, l'ensemble des ELD et EDM. Les charges prévisionnelles supportées par chaque ELD sont détaillées en annexe 6.

Tableau 3. – Charges prévisionnelles 2013 (M€)

	Charges prévisionnelles au titre de 2013 (annexe 1)	Charges constatées au titre de 2011 (annexe 2)	Charges prévisionnelles au titre de 2011 ⁽¹⁾	Charges prévisionnelles 2011 ⁽¹⁾	Contributions recouvrées 2011 ⁽²⁾ (annexe 3)	Reliquats antérieurs à 2011	Charges prévisionnelles 2013
	CP ₁₃	CC ₁₁	CP ₁₁	CP ₁₁	CR ₁₁	Reliquat _{05 à 10}	CP ₁₃
EDF	4 830,147	3 378,2	3 226,1	4 596,6	2 662,4	23,6	6 940,1
Entreprises locales de distribution	203,609	120,7	154,6	156,4	156,3	0,2	170,0
Electricité de Mayotte	89,8	70,3	84,4	63,2	63,2	0,0	75,7
Total	5 123,5	3 569,2	3 465,0	4 816,2	2 882,0	23,8	
					Frais de gestion CDC 2013 ⁽³⁾		0,2
					Total charges prévisionnelles 2013		7 185,9

$$CP_{13} = CP_{13} + (CC_{11} - CP_{11}) + (CP_{11} - CR_{11}) + \text{reliquat}_{05 \text{ à } 11} + \text{FGCDC}_{13}$$

(1) charges objet de l'annexe 1 de l'arrêté du 23 mars 2011 relatif aux charges de service public de l'électricité pour 2011 (cf. annexe 3)

(2) y compris produits financiers de 407,2 k€ réalisés par la CDC dans la gestion des fonds 2011

(3) intègre 2,6 k€ d'écart entre les frais de gestion constatés et prévisionnels 2011

Les charges prévisionnelles 2011, fixées par l'arrêté du 23 mars 2011, sont supérieures de 1 934,2 M€ à la compensation reçue par les fournisseurs pour 2011 (cf. annexe 3). La fixation de la contribution unitaire à 7,5 €/MWh puis 9 €/MWh à partir du 31 juillet 2011, au lieu du montant de 12,9 €/MWh proposé par la CRE, explique cet écart.

5. Assiette de contribution

Tableau 4. – Assiette de contribution aux charges de service public

	2012	2013
Consommation intérieure prévisionnelle (hors pertes) (1) (TWh)	475,7	466,9
TWh exonérés de CSPE (2)	94,8	84,6
Total TWh soumis à contribution	380,9	382,4

(1) Source : RTE, EDF SEI, Electricité de Mayotte. – Baisse de la consommation prévue en raison de la crise économique.
(2) Exonération des autoproducteurs jusqu'à 240 GWh par site de production, plafonnement à 570 k€ par site de consommation (prenant en compte la hausse du plafond prévisionnel de 2 % par rapport à son niveau 2012 de 559 k€), plafonnement à 0,5 % de la valeur ajoutée des sociétés industrielles consommant plus de 7 GWh.

L'assiette de contribution ne prend pas en compte les mesures relatives à la taxation/détaxation de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables ou par cogénération vendue/achetée dans un autre Etat membre de l'Union européenne, prévues aux articles L. 121-22 et L. 121-23 du code de l'énergie. En effet, à défaut de données constatées à ce jour, l'impact de ces mesures sur l'assiette de contribution est considéré comme non significatif (l'une des mesures impactant l'assiette à la hausse, l'autre à la baisse).

Les montants imputables aux contrats d'achat relevant des articles L. 314-1 et L. 311-10 du code de l'énergie, nécessaires pour la mise en œuvre de ces mesures, sont donnés en annexe 7.

6. Contribution unitaire 2013

La contribution unitaire 2013 (CSPE 2013) nécessaire pour couvrir les charges de service public de l'électricité prévisionnelles (7,2 Md€) et le budget du Médiateur national de l'énergie en 2013 (0,02 €/MWh) s'élève à 18,8 €/MWh, dont 13,4 €/MWh pour couvrir les charges prévisionnelles au titre de 2013 et 5,4 €/MWh pour couvrir la régularisation 2011 et les reliquats des exercices antérieurs. Le soutien à la filière photovoltaïque représente 5,5 €/MWh au titre de 2013.

En application de l'article L. 121-13 du code de l'énergie, si la CSPE n'est pas fixée par arrêté avant le 31 décembre 2012 pour l'année 2013, elle sera augmentée de 3 €/MWh et s'élèvera alors à 13,5 €/MWh à compter du 1^{er} janvier 2013. Ce montant entraînerait un défaut de compensation d'EDF pour l'exercice 2013 estimé à 2 Md€.

Fait à Paris, le 9 octobre 2012.

Pour la Commission de régulation de l'énergie :

Le président,

P. DE LADOUCKETTE

ANNEXES

ANNEXE 1

CHARGES PRÉVISIONNELLES AU TITRE DE L'ANNÉE 2013 (CP₁₃)

L'évaluation du montant prévisionnel des charges de service public de l'électricité au titre de l'année 2013 a été réalisée à partir de la comptabilité appropriée fournie par les opérateurs ayant supporté de telles charges en 2011 et à partir des données détaillées transmises par ceux prévoyant d'en supporter en 2013.

La CRE rappelle que les évaluations formulées ci-dessous comportent des incertitudes inhérentes à tout exercice de prévision.

Avertissement

Tous les résultats sont arrondis à une décimale (la plus proche) dans le corps du document. Toutefois, les résultats finaux 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 2013

1. Surcoûts de production dans les zones non interconnectées (1)

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 2013 (2).

(1) Corse, DOM, Saint-Martin, Saint-Barthélemy, Saint-Pierre-et-Miquelon et îles bretonnes des Glénans, d'Ouessant, de Molène et de Sein.

(2) Les recettes d'EDF SEI, issues des tarifs réglementés de vente, rémunèrent la production, la distribution et 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 électrique de 5,4 % entre 2011 et 2013. Elle tient compte également des dispositions introduites par l'arrêté du 23 mars 2006, qui prévoit une rémunération des capitaux de 11 % pour les nouveaux investissements de production (le taux de 7,25 % continuant à s'appliquer pour ceux réalisés antérieurement).

1.1.1. Coût de production lié à l'ouvrage hydraulique du Rizzanèse

A l'instar des remarques formulées dans la délibération du 13 octobre 2011, la CRE maintient pour 2013 le plafonnement du montant de l'investissement à 167 M€₂₀₀₈. Le coût de production à excludre du fait de ce plafonnement est évalué à 1,1 M€.

Cette décision de plafonner le montant prévisionnel d'investissement ne préjuge pas des montants qui seront retenus par la CRE pour l'évaluation des charges constatées au titre de 2013. Toutefois, tout dépassement du plafond ci-dessus devra résulter de particularités liées à l'installation et dûment justifiées par EDF. En particulier, la justification apportée devra se fonder sur des coûts normaux et non s'appuyer uniquement sur une comparaison locale avec d'autres installations hydrauliques.

1.1.2. Coûts liés aux études dans le cadre des projets Millener et Pegase

Les coûts exposés en 2013 pour les projets Millener et Pegase correspondant à des coûts d'études dans le domaine des énergies renouvelables, ils ne peuvent être retenus au titre des surcoûts de production définis à l'article L. 121-7 du Code de l'énergie et ne peuvent par conséquent donner lieu à compensation.

Par conséquent, le montant de 1,0 M€ correspondant à ces projets est exclu de l'évaluation des charges prévisionnelles au titre de 2013.

1.1.3. Coûts de production retenus dans les ZNI

Les coûts de production prévisionnels (incluant la fourniture des pertes et des services systèmes) s'élèvent à 1 121,9 M€, répartis comme suit :

Tableau 1.1. – Coûts de production prévisionnels d'EDF dans les ZNI en 2013

	Nature de coûts (M€)	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	SPM	Iles bretonnes	Total 2013	Total 2011	Evolution 2011-2013 (%)
Coûts variables (M€)	achats de combustibles hors taxes	126,7	153,0	182,5	56,8	2,8	11,5	2,2	535,5	614,6	-12,9%
	personnel, charges externes et autres achats	42,0	49,8	38,4	34,5	28,0	5,1	0,2	198,0	199,7	-0,9%
	impôts et taxes	12,8	9,3	8,4	22,9	16,5	0,0	0,0	70,0	65,6	6,7%
	coûts de commercialisation	3,0	4,6	4,8	2,1	8,4	0,0	0,1	23,0	18,2	25,9%
	coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	5,2	6,3	7,2	2,1	0,1	0,0	0,0	21,9	15,1	39,1%
Coûts fixes (M€)	charges financières	43,2	15,8	15,5	30,3	19,6	6,1	0,3	130,8	120,1	8,9%
	amortissements	14,4	15,6	17,4	10,6	11,8	0,9	0,0	70,7	71,5	-1,1%
	frais de structure, de siège et support	12,6	14,8	14,0	12,9	18,0	0,1	0,6	72,9	66,6	9,5%
Coût total (M€)		259,9	269,2	288,2	172,3	105,1	23,6	3,5	1 121,9	1 171,5	-4,2%

Les coûts de production prévisionnels pour 2013 dans les ZNI sont en légère diminution par rapport à 2011 (– 49,6 M€).

Les achats de combustibles constituent le principal poste de dépenses. La diminution de ce poste de 12,9 % par rapport à l'année 2011 s'explique par la mise en service de nouveaux moyens de production thermiques en Corse, en Martinique et à La Réunion, en remplacement des centrales thermiques du parc EDF. Les coûts en résultant sont intégrés dans les coûts d'achat (2.2.2).

Le portefeuille d'offres relatives à la maîtrise de la demande d'électricité dans l'ensemble des ZNI se stabilise. Dans le même temps, la commercialisation de ces offres s'accroît, ce qui génère des coûts commerciaux supplémentaires.

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

Conformément à l'ordonnance n° 2012-827 du 28 juin 2012 relative au système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre concernant la période de l'exercice 2013-2020, aucun quota n'est délivré gratuitement aux producteurs d'électricité. Par conséquent, EDF sera amenée à acheter des quotas de CO₂ pour couvrir l'ensemble de ses émissions, ce qui augmente le poste de charge correspondant.

Cette augmentation est atténuée par le prix de la tonne de CO₂, prévu en baisse en 2013. Prenant en compte le fait que BlueNext ne cotera plus au-delà des cotations futures 2012, la référence pour la valorisation des quotas d'émission de CO₂ a été changée. 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 2013 évalués entre le 1^{er} janvier 2012 et le 31 juillet 2012 inclus, sur le marché boursier ICE (Intercontinental Exchange) (7,9 €/tCO₂ sur cette période).

1.2. Recettes de production prévisionnelles dans les ZNI

Les recettes de production prévisionnelles dans les ZNI en 2013 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 2011) 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 5,4 % entre 2011 et 2013, la hausse dans chaque ZNI étant uniformément répartie sur l'ensemble des catégories tarifaires ;
- taux de pertes moyen en légère diminution entre 2011 et 2013, passant de 11,1 % à 10,8 % ;
- recettes réseau en augmentation suivant le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité entré en vigueur le 1^{er} août 2011 ;
- prise en compte du mouvement tarifaire national intervenu le 23 juillet 2012 (+ 2 % sur les tarifs bleus, jaunes et verts).

Sur ces bases, les recettes de production prévisionnelles dans les ZNI en 2013 s'élèvent à 287,9 M€, réparties comme suit :

Tableau 1.2. – Recettes de production prévisionnelles dans les ZNI en 2013

	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	Saint-Pierre et Miquelon	Iles bretonnes	TOTAL
chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité aux tarifs de vente ⁽¹⁾ (M€)	181,7	174,9	145,9	72,5	257,6	4,4	0,7	837,7
recettes réseau (M€)	70,9	71,9	57,6	29,5	106,8	1,7	0,3	338,7
recettes gestion de la clientèle (M€)	8,8	8,7	7,2	2,3	13,3	0,1	0,1	40,6
recettes brutes de production ⁽²⁾ (M€)	102,0	94,3	81,0	40,7	137,5	2,5	0,3	458,4
part des recettes à considérer ⁽³⁾ (M€)	56,7	44,3	62,7	36,9	24,4	2,5	0,3	227,8
recettes de production totales⁽⁴⁾ (M€)	74,8	57,3	72,4	42,2	38,1	2,7	0,4	287,9
part production du tarif de vente ⁽⁵⁾ (€/MWh)	53,27	53,52	55,33	50,95	52,59	57,79	40,55	-

Notes du tableau :

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

(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.

(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 1 121,9 M€ et 287,9 M€, le montant des surcoûts de production prévisionnels au titre de 2013 dans les ZNI est égal à 834,0 M€.

2. Surcoûts dus aux contrats d'achat

2.1. Définition

Les surcoûts d'achat prévisionnels supportés par EDF en 2013 sont dus aux contrats d'achat suivants :

- les contrats relevant de l'obligation d'achat (article L. 314-1 du code l'énergie) ;
- les contrats issus des appels d'offres (article L. 311-10 du code précité) ;
- les contrats conclus ou négociés avant le 11 février 2000 (article L. 121-27 du code précité) ;
- les contrats conclus dans les ZNI avec des producteurs indépendants en dehors du cadre des articles L. 314-1, L. 311-10 et L. 121-27 du code précité (V de l'article 4 du décret du 28 janvier 2004) ;
- les contrats de type « appel modulable » concernant des installations dites « dispatchables ».

En application du 1^o de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, 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 calculé comme « *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)

La prévision des quantités achetées en 2013 est établie à partir des montants retenus au titre de 2011 et des évolutions prévues en 2012 et 2013, 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 au 11 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, incluant la TICGN, résultant de l'application de la formule de GDF Suez ;
 - nombre d'installations fonctionnant en mode « dispatchable » calculé à partir de la proportion constatée d'installations ayant opté pour le mode « dispatchable » en 2011 ;
 - 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 2011.

Pour la cogénération n'optant pas pour le mode « dispatchable », la CRE retient, pour 2013, un tarif d'achat prévisionnel de 131,0 €/MWh pour les contrats C97 (3), de 130,1 €/MWh pour les contrats C99 (3) et de 139,3 €/MWh pour les contrats C013. Ces tarifs sont établis sur la base du tarif effectivement constaté en 2011 (respectivement 126,6 €/MWh, 122,7 €/MWh et 131,2 €/MWh) et des hypothèses exposées ci-dessus.

De nombreux contrats d'achat d'électricité à des installations de cogénération arrivent à échéance en 2012 et en 2013. La CRE fait l'hypothèse que 60 % des contrats arrivant à échéance (au sens de la puissance garantie) sont remis en service à l'hiver suivant (la production redémarre au 1^{er} novembre).

La filière diesels « dispatchables » est en extinction progressive, sa puissance installée future est précisément connue. La CRE a retenu les hypothèses prises par EDF sur la durée de fonctionnement. Le prix d'achat variable a été évalué par la CRE à 229 €/MWh. La prime fixe a été évaluée à 86,5 €/kW.

Pour l'hydraulique, la CRE retient, pour chaque type de contrat, le tarif moyen constaté sur 2011 indexé ainsi qu'une durée de fonctionnement normative supérieure à celle constatée en 2011, année de faible hydraulité.

Pour la filière éolienne, la CRE retient pour 2013 :

- pour les contrats E01 (4) et EOLE 2005 (4), des puissances installées respectivement de 1 025 MW et de 33 MW sans évolution ultérieure ;
- aucune évolution pour les contrats E06 par rapport à la puissance actuelle de 1 463 MW ;
- 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 330 MW en 2012, de 30 MW par mois pendant le premier semestre 2013 puis de 50 MW mensuels ;
- une durée moyenne de production de 2 094 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 2011 indexés de 2 % par an ;
- le tarif d'achat prévisionnel moyen est de 88,6 €/MWh.

Pour les centrales d'incinération, la CRE a considéré un accroissement du parc de 9 MW au cours de l'année 2012 et de 20 MW au cours de l'année 2013. La durée de fonctionnement est de 6 675 heures, correspondant à un profil moyen observé sur le parc au cours des exercices précédents. Le tarif moyen d'achat retenu pour 2013 est de 57,2 €/MWh.

Pour les centrales de production à partir de biogaz, aucun contrat d'achat n'arrive à échéance en 2012 ou 2013. La CRE fait l'hypothèse qu'environ 84 MW de nouvelles installations sous le régime tarifaire de l'arrêté du 19 mai 2011 seront mis en service avant décembre 2013. La CRE estime la puissance installée pour cette filière fin 2013 à environ 250 MW.

Pour la filière biomasse, la CRE considère que 30 MW seront mis en service d'ici 2012 par les candidats retenus à l'issue de l'appel d'offres de 2006 et 48 MW par les candidats retenus à l'appel d'offres de 2009. Ces estimations sont fondées sur l'état d'avancement des projets mi-2012. Les premières installations sous le régime de l'arrêté tarifaire du 27 janvier 2011 devraient voir le jour en 2013, pour une puissance estimée de 20 MW. La puissance installée pour cette filière devrait atteindre 278 MW à la fin 2013, pour un prix d'achat unitaire moyen de 128,4 €/MWh.

La puissance des installations photovoltaïques raccordées au réseau d'ERDF et de RTE devrait atteindre 4,5 GW fin 2012 (à rapporter à l'objectif de 5,4 GW installés en 2020 fixé par la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité). Cette puissance résulte de la résorption de la file d'attente des projets non suspendus par le décret du 2 décembre 2010 et de la mise en service de nouvelles installations bénéficiant des conditions tarifaires de l'arrêté du 4 mars 2011. La résorption de la file d'attente des installations sous le régime des arrêtés de 2006 et de 2010 devrait conduire à un parc d'environ 3,4 GW pour ces arrêtés tarifaires. Le développement sous le régime tarifaire de 2011 et sous le régime des appels d'offres de 2011 pourrait conduire à la mise en service de 940 MW d'ici fin 2013. Le prix d'achat prévisionnel moyen du photovoltaïque ressort à 459,0 €/MWh.

(3) Contrats de cogénération : les contrats de type C97 et C99 sont des contrats conclus ou négociés avant le 11 février 2000. Les contrats C01 sont des contrats relevant de l'obligation d'achat.

(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.

Prévisions :

Compte tenu de ce qui précède, les quantités et les coûts d'achat prévisionnels pour 2013 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 2013 (hors ZNI)

	Cogénération (combustible fossile)	Cogénération (combustible fossile) dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres(*)	TOTAL
Janvier	1 582,9	30,6	0,2	498,0	1 638,6	269,1	97,3	109,5	135,8	0,0	4 362,0
Février	1 339,6	27,3	0,2	494,4	1 373,8	243,1	93,5	101,7	209,9	0,0	3 883,5
Mars	1 223,4	32,0	0,1	542,1	1 373,0	269,1	98,7	113,7	355,3	0,0	4 007,4
Avril	9,0	0,0	0,1	578,2	1 187,0	214,6	98,2	112,8	449,3	0,5	2 649,8
Mai	5,0	0,0	0,1	614,8	1 006,1	221,9	100,1	110,9	529,5	0,0	2 588,3
Juin	5,0	0,0	0,0	520,7	853,5	214,6	98,1	109,0	563,1	0,0	2 364,0
Juillet	5,0	0,0	0,0	365,4	845,7	221,9	101,0	119,7	589,5	0,0	2 248,2
Août	5,0	0,0	0,0	267,9	830,6	221,9	104,6	112,9	543,0	0,0	2 085,8
Septembre	5,0	0,0	0,0	225,0	999,6	214,6	101,8	117,2	436,4	0,0	2 099,5
Octobre	88,0	0,0	0,1	359,2	1 306,5	221,9	109,0	129,3	317,9	0,8	2 532,7
Novembre	968,4	29,1	0,1	439,2	1 481,0	272,8	106,6	131,4	179,0	0,0	3 607,7
Décembre	987,4	25,5	0,1	501,8	1 722,9	281,8	109,4	136,2	124,2	0,0	3 889,3
Quantités (GWh)	6 223,6	144,5	0,9	5 406,8	14 618,1	2 867,3	1 218,3	1 404,5	4 432,9	1,4	36 318,2
Quantités retenues en 2011 (GWh)	11 151,2	375,1	1,3	4 644,0	11 679,3	2 809,8	816,0	855,1	1 552,7	252,9	34 137,4
Coût d'achat (M€)	849,5	29,1	8,1	385,0	1 294,9	164,1	139,0	180,4	2 034,5	0,1	5 084,7
Coût d'achat retenu en 2011 (M€)	1 380,9	77,2	21,1	298,9	996,5	150,5	75,5	91,8	807,1	32,5	3 932,0
Coût d'achat unitaire (€/MWh)	136,5	201,2	8 956,8	71,2	88,6	57,2	114,1	128,4	458,9	85,1	140,0
Coût d'achat unitaire en 2011 (€/MWh)	123,8	205,9	15 927,1	64,4	85,3	53,6	92,5	107,3	519,8	126,6	115,2

* Autres = centrales thermiques à fourniture partiellement garantie

Le montant des achats de l'électricité produite par les installations de cogénération est en diminution, principalement à cause de la diminution de la taille du parc et du non-renouvellement de l'obligation d'achat pour les installations de plus de 12 MW.

L'augmentation des quantités achetées à la filière hydraulique s'explique par le déficit hydraulique de l'année 2011. L'augmentation du coût d'achat unitaire est due au changement de régime tarifaire pour les installations rénovées. Ces dernières, une fois rénovées, bénéficient d'un nouveau contrat d'achat à des conditions tarifaires souvent plus avantageuses que celles en vigueur avant leur rénovation.

La filière éolienne poursuit son développement avec une production estimée à 14,6 TWh, soit une augmentation de 25 % par rapport à 2011. Ces prévisions sont revues à la baisse par rapport à celles réalisées l'an dernier. Le coût d'achat unitaire augmente avec l'inflation.

Les filières biomasse et biogaz se développent également significativement :

- biomasse : les candidats retenus lors de l'appel d'offre lancé en 2010 ne devraient pas être en activité avant la fin 2013. L'ensemble de la croissance de cette filière passe par des mises en service d'installations issues d'appels d'offres précédents et par quelques installations bénéficiant de l'arrêté tarifaire de 2011 ;

- biogaz : les volumes et les coûts d'achat unitaires devraient croître sensiblement sous l'effet de l'arrêté tarifaire pris en novembre 2011.

Les volumes d'énergie de la filière photovoltaïque devraient tripler par rapport à 2011, pour deux raisons. Tout d'abord, c'est fin 2012 seulement que sera totalement résorbée la file d'attente contractée avant le moratoire de décembre 2010 pour bénéficier de tarifs de rachat plus avantageux. La CRE estime que le parc sous le régime tarifaire des arrêtés de 2006 et 2010 devrait se stabiliser autour de 3,5 GWc installés. Par ailleurs, le développement du parc se poursuit sous le régime tarifaire de 2011 et des appels d'offres, bien au-delà des objectifs qui lui sont assignés : ainsi, fin 2013, environ 1,1 GWc devraient être installés dans ce cadre.

Cette croissance soutenue du parc conduit à la hausse des volumes d'énergie, mais surtout du coût d'achat en 2013 ; le photovoltaïque représentera 40 % du coût de l'obligation d'achat en métropole, pour 12 % de l'énergie produite.

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 2013 sont présentés dans le tableau 1.4.

Tableau 1.4. – *Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels d'EDF dans les ZNI en 2013*

	Interconnexion (SARCO et SACOI)	Hydraulique	Eolien	Bagasse/ charbon	Incinération	Géothermie	Photovoltaïque	Biogaz	Biomasse	Thermique	TOTAL
Corse	701,0	44,0	43,0	0,0	0,0	0,0	99,0	12,0	0,0	89,0	988,0
Guadeloupe	0,0	15,0	51,0	621,0	0,0	51,0	82,6	0,4	0,0	247,5	1 068,5
Martinique	0,0	0,0	1,3	0,0	30,0	0,0	84,3	0,0	0,0	250,5	366,1
Guyane	0,0	24,0	0,0	0,0	0,0	0,0	35,8	0,0	13,2	0,0	73,0
La Réunion	0,0	2,2	16,5	1 598,5	0,0	0,0	193,0	18,0	0,0	556,9	2 385,0
Saint-Pierre et Miquelon	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2
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)	701,0	85,2	113,0	2 219,5	30,0	51,0	494,7	30,4	13,2	1 143,9	4 881,8
Quantités retenues en 2011 (GWh)	322,3	56,9	82,7	2144	14,5	55,9	250,5	14,6	12,1	323,0	3 276,4
Coût d'achat (M€)	57,0	7,0	11,9	339,1	1,8	6,0	225,1	2,8	2,7	313,7	967,0
Coût d'achat retenu en 2011 (M€)	25,9	4,5	8,6	306	0,9	5,6	113,0	1,3	1,3	91,8	559,5

Les volumes d'achat prévus en 2013 sont en hausse de 49,0 % par rapport aux volumes achetés en 2011 et les coûts d'achat correspondant croissent de 72,8 %.

La très grosse majorité de l'électricité achetée est produite par les installations fonctionnant à la bagasse et au charbon (46 % des volumes achetés). La légère augmentation du coût d'achat (+ 32,7 M€) est liée essentiellement à l'augmentation du volume d'achat des quotas de CO₂ en l'absence de quotas gratuits.

Les groupes de secours et les centrales thermiques constituent la deuxième source d'approvisionnement (23 % du total des achats). La mise en service des nouvelles unités de production thermiques en Martinique, en Corse et à La Réunion augmente le volume d'électricité prévisionnel (+ 820,9 GWh) et génère une augmentation du coût d'achat de (+ 221,9 M€).

Selon les conditions contractuelles en vigueur jusqu'à la fin 2012, l'énergie transitant sur la liaison SACOI reliant l'Italie continentale à la Sardaigne via la Corse, qui permet de fournir les clients corses, est produite par EDF à partir de son propre parc de production continental. Elle ne peut donc donner lieu à compensation, les surcoûts à considérer dans les ZNI étant ceux liés « *aux particularités du parc de production inhérentes à la nature de ces zones* ». Pour l'année 2013, EDF a annoncé le projet de renouvellement de la ligne SACOI et du cadre contractuel associé entre les différents acteurs (fournisseurs, gestionnaires de réseau). Le nouveau contrat d'achat d'énergie sera signé entre EDF et EDF-T et sera renégocié annuellement. Les surcoûts de fourniture d'électricité supportés par EDF SEI à ce titre seront compensés dans le cadre de la CSPE conformément aux dispositions du décret du 28 janvier 2004. Le coût d'achat prévisionnel de l'électricité soutirée sur la ligne SACOI en 2013 est estimé à 30 M€ pour un volume de 378 GWh.

La filière photovoltaïque poursuit son développement, avec une multiplication par près de deux de la production et des coûts d'achat. L'électricité photovoltaïque représente le troisième poste de charges après les installations thermiques et celles fonctionnant à la bagasse et au charbon.

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 de ce contrôle est compensé car il est un élément de détermination du coût d'achat pour les installations de cogénération.

Pour 2013, le montant de ce contrôle est identique à celui constaté en 2011, 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.

Le 1^o de l'article L. 121-7 du code de l'énergie 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.

Les contrats d'achat pour la filière photovoltaïque font l'objet d'un traitement particulier détaillé dans la prochaine section.

Le coût évité par la production quasi certaine est calculé en utilisant les prix de marché à terme observés sur EEX Power Derivatives. Le coût évité par la production aléatoire est calculé, pour une prévision, en référence à la moyenne des prix à terme trimestriels évalués entre le 1^{er} janvier 2011 et le 31 août 2012.

Le coût évité ainsi obtenu s'élève pour l'année 2013 à 1 599,4 M€ (hors contrats à différenciation horo-saisonnière, contrats « appel modulable » et cogénérations fonctionnant en mode « dispatchable »).

Coût évité par la production quasi certaine :

Tableau 1.5. – *Puissance quasi certaine retenue pour l'année 2013*

	PUISSANCE QUASI CERTAINE (MW)
Ruban de base	900
Surplus de production Q1 (1)	2 600
Surplus de production M11/M12 (2)	2 500
(1) Premier trimestre. (2) M11 novembre ; M12 : décembre.	

Les cotations des produits à terme utilisées lors du calcul des charges constatées 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 1.6. – *Prix de marché retenus pour 2013*

RUBAN	Q1	M11	M12
54,07	58,40	55,91	53,18

Le coût évité par la production quasi certaine, correspondant à 17,2 TWh, est de 953,8 M€.

Coût évité par la production aléatoire :

Tableau 1.7. – *Prix de marché trimestriels pour 2013*

Q1	Q2	Q3	Q4
57,39	43,03	45,32	55,48

Les prix de marché mensuels sur l'année 2013 sont calculés à partir de la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix du mois sur le prix du trimestre correspondant (poids moyen du mois dans le trimestre).

Le coût évité par la production aléatoire s'élève à 645,6 M€ (hors contrats à différenciation horo-saisonnière, contrats « appel modulable » et cogénérations « dispatchables »).

Tableau 1.8. – *Coût aléatoire prévisionnel évité à EDF par les contrats d'achat (hors ZNI) en 2013 (hors contrats horo-saisonnalisés et « modulables » et cogénérations « dispatchables »)*

Mois	Prix mensuel	Quantité	Coût évité
	(€/MWh)	(GWh)	(M€)
Janvier	60,08	1 417,4	85,2
Février	57,34	1 121,4	64,3
Mars	54,75	826,6	45,3
Avril	43,78	1 350,2	59,1
Mai	40,41	1 174,2	47,5
Juin	44,90	971,0	43,6
Juillet	46,53	861,4	40,1
Août	41,03	779,7	32,0
Septembre	48,41	936,6	45,3
Octobre	57,35	1 430,6	82,0
Novembre	55,91	811,4	45,4
Décembre	53,18	1 050,4	55,9
Total 2012	50,7	12 731	645,6

prix moyen pondéré prévisionnel 2013 (€/MWh)	50,7
<i>prix moyen pondéré prévisionnel 2012 (€/MWh)</i>	<i>57,2</i>

2.3.1.2. Coût évité par les contrats d'achat photovoltaïques (hors ZNI).

Le calcul du coût évité par les installations photovoltaïques fait l'objet d'un traitement particulier. A la suite des préconisations inscrites dans le rapport Charpin-Trink issu de la concertation postmoratoire avec les acteurs de la filière, la CRE a mis en place une nouvelle méthode de calcul des coûts évités pour l'acheteur obligé.

Afin de prendre en compte les profils de production des producteurs d'électricité photovoltaïque, la CRE utilise pour le calcul des coûts évités de l'année 2013 un prix moyen mensuel de l'électricité. Il sera basé sur les prix spot horaires du marché de gros pondérés par les profils de production horo-saisonniers du profil PRD 3 (utilisé par les gestionnaires de réseaux de distribution). Cette nouvelle méthode de calcul permet de déterminer un niveau de valorisation de l'électricité photovoltaïque en accord avec les périodes de production théorique, le photovoltaïque permettant de produire uniquement le jour, lorsque les prix spot sont les plus élevés sur le marché de gros.

Ainsi, le coût évité total prévisionnel pour la filière photovoltaïque en 2013 est de 257,0 M€.

2.3.1.3. Cas particulier des installations bénéficiant d'un contrat horo-saisonnalisé.

Certaines installations bénéficient de contrats d'achat à différenciation horo-saisonnière, ce qui signifie que la rémunération du producteur par EDF dépend du moment où il produit son électricité. Les périodes horo-saisonnières 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 horo-saisonnier.

Ne pouvant prévoir, pour 2013, 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 2013 a varié, par kWh, par rapport à 2011, dans la même proportion que le prix de marché moyen pondéré entre 2011 et 2013. Ce prix de marché pondéré est en baisse de 7,3 %. Les volumes achetés sont, eux, en hausse, ce qui permet d'obtenir un coût évité de **93,6 M€**.

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

Les installations « dispatchables », qui font l'objet de contrat type « appel modulable », devraient représenter, fin 2013, une puissance garantie de 79 MW. Leur production prévisionnelle s'élève à 0,9 GWh. Les résultats des appels d'offres de RTE pour la mise à disposition de réserves rapides ou complémentaires ont été retenus pour l'évaluation du coût fixe évité à l'acheteur obligé. Le coût fixe évité prévisionnel est ainsi évalué à 1,6 M€.

La valorisation du coût évité « énergie » s'effectue, quant à elle, suivant la même méthode que celle retenue pour les contrats horo-saisonnalisés décrite ci-dessus (i.e. variation dans la même proportion que le prix de marché moyen pondéré entre 2011 et 2013). Sur cette base, le coût évité « énergie » par les installations « dispatchables » est évalué à 2,4 M€. Le coût évité total est donc de **4,0 M€**.

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

Les installations de cogénération fonctionnant en mode « dispatchable » devraient représenter, en moyenne sur 2013, une puissance garantie de 107 MW, pour une production prévisionnelle estimée à 144,5 GWh, tous modes de fonctionnement confondus.

Le principe de calcul du coût évité par ces installations pour 2013 est identique à celui adopté pour 2011 (cf. paragraphe 2.3.1.3 et annexe 2 [A-2.2.1.4]). Le coût fixe évité par les installations de cogénération en mode « dispatchable » est, ainsi, évalué à 1,9 M€. Le coût évité « énergie », supposé évoluer de façon identique à celui des contrats horo-saisonnalisés et contrats de type « appel modulable », est évalué à 7,3 M€. Le coût évité total est donc de **9,2 M€**.

2.3.1.6. 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 **1 963,3 M€** (953,8 M€ du coût évité par la production quasi certaine + 645,6 M€ du coût évité par la production aléatoire + 257,0 M€ du coût évité par les contrats photovoltaïques + 93,6 M€ du coût évité horo-saisonnalisé + 4,0 M€ du coût évité par les installations « dispatchables » + 9,2 M€ du coût évité par les cogénérations fonctionnant en mode « dispatchable »).

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

Conformément au 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, 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 **232,2 M€**, comme détaillé dans le tableau 1.9.

Tableau 1.9. – Coût prévisionnel évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2013

	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	Saint Pierre et Miquelon	Iles bretonnes	TOTAL
Quantités achetées (GWh)	988,0	1 068,5	366,1	73,0	2 385,0	1,2	0,0	4 881,8
Taux de pertes (%)	14,1%	11,3%	9,6%	10,0%	8,7%	7,0%	8,3%	
Quantités achetées et consommées (GWh) *	848,4	947,4	331,1	65,7	2 177,7	1,1	0,0	4 371,5
Part production du tarif de vente (€/MWh)	53,3	53,5	55,3	51,0	52,6	57,8	40,5	
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	45,2	50,7	18,3	3,3	114,5	0,1	0,0	232,2

* 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 2013 s'élèvent à :

3 121,6 M€ en métropole continentale (5 084,7 M€ de coût d'achat + 0,1 M€ de contrôle de cogénération – 1 963,3 M€ de coût évité) ;

734,8 M€ dans les ZNI (967,0 M€ de coût d'achat – 232,2 M€ de coût évité),
soit un total de **3 856,4 M€**.

3. Charges dues aux dispositions sociales

La tarification spéciale « produit de première nécessité » est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2005. Elle a par la suite été rebaptisée « tarif de première nécessité » (TPN). L'arrêté du 5 août 2008 fixe le plafond de ressources pour en bénéficier au plafond d'ouverture des droits à la couverture maladie universelle complémentaire. Un décret du 26 juillet 2006 prévoit en outre, pour les clients concernés par la tarification de

première nécessité, la gratuité de la mise en service et une réduction de 80 % sur les frais de déplacement pour impayés. Ces pertes de recettes et frais supplémentaires doivent faire l'objet d'une compensation au profit des opérateurs concernés.

Par ailleurs, les charges supportées du fait du tarif de première nécessité permettent aux opérateurs de bénéficier d'une compensation en cas de participation au dispositif en faveur des personnes en situation de précarité. Cette compensation peut s'élever jusqu'à 20 % des charges dues au titre du TPN, dans la limite du concours financier de l'opérateur au fonds de solidarité pour le logement (arrêté du 24 novembre 2005).

3.1. Charges dues au tarif de première nécessité

3.1.1. Pertes de recettes prévisionnelles dues au TPN

Si auparavant les bénéficiaires du TPN devaient faire la demande de cette prestation sociale, cela ne sera plus le cas en 2013. Le bénéfice du tarif de première nécessité est applicable de manière automatique, par décret du 6 mars 2012, à tous les bénéficiaires de la CMU complémentaire. Même si tous les bénéficiaires ne seront pas effectivement touchés, la CRE estime à 1 383 500 le nombre moyen de clients à bénéficier du TPN en 2013 (métropole et outre-mer). Par ailleurs, la durée des droits au TPN a été prolongée de six mois.

Cette évolution du dispositif amène, à législation constante, à une hausse de la perte de recette pour EDF, évaluée pour 2013 à **110,8 M€** contre 49,1 M€ en 2011.

3.1.2. Surcoûts de gestion prévisionnels

Les surcoûts de gestion prévisionnels sont évalués, pour 2013, à **4,7 M€**. Ces surcoûts de gestion se décomposent en frais de personnel pour 2,4 M€ et en frais externes pour 2,3 M€. Ils sont en baisse par rapport à 2011 (5,4 M€). L'automatisation du bénéfice a permis de diminuer la charge de travail pour EDF, dans la mesure où le nombre de dossiers à traiter individuellement a chuté.

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 sont évaluées, pour 2012, à **1,0 M€**.

Au total, les charges prévisionnelles supportées par EDF du fait du tarif de première nécessité sont évaluées, pour 2013, à **116,5 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 **23,3 M€** (20 % × 116,5 M€). Ce montant est comparable aux 23,8 M€ de versements qu'EDF prévoit d'effectuer en 2013 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 2013 s'élèvent à **139,8 M€**, contre 96,3 M€ de charges prévisionnelles en 2012 et 65,9 M€ de charges constatées en 2011.

B. – Charges prévisionnelles supportées par les entreprises locales de distribution au titre de 2013

Les charges prévisionnelles que les ELD supporteront au titre de 2013 sont :

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

Les ELD prévoyant de supporter en 2013 de telles charges ont transmis à la CRE les données nécessaires à leur évaluation.

Pour les ELD n'ayant pas transmis de prévisions d'évolution de leurs charges pour 2013, les charges constatées au titre de l'année 2011 ont été retenues pour 2013, comme les ELD en avaient été informées.

1. Surcoûts dus aux contrats d'achat

Les types de contrat pour lesquels les ELD prévoient de supporter des charges en 2013 sont :

- les contrats relevant de l'obligation d'achat (article L. 314-1 du code de l'énergie) ;

- les contrats issus des appels d’offres lancés par le ministre chargé de l’énergie (article L. 311-10 du code précité) ;
- les contrats conclus ou négociés avant le 11 février 2000 (article L. 121-7 du code précité).

Conformément au nouveau mécanisme introduit par la loi de finances rectificative pour 2011, les coûts évités sont calculés par référence aux tarifs de cession pour le volume d’achat se substituant aux quantités d’électricité acquises à ces tarifs et aux prix de marché de l’électricité pour le volume restant.

Ainsi la CRE doit désormais vérifier, pour les ELD s’approvisionnant en partie sur le marché, dans quel périmètre a été injectée l’énergie issue des contrats d’achat ci-dessus. Pour la part de cette énergie injectée dans le périmètre des ventes aux tarifs réglementés de vente, le coût évité est calculé en référence aux tarifs de cession ; pour la part injectée dans le périmètre de vente en offre de marché, le coût évité est calculé en référence aux prix de marché (les achats au tarif de cession ne pouvant être revendus en offre de marché).

Cinq ELD prévoient de s’approvisionner à la fois aux tarifs de cession et sur le marché en 2013. Cependant, elles prévoient que tous les volumes d’énergie qui seront achetés dans le cadre des contrats d’achat seront injectés dans le périmètre de vente aux tarifs réglementés. De ce fait, le calcul du coût évité au titre de l’année 2013 a été effectué à partir du tarif de cession pour l’ensemble des ELD.

Le surcoût total prévisionnel dû aux contrats d’achat en 2013 s’élève à **199,6 M€** (5), soit 81,4 M€ de plus par rapport aux charges constatées pour l’année 2011. Cette progression est due à la forte augmentation des quantités achetées : + 50 %, soit + 0,6 TWh. Les filières éolienne et photovoltaïque se développent particulièrement avec :

- une production photovoltaïque estimée à 256,9 GWh en 2013 (respectivement 113,1 GWh en 2011) et un surcoût évalué à 121,3 M€ (respectivement 62,6 M€) ;
- une production éolienne estimée à 780,0 GWh en 2013 (respectivement 417,5 GWh en 2011) pour un surcoût évalué à 40,4 M€ (respectivement 23,7 M€).

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

(5) Le surcoût calculé tient compte de l’augmentation moyenne de 5 % des tarifs de cession en application de l’arrêté du 12 août 2010.

2. Charges dues aux dispositions sociales

Les charges prévisionnelles dues aux dispositions sociales en 2013 s’élèvent à 4,0 M€, en nette augmentation par rapport à 2011 (+ 62 %). Cette situation s’explique par l’évolution du dispositif (6).

(6) Cf. paragraphe A-3.1.1.

3. Charges prévisionnelles totales des ELD au titre de 2013

Le montant prévisionnel des charges supportées par les ELD au titre de 2013 est de **203,6 M€**. Les éléments du calcul du surcoût pour les ELD concernées sont indiqués dans le tableau 1.10.

Tableau 1.10. – Charges prévisionnelles des ELD au titre de 2013

ELD	CHARGES DUES AUX CONTRATS D’ACHATS				CHARGES sociales	CHARGES prévisionnelles au titre de 2013
	Quantité achetée (1)	Coût d’achat	Coût évité	Surcoût		
	MWh	k€	k€	k€	k€	k€
Sorégies	167 591,1	46 446,3	5 172,1	41 274,2	123,6	41 397,8
ES Energies Strasbourg (2)	245 788,0	48 029,0	8 093,9	39 935,1	1 015,9	40 951,0
Energies et services électricité Deux-Sèvres – Séolis	425 387,6	52 821,6	12 815,8	40 005,8	639,6	40 645,4
Usine d’électricité de Metz (2)	122 939,9	16 262,5	4 640,7	11 621,8	396,8	12 018,6
SICAP Pithiviers	213 653,8	19 720,7	10 181,1	9 539,6	21,1	9 560,7

ELD	CHARGES DUES AUX CONTRATS D'ACHATS				CHARGES sociales	CHARGES prévisionnelles au titre de 2013
	Quantité achetée (1)	Coût d'achat	Coût évité	Surcoût		
	MWh	k€	k€	k€	k€	k€
SICAE de la Somme et du Cambrasis	118 509,3	10 997,2	4 251,1	6 746,0	62,4	6 808,5
Coopérative d'électricité de Saint-Martin-de-Londres	18 597,1	5 988,9	670,7	5 318,2	58,6	5 376,7
Société d'électrification rurale du Carmausin	7 240,9	2 977,0	299,5	2 677,5	9,1	2 686,6
Coopérative de droit suisse Elektra Birseck (2)	15 291,6	3 194,1	533,9	2 660,2	16,9	2 677,1
Energies et services Creutzwald	33 090,9	3 718,6	1 171,4	2 547,2	30,8	2 578,0
Régie d'électricité UEM Neuf-Brisach	21 045,6	2 961,3	601,4	2 359,9	6,5	2 366,5
Energies et services de Seyssel	6 635,6	2 378,3	204,0	2 174,4	27,4	2 201,8
Gaz et électricité de Grenoble	31 049,8	3 495,4	1 711,9	1 783,5	125,6	1 909,1
Energies et services Lavour	10 792,0	2 212,9	344,0	1 868,8	15,7	1 884,5
SOREA	38 202,7	2 843,6	1 093,7	1 749,9	21,2	1 771,1
Energie Développement Services du Briançonnais	34 428,9	2 614,7	988,5	1 626,2	19,4	1 645,6
Gascogne Energies Services à Aire-sur-l'Adour	3 051,2	1 774,4	143,5	1 630,9	4,0	1 634,8
SICAE de Prény-Saint-Martin	5 905,8	1 808,4	180,1	1 628,3	3,1	1 631,3
Régie communale du câble et d'électricité de Montataire	13 937,1	2 167,6	697,7	1 469,8	95,3	1 565,1
SICAE de Ray-Cendrecourt	9 514,5	1 782,1	293,1	1 489,0	25,8	1 514,8
Régie communale d'électricité de Montdidier	18 003,3	1 732,6	398,9	1 333,8	8,9	1 342,7
Régie d'électricité du syndicat du sud de La Réole	2 469,2	1 379,6	78,9	1 300,7	33,8	1 334,6
SICAE de l'Oise	2 248,9	1 246,0	59,1	1 186,9	116,6	1 303,5
SICAE de l'Aisne	3 129,7	1 372,8	123,8	1 249,0	30,0	1 279,0
Usines municipales d'Erstein	7 007,9	1 512,5	287,8	1 224,7	8,7	1 233,3
Régie du Syndicat électrique intercommunal du Pays chartrain	61 736,6	3 891,9	2 749,7	1 142,2	67,9	1 210,0
Société d'électricité régionale des cantons de Lassigny et limitrophes	9 631,6	1 523,0	360,7	1 162,3	10,5	1 172,8

ELD	CHARGES DUES AUX CONTRATS D'ACHATS				CHARGES sociales	CHARGES prévisionnelles au titre de 2013
	Quantité achetée (1)	Coût d'achat	Coût évité	Surcoût		
	MWh	k€	k€	k€	k€	k€
Régie municipale d'électricité de Saverdun	5 853,3	1 489,8	335,8	1 154,0	16,1	1 170,1
Régie municipale de Colmar - Vialis (2)	1 460,8	762,7	44,7	718,0	226,0	944,0
Régie municipale d'électricité de Mazères	1 773,8	963,1	55,4	907,7	7,4	915,1
Régie municipale d'électricité de La Bresse	14 034,6	1 419,3	582,0	837,3	1,8	839,1
Régie municipale d'électricité et de gaz Energie Services occitans de Carmaux - Ene'O	7 680,4	1 197,9	425,3	772,6	10,7	783,3
Régie municipale d'électricité de Varilhès	1 254,7	653,4	41,1	612,4	4,1	616,4
Régie Services Energie Ambérieux-en-Dombes	1 082,4	620,1	32,1	588,1	12,2	600,3
SICAE ELY	1 125,9	424,5	41,0	383,4	2,9	386,3
Régie intercommunale d'électricité et de téléseuices de Niederbronn-Reichshoffen	591,4	316,5	20,3	296,2	6,9	303,2
Energies et Services Lannemezan	637,8	294,9	29,2	265,7	13,0	278,7
Régie d'électricité de Thônes	473,2	274,7	12,8	262,0	10,4	272,4
Régie municipale d'électricité de Bazas	567,9	278,0	30,1	248,0	17,3	265,2
Régie d'électricité de Saint-Quirc	416,4	233,8	15,6	218,2	2,7	220,9
Régie d'électricité de Saint-Michel-de-Maurienne	403,3	233,3	14,5	218,8	0,8	219,5
Régie d'électricité d'Elbeuf	167,7	76,6	5,1	71,5	134,6	206,1
Régie d'électricité de Saint-Martin-la-Porte	280,4	207,4	10,8	196,6	0,0	196,6
Régie municipale d'électricité de Gignac	372,9	181,2	11,2	170,0	19,7	189,6
Régie municipale d'électricité de Tarascon-sur-Ariège	7 007,2	422,3	253,7	168,6	10,2	178,8
Régie communale d'électricité d'Uckange	792,8	159,1	39,6	119,5	49,7	169,2
Régie municipale de distribution d'énergie de Villard-Bonnot	8 446,7	534,0	381,3	152,7	4,5	157,2

ELD	CHARGES DUES AUX CONTRATS D'ACHATS				CHARGES sociales	CHARGES prévisionnelles au titre de 2013
	Quantité achetée (1)	Coût d'achat	Coût évité	Surcoût		
	MWh	k€	k€	k€	k€	k€
SICAE des cantons de la Ferté-Alais et limitrophes	289,6	159,7	10,1	149,7	1,5	151,2
Régie électrique municipale de Prats-de-Mollo-la-Preste	3 578,0	266,0	126,0	140,0	0,8	140,8
Régie d'énergies de Saint-Marcellin	223,4	131,5	11,2	120,2	16,5	136,8
SAEML Hunélec (2)	155,3	93,2	4,8	88,4	30,8	119,3
Régie municipale d'électricité de Cazères	185,4	111,3	5,9	105,4	5,8	111,1
Gazelec de Péronne	350,3	84,0	8,5	75,5	33,5	109,0
Régie municipale d'énergie électrique de Quillan	760,8	114,7	24,1	90,6	12,7	103,3
Régie gaz-électricité de Sallanches	182,1	93,5	5,4	88,1	8,5	96,6
Régie municipale d'électricité de Cazouls-lès-Béziers	161,7	94,7	5,9	88,8	7,4	96,2
Régie électrique d'Allevard	175,8	95,1	8,7	86,4	3,9	90,3
Régie municipale d'électricité de Montesquieu-Volvestre	128,3	78,2	4,0	74,2	3,2	77,4
SIVU de Labergement-Sainte-Marie	2 295,6	161,5	97,2	64,3	4,1	68,4
Régie municipale d'électricité de Loos	10,8	6,2	0,5	5,7	59,8	65,4
Régie électrique de Gervans	104,7	63,5	3,4	60,1	0,0	60,1
Régie municipale d'électricité de Saint-Pierre-d'Allevard	111,3	62,0	5,5	56,5	1,5	58,0
Régie municipale d'électricité Energis de Saint-Avoid	68,2	40,6	2,2	38,4	19,3	57,7
Régie gaz-électricité de Bonneville	88,9	48,6	2,5	46,1	9,0	55,1
Gaz de Barr	115,5	49,1	3,2	45,8	8,9	54,7
Société d'économie mixte locale Dreux - Gédia	13,9	8,2	0,4	7,8	46,6	54,5
Régie municipale d'électricité d'Arignac	162,0	57,2	5,1	52,1	0,0	52,1
Régie communale d'électricité de Gattières	93,2	53,6	3,5	50,1	0,9	51,0

ELD	CHARGES DUES AUX CONTRATS D'ACHATS				CHARGES sociales	CHARGES prévisionnelles au titre de 2013
	Quantité achetée (1)	Coût d'achat	Coût évité	Surcoût		
	MWh	k€	k€	k€	k€	k€
Régie municipale d'électricité et de télédistribution d'Amnéville	74,5	43,8	2,4	41,4	6,7	48,2
Régie municipale électrique de Laruns	93,9	43,8	3,3	40,5	0,6	41,1
Régie municipale d'électricité de Bitche	60,6	33,6	1,9	31,7	9,1	40,8
SICAE Vallée-du-Sausseron	79,4	37,9	2,7	35,1	3,4	38,5
Régie municipale d'électricité de Rombas	60,1	33,8	2,3	31,5	7,0	38,5
Energies et services Schoeneck	55,0	33,4	1,4	32,0	6,0	38,0
Régie communale de distribution d'eau et d'électricité de Mitry-Mory	56,0	30,4	1,3	29,1	8,3	37,4
Energies et services Hombourg-Haut	31,5	16,4	0,8	15,6	21,3	36,9
SAIC Pers-Loisings	67,9	38,4	3,1	35,3	0,0	35,3
Régie d'Erome	69,5	38,1	3,5	34,6	0,5	35,2
Régie électrique de Saint-Martin-sur-la-Chambre	61,2	34,1	1,6	32,6	0,0	32,6
Coopérative d'électricité de Villiers-sur-Marne	43,5	22,9	1,7	21,2	10,6	31,9
Régie municipale d'électricité de Marange-Silvange-Ternel	37,1	22,2	1,5	20,7	8,1	28,8
Régie municipale d'électricité de Salins-les-Bains	38,9	23,5	1,5	22,0	6,3	28,2
Régie municipale multiservices de La Réole	10,9	6,6	0,5	6,2	21,0	27,2
Régie municipale d'électricité de Miramont-de-Comminges	44,2	27,0	1,8	25,2	1,9	27,0
Régie électrique d'Aigueblanche	45,5	27,0	1,7	25,3	0,9	26,1
Régie municipale d'électricité de Sarre-Union	16,9	10,0	0,5	9,5	15,7	25,2
Régie électrique communale de Bozel	44,1	26,1	1,5	24,6	0,4	25,0
Régie municipale d'électricité de Beauvois-en-Cambresis	40,8	19,5	1,3	18,2	6,4	24,5

ELD	CHARGES DUES AUX CONTRATS D'ACHATS				CHARGES sociales	CHARGES prévisionnelles au titre de 2013
	Quantité achetée (1)	Coût d'achat	Coût évité	Surcoût		
	MWh	k€	k€	k€	k€	k€
Régie municipale d'électricité de Tourn-en-Savoie	42,2	24,7	1,2	23,5	0,0	23,5
Régie municipale d'électricité de Saint-Privat-la-Montagne	40,4	23,8	1,2	22,6	0,9	23,5
SICAE de Carnin	50,8	21,8	1,6	20,3	1,9	22,2
Régie municipale d'électricité de Roquebillière	40,8	21,7	1,3	20,4	1,2	21,5
Régie municipale de distribution d'électricité et de télédistribution d'Hagondange	29,6	17,2	1,0	16,2	5,1	21,4
SIVU d'électricité de Luz-Saint-Sauveur	428,0	37,9	18,4	19,5	0,6	20,1
Régie municipale d'électricité de Vinay	33,3	18,8	1,2	17,7	1,9	19,6
Régie municipale d'électricité de Dalou	33,2	19,8	1,3	18,5	0,7	19,2
Régie municipale électrique Les Houches	28,9	14,8	1,3	13,5	5,4	19,0
Régie d'électricité du Morel	31,6	18,8	1,1	17,7	0,1	17,8
Régie d'électricité et service des eaux Montvalezan - La Rosière	56,3	19,4	2,0	17,4	0,0	17,4
Régie municipale d'électricité de Saint-Avre	30,8	18,1	1,4	16,7	0,0	16,7
Energies et Services Talange	20,1	11,8	0,6	11,2	4,6	15,8
Régie municipale d'électricité de Sainte-Marie-de-Cuines	36,6	16,4	1,2	15,1	0,0	15,1
Régie communale d'électricité de Sainte-Marie-aux-Chênes	19,9	11,9	0,7	11,2	3,6	14,8
Régie municipale d'électricité d'Orelle	24,3	14,1	0,5	13,7	0,0	13,7
Régie électrique de Tignes	224,5	21,9	8,6	13,3	0,3	13,6
Régie électrique municipale de Saint-Laurent-de-Cerdans	13,3	7,9	0,6	7,3	5,6	12,9
Régie communale d'électricité de Saulnes	21,0	8,8	1,1	7,7	4,5	12,2
Régie municipale d'électricité de Rédange	20,2	11,7	0,5	11,2	0,0	11,2

ELD	CHARGES DUES AUX CONTRATS D'ACHATS				CHARGES sociales	CHARGES prévisionnelles au titre de 2013
	Quantité achetée (1)	Coût d'achat	Coût évité	Surcoût		
	MWh	k€	k€	k€	k€	k€
Régie municipale d'électricité d'Allemont	18,9	10,4	0,9	9,5	0,6	10,0
Régie municipale d'électricité de Pierrevilliers	17,0	10,1	0,7	9,5	0,5	9,9
Régie municipale d'électricité et de télédistribution de Clouange	13,6	7,9	0,4	7,5	2,0	9,5
Régie municipale de Capvern	8,8	5,3	0,5	4,8	4,7	9,5
Régie municipale d'électricité du Moutaret	16,4	9,2	0,8	8,4	0,0	8,4
Régie électrique de Fontaine-au-Pire	11,1	5,1	0,3	4,7	3,4	8,1
Régie municipale d'électricité de Martres-Tolosane	8,8	5,1	0,3	4,9	3,1	8,0
Régie électrique de Pinsot	15,5	8,5	0,8	7,7	0,3	8,0
Régie municipale d'électricité de Vicdessos	11,2	6,5	0,4	6,1	1,2	7,3
Régie d'électricité de Valmeinier	13,5	7,3	0,4	6,9	0,1	6,9
Régie municipale d'électricité de Séchilienne	13,6	7,4	0,6	6,8	0,1	6,9
Régie municipale d'électricité de La Chambre	14,8	7,4	0,6	6,8	0,0	6,8
Régie électrique de la Cabanasse	11,5	6,9	0,6	6,3	0,4	6,7
Régie municipale d'électricité Pontamafrey-Montpascal	10,8	6,4	0,4	5,9	0,0	5,9
Régie municipale d'électricité de Presle	11,4	6,4	0,6	5,8	0,1	5,9
Régie municipale d'électricité de Villarodin-Bourget	9,2	5,6	0,4	5,2	0,0	5,2
Régie municipale d'électricité de La Chapelle	9,0	5,3	0,3	5,1	0,0	5,1
Régie électrique de La Ferrière	9,8	5,3	0,5	4,8	0,1	5,0
Régie municipale d'électricité de Saint-Paul-Cap-de-Joux	4,8	2,0	0,1	1,9	3,1	5,0
Régie électrique Mercus Garrabet	6,5	4,0	0,2	3,8	0,4	4,2
Régie communale d'électricité de Montois-la-Montagne	7,8	4,6	0,4	4,2	0,0	4,2

ELD	CHARGES DUES AUX CONTRATS D'ACHATS				CHARGES sociales	CHARGES prévisionnelles au titre de 2013
	Quantité achetée (1)	Coût d'achat	Coût évité	Surcoût		
	MWh	k€	k€	k€	k€	k€
Régie municipale d'électricité de Sainte-Foy-en-Tarentaise	7,5	4,4	0,3	4,1	0,0	4,1
Régie électrique d'Avrieux	7,0	4,1	0,4	3,7	0,0	3,7
Régie municipale électrique Saint-Léonard-de-Noblat	815,7	33,6	32,0	1,7	1,9	3,6
Régie municipale d'électricité de Mérens-les-Vals	5,5	3,2	0,2	2,9	0,0	2,9
Régie municipale d'électricité de Gandrange	1,6	0,9	0,1	0,9	1,2	2,1
Centrale électrique de Vonderscheer	3,0	1,8	0,1	1,7	0,0	1,7
Régie municipale d'électricité de Quié	3,0	1,7	0,1	1,7	0,0	1,7
Régie municipale de Moyeuvre-Petite	3,4	1,8	0,2	1,6	0,0	1,6
Régie municipale d'électricité de Villaroger	2,5	1,5	0,1	1,4	0,1	1,4
Régie d'électricité du Thyl	3,3	0,6	0,2	0,4	0,0	0,4
(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 2013

Les charges de service public de l'électricité supportées par Electricité 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) ;
- des surcoûts d'achat imputables au développement de projets de production indépendants ;
- des charges dues aux dispositions sociales (TPN uniquement, le dispositif précarité n'étant pas étendu 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 établi sur la base d'un prix de la couverture financière du fioul domestique et d'une hausse de la consommation électrique de 5,8 % par rapport à 2011. Un taux de pertes prévisionnel de 8,5 % a été retenu.

Les coûts de production tiennent compte également des dispositions introduites par l'arrêté du 23 mars 2006, qui prévoit une rémunération des capitaux de 11 % pour les nouveaux investissements de production (le taux de 7,25 % continuant à s'appliquer pour ceux réalisés antérieurement).

1.1.1. Coûts liés au projet Opéra

Les coûts exposés en 2013 pour le projet Opéra correspondant au coût d'une batterie alimentée par le réseau, ils ne peuvent être retenus au titre des surcoûts de production définis à l'article L. 121-7 du code de l'énergie et ne peuvent par conséquent donner lieu à compensation.

Par conséquent, le montant de **0,07 M€** correspondant à ce projet est exclu de l'évaluation des charges prévisionnelles au titre de 2013.

1.1.2. Coûts de production retenus

Le montant prévisionnel des coûts de production d'EDM est évalué, pour 2013, à **91,3 M€**, dont 70 % au titre des combustibles (62,7 M€).

Les coûts de production incluent par ailleurs les frais de commercialisation prévisionnels qu'EDM envisage d'engager au titre d'actions relatives à la maîtrise de la demande d'électricité (0,6 M€).

1.2. Recettes de production prévisionnelles

Les recettes de production prévisionnelles d'EDM en 2013 sont obtenues en retranchant du chiffre d'affaires prévisionnel, issu de la vente d'électricité aux tarifs de vente réglementés, 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, égales aux coûts de distribution prévisionnels pour 2013, conformément à l'article L. 362-4 du code de l'énergie, s'élèvent à **15,6 M€**.

Les recettes totales prévisionnelles d'EDM en 2013 s'élevant à 26,1 M€, les recettes de production prévisionnelles, incluant celles provenant de la vente des pertes et des services systèmes, s'établissent à 9,8 M€, comme indiqué dans le tableau 1.11.

Tableau 1.11. – Recettes de production prévisionnelles au titre de 2013

(+) Recettes prévisionnelles 2013	25,9 M€
(+) Recettes théoriques agents EDM 2013	0,1 M€
Recettes totales 2013 à considérer	26,1 M€
(-) Recettes de distribution 2013	15,6 M€
(-) Recettes de gestion clientèle 2013	1,1 M€
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	1,1 M€
Recettes brutes de production	10,4 M€
Recettes de production 2013 (*)	9,8 M€
(*) 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 C-2.	

1.3. Surcoûts de production prévisionnels

Les coûts et recettes prévisionnels d'EDM pour 2013 étant respectivement de 91,3 M€ et 9,8 M€, le montant prévisionnel des surcoûts de production d'EDM pour 2013 est donc estimé à **81,5 M€** ; il est en augmentation de 34 % par rapport à 2010 (48,5 M€).

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 2013 verra encore un fort développement des achats à la filière photovoltaïque.

La part production prévisionnelle dans les tarifs de vente 2013 étant estimée à 37,08 €/MWh, le surcoût prévisionnel imputable aux contrats d'achat est évalué à **6,7 M€**, comme suit :

(+) Coût d'achat 2013	7,2 M€
-----------------------------	--------

Quantités achetées en 2013	16,2 GWh
Taux de pertes 2013	8,5 %
Quantités achetées et consommées (9)	14,8 GWh
Part production du tarif de vente	37,08 €/MWh
(-) Coût évité par les contrats d'achat	0,5 M€
Surcoût dû aux contrats d'achats en 2013	6,7 M€
(9) 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 dues aux dispositions sociales

La tarification spéciale « produit de la première nécessité » sera pour la première fois mise en place à Mayotte en 2013 conformément à la loi de départementalisation du 7 décembre 2010.

EDM estime que 50 % de la clientèle domestique sera concernée par ce tarif, soit environ 17 900 clients. La perte de recette due à l'application du tarif de la première nécessité est évaluée pour 2013 à **1,7 M€**.

4. Charges totales prévisionnelles d'EDM au titre de 2013

Au total, les charges prévisionnelles d'EDM au titre de 2013 sont évaluées à **89,8 M€** (81,5 M€ au titre des surcoûts de production + 6,7 M€ au titre des contrats d'achat + 1,7 M€ au titre des dispositions sociales).

D. – Charges prévisionnelles de service public au titre de 2013

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'électricité au titre de 2013 est évalué à **5 123,5 M€**, réparti comme suit :

	Charges prévisionnelles au titre de 2013 (M€)	Charges constatées au titre de 2011 (M€)	Principales justifications de la variation 2011-2013
EDF	4 830,1	3 378,2	
Surcoûts contrats d'achat (hors ZNI)	3 121,6	2 066,7	Hausse des volumes et montants d'achat, en particulier pour le photovoltaïque. Baisse du prix de marché de référence.
Surcoûts ZNI	1568,8	1245,6	
<i>Surcoûts de production</i>	834,0	846,0	Diminution du coût d'achat des combustibles liée au remplacement des centrales de production thermiques du parc d'EDF par des centrales d'un producteur tiers
<i>Surcoûts contrats d'achat</i>	734,8	399,7	Développement des charges liées à la filière photovoltaïque. Mise en service des nouvelles centrales thermiques. Compensation de la liaison SACOI
Charges dispositions sociales	139,8	65,9	Forte hausse du nombre de bénéficiaires due à l'automatisation. Prolongation de la période d'attribution des droits
ELD	203,6	120,7	Hausse des volumes (x 2) et montants d'achat (x 2) tout particulièrement le photovoltaïque
EDM	89,8	70,3	Hausse de la consommation (+6%) couplé à la hausse des coûts de combustibles. Développement des achats à la filière photovoltaïque
Total	5 123,5	3 569,2	

ANNEXE 2

CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉLECTRICITÉ CONSTATÉES AU TITRE DE 2011 (CC₁₁)

Les charges de service public de l'électricité constatées au titre de 2011 ont été établies à partir de la comptabilité appropriée fournie par les opérateurs historiques au 31 mars 2012, contrôlée par leur commissaire aux comptes ou leur comptable public, conformément aux dispositions de l'article L. 121-9 du code de l'énergie.

Avertissement

Tous les résultats sont arrondis à une décimale (la plus proche) dans le corps du document. Toutefois, les résultats finaux 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 supportées par EDF constatées au titre de 2011***1. Surcoûts de production dans les zones non interconnectées (1)**

Le 2^o de l'article L. 121-7 du code de l'énergie définit les surcoûts de production supportés par EDF dans les zones non interconnectées (ZNI) comme étant ceux « *qui, en raison des particularités du parc de production inhérentes à la nature de ces zones, ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité ou par les éventuels plafonds de prix prévus par l'article L. 337-1* ».

L'article 4 du décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004 précise que le montant des surcoûts de production est égal, pour chaque ZNI, à la différence entre « *le coût de production normal et complet, pour le type d'installation de production considéré dans cette zone* » 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* ».

Les recettes de production issues des tarifs de vente dans les ZNI ne sont pas directement accessibles dans la comptabilité d'EDF. Elles s'obtiennent en minorant les recettes totales aux tarifs de vente réglementés, de celles liées à l'acheminement, à la gestion de la clientèle et à la commercialisation.

Toutefois, l'activité de commercialisation dans les ZNI, qui correspond uniquement dans ces zones à des actions relatives à la maîtrise de la demande en électricité, présente un coût unitaire (i.e. par kWh livré) nettement inférieur à celui observé en métropole, lequel couvre d'autres dépenses (marketing, publicité...). En conséquence, il est nécessaire de prendre en compte, dans les coûts de production, les coûts de commercialisation dans les ZNI et, dans les recettes de production, la part des recettes issues des tarifs relative à la commercialisation.

En outre, à l'instar des constats effectués lors des exercices précédents, la CRE a observé que les recettes totales déclarées par EDF en 2011 ne résultaient pas de l'application stricte, à la quantité d'électricité vendue dans chaque ZNI, des tarifs de vente réglementés (ce qui était pourtant explicitement demandé par la CRE dans ses délibérations relatives aux règles de la comptabilité appropriée).

En effet, les recettes déclarées sont celles effectivement perçues par l'entreprise, dont une partie provient de la fourniture aux clients bénéficiant du « tarif agent » (agents d'entreprise et organismes sociaux d'EDF). Or ce tarif ne peut être assimilé à un tarif de vente aux clients non éligibles.

En conséquence, les recettes déclarées par EDF en 2011 doivent être majorées du chiffre d'affaires supplémentaire que l'entreprise aurait perçu auprès de ses clients bénéficiant du « tarif agent » si ces derniers étaient assujettis aux tarifs de vente réglementés. En contrepartie, les coûts de production d'EDF doivent être majorés à hauteur de la perte de chiffre d'affaires correspondant à l'octroi du « tarif agent » au personnel actif et retraité de l'entité production, le « tarif agent » constituant, *in fine*, un avantage en nature supporté par l'entreprise.

(1) Corse, DOM, Saint-Martin, Saint-Barthélemy, Saint-Pierre-et-Miquelon et îles bretonnes des Glénans, d'Ouessant, de Molène et de Sein.

*1.1. Coûts de production constatés dans les ZNI***1.1.1. Coûts de production déclarés par EDF dans les ZNI**

Selon la déclaration transmise par EDF le 31 mars 2012, les coûts de production constatés en 2011 dans les ZNI, incluant la fourniture des pertes et des services systèmes, ainsi que les coûts de commercialisation s'élèvent à **1 190,4 millions d'euros (M€)**. Ces coûts intègrent les coûts d'acquisition des quotas d'émission de gaz à effet de serre (CO₂).

La décomposition par grands postes de coût et par ZNI est présentée dans le tableau 2.1.

Tableau 2.1. – *Coûts de production déclarés par EDF dans les ZNI en 2011 (incluant l'impact des quotas CO₂)*

	Nature de coûts	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	SPM	Iles bretonnes	Total 2011
Coûts variables (M€)	achats de combustibles hors taxes	135,2	156,1	173,8	61,0	94,0	10,8	2,1	633,0
	personnel, charges externes et autres achats	43,8	48,9	42,2	31,3	27,9	4,6	0,5	199,2
	impôts et taxes	7,2	9,1	10,1	23,0	16,0	0,0	0,2	65,6
	coûts de commercialisation	2,2	3,1	4,9	1,7	6,3	0,0	0,0	18,2
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	4,1	2,9	3,5	2,0	2,7	0,0	0,0	15,1
Coûts fixes (M€)	rémunération des capitaux	38,4	12,7	17,1	30,7	19,4	1,4	0,3	120,1
	amortissements	13,0	15,3	19,7	11,6	11,1	0,5	0,3	71,5
	frais de structure, de siège et prestations externes	11,8	13,6	13,0	11,9	16,5	0,0	0,6	67,6
Coût total (M€)		255,6	261,9	284,4	173,3	193,9	17,4	4,0	1 190,4

Dans leur rapport, les commissaires aux comptes d'EDF ont attiré l'attention de la CRE sur l'augmentation importante des stocks de combustibles en fin d'année (+ 38,8 M€). Or ces stocks viennent augmenter le besoin en fonds de roulement, dont la rémunération à 7,25 % est intégrée au coût de production. EDF explique cette augmentation des stocks par un décalage de l'approvisionnement qui ne pouvait pas être anticipé. D'ici le prochain exercice, la CRE étudiera la mise en place d'un mécanisme de compensation permettant d'inciter à une meilleure gestion des stocks.

1.1.2. Coûts de production retenus par la CRE dans les ZNI

Les coûts de production à retenir doivent :

- d'une part, tenir compte des éventuelles erreurs ou anomalies détectées lors du contrôle ainsi que des réserves émises par les commissaires aux comptes sur les montants déclarés ;
- d'autre part, n'être liés qu'aux seules particularités du parc de production inhérentes à la nature des ZNI.

Par ailleurs, il est nécessaire de diminuer ces coûts de certaines recettes perçues par EDF, évaluées sur la base de sa déclaration.

1.1.2.1. Recettes de production non tarifaires à retrancher des coûts de production.

Les recettes non tarifaires doivent être exclues des coûts de production. Les recettes correspondantes, déclarées par EDF et contrôlées par les commissaires aux comptes, sont les suivantes :

Corse.....	- 0,2 M€	Prestations, débits et pénalités
Guadeloupe.....	- 0,3 M€	TVA fictive essentiellement, mise à disposition de personnel
Martinique.....	- 13,4 M€	Indemnisation préfectorale d'EDF au titre de sa réquisition pour l'achat du fioul produit par la raffinerie exploitée par la SARA (11,6 M€)
Guyane	- 0,04 M€	Régularisation de loyers, remboursement mission tutorale, annulation retenue de garantie
Réunion.....	- 0,2 M€	Mise à disposition de stock stratégique de combustibles

Les coûts de production déclarés par EDF doivent, ainsi, être diminués de **14,2 M€**.

1.1.2.2. Coûts induits par le déficit d'allocation de quotas d'émission de gaz à effet de serre.

Dans le cadre de la seconde phase du plan national d'allocation des quotas d'émission de gaz à effet de serre (PNAQ2) approuvé le 15 mai 2007, EDF s'est vu allouer gratuitement, à compter de l'exercice 2008 et jusqu'en 2012, des quotas d'émissions de gaz à effet de serre (GES) sur la majorité de ses moyens de

production thermiques, notamment insulaires. Les allocations gratuites de quotas d'émission de GES ont cependant été fortement réduites par rapport à la phase précédente (2005-2007). EDF a donc dû acquérir son déficit de quotas sur les marchés. Les coûts supportés par EDF au titre de l'acquisition des quotas manquants viennent augmenter ses coûts de production.

En 2011, le déficit de quotas d'émission d'EDF s'élevait à environ 1,3 million de tonnes. Pour la valorisation de ce volume, la CRE a retenu une moyenne des cotations observées sur le marché *day-ahead* BlueNext pour 2011 de 11,9 €/tGES.

Les coûts pris en compte au titre du déficit d'allocation de quotas d'émission s'élèvent, pour 2011, à **15,1 M€**.

1.1.2.3. Coûts exclus liés à la gestion des moyens de production en ZNI.

La CRE s'est assurée que les coûts d'exploitation des unités de production déclarés étaient bien liés aux seules particularités du parc de production inhérentes à la nature des ZNI, et non à une éventuelle mauvaise gestion de la production ou des systèmes électriques insulaires.

L'année 2011 a été marquée par des mouvements sociaux de longue durée à La Réunion, en Guadeloupe et en Martinique. L'analyse menée les années précédentes sur la qualité de la gestion a été reconduite sur l'exercice 2011 en tenant compte de cette situation de force majeure dans les trois îles précitées. L'analyse a permis de mettre en évidence des surcoûts directement imputables à la sous-disponibilité relative de certaines unités de production par rapport à des valeurs normatives de référence, en Martinique mais aussi en Guyane et à La Réunion. Ces surcoûts doivent être exclus des coûts de production. On notera, en revanche, la bonne disponibilité des groupes diesels installés en Corse.

Martinique :

Même en tenant compte d'une situation de force majeure pendant la période de grève générale de mars à juillet 2011 (prise en compte d'un taux d'indisponibilité horaire constaté par EDF ajusté par le taux moyen de la disponibilité en dehors de la période des mouvements sociaux), d'importantes sous-disponibilités ont néanmoins été constatées sur le parc de production thermique d'EDF. Les coûts de production (coûts de combustible) à exclure au titre de 2011 s'élèvent à **0,08 M€**.

Guyane :

Des sous-disponibilités importantes ont encore été constatées en Guyane. En conséquence, la disponibilité des moyens diesels s'établit en moyenne sur l'année à environ 60 %. Cependant, la disponibilité de la centrale Degrad des Cannes a été impactée par la mise en place du programme de réduction des émissions d'oxydes d'azote induit par le retard pris dans le renouvellement de l'installation. Prenant en compte ce fait, les coûts à exclure sont évalués, pour 2011, à **5,3 M€**.

La Réunion :

Des sous-disponibilités ont également été observées à La Réunion, même en tenant compte d'une situation de force majeure pendant la période de grève. Les coûts de production à exclure à ce titre sont évalués à **1,3 M€**.

Synthèse :

Au total, les coûts à exclure au titre de la gestion par EDF de son parc de production en 2011 dans les ZNI sont évalués à **6,7 M€**, en nette baisse par rapport à 2010.

1.1.2.4. Coûts liés à l'application du tarif agent aux effectifs de l'entité production.

Les frais de personnel déclarés par EDF doivent être majorés de l'avantage en nature que constitue l'application en ZNI du « tarif agent » aux effectifs de l'entité production d'EDF. Le montant correspondant est évalué, pour 2011, à **3,0 M€**.

1.1.2.5. Coûts liés aux études des projets Millener et Pegase.

Les coûts des projets Millener et Pegase correspondant à des coûts d'études dans le domaine des énergies renouvelables, ils ne peuvent être retenus au titre des surcoûts de production définis à l'article L. 121-7 du code de l'énergie et ne peuvent par conséquent donner lieu à compensation.

Le montant à exclure est évalué, pour 2011, à **1,0 M€**.

1.1.2.6. Coûts de production retenus dans les ZNI.

En considérant les coûts non retenus et les coûts supplémentaires exposés plus haut, la CRE retient un montant de coûts de production supportés par EDF dans les ZNI en 2011 de **1 171,5 M€** (1 190,4 M€ – 14,2 M€ – 6,7 M€ + 3,0 M€ – 1,0 M€). La décomposition par grands postes de coût est donnée dans le tableau 2.2.

Tableau 2.2. – Coûts de production retenus par la CRE dans les ZNI en 2011

	Nature de coûts (M€)	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	SPM	Iles bretonnes	Total 2011	Rappel total 2010	Evolution 2010-2011 (%)
Coûts variables (M€)	achats de combustibles hors taxes	135,2	156,1	182,2	55,7	92,6	10,8	2,1	614,5	491,1	25,2%
	personnel, charges externes et autres achats	44,2	49,2	40,9	31,8	28,3	4,8	0,5	199,7	182,1	9,7%
	impôts et taxes	7,2	9,1	10,1	23,0	16,0	0,0	0,2	65,6	39,5	66,2%
	coûts de commercialisation	2,2	3,1	4,9	1,7	6,3	0,0	0,0	18,2	15,3	19,4%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	4,1	2,9	3,5	2,0	2,7	0,0	0,0	15,1	19,6	-22,9%
Coûts fixes (M€)	rémunération des capitaux	38,4	12,7	17,1	30,7	19,4	1,4	0,3	120,1	108,5	10,7%
	amortissements	13,0	15,3	19,7	11,6	11,1	0,5	0,3	71,5	85,6	-16,5%
	frais de structure, de siège et prestations externes	11,5	13,6	12,7	11,9	16,3	0,0	0,6	66,6	63,9	4,1%
Coût total (M€)		255,8	262,0	271,0	168,4	192,6	17,6	4,0	1 171,5	1 005,6	16,5%

L'augmentation des coûts de production déclarés par rapport à 2010 (+ 166 M€) provient principalement :

- de la hausse importante des coûts d'achat des combustibles par rapport à l'année 2010 (+ 123,5 M€), essentiellement liée à la hausse des cours des matières premières. En outre, l'année 2011 a été marquée par une hydraulicité très faible à La Réunion, en Corse et en Guyane, ce qui a augmenté le recours aux moyens de production thermiques et, par conséquent, la consommation de combustible ;
- de l'augmentation de la ligne « impôts et taxes » (+ 26,1 M€), résultant du remboursement en 2010 de la taxe intérieure sur les produits pétroliers payée par EDF sur les années 2004 à 2007 en Corse.

1.2. Recettes de production retenues dans les ZNI

Les recettes de production d'EDF dans les ZNI sont obtenues en retranchant du chiffre d'affaires issu de la vente d'électricité aux tarifs réglementés et au « tarif agent », les recettes de distribution issues du tarif national d'utilisation des réseaux, 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).

1.2.1. Chiffre d'affaires issu des tarifs réglementés de vente

1.2.1.1. Chiffre d'affaires déclaré par EDF.

Le chiffre d'affaires déclaré par EDF en 2011 dans les ZNI est de **772,8 M€**. Ce montant est net de la rémanence d'octroi de mer et net de la contribution tarifaire acheminement (CTA) instaurée par la loi du 9 août 2004. Ce chiffre d'affaires est majoré de la perte de recettes due, en ZNI, à la tarification spéciale « produit de première nécessité », celle-ci étant compensée par ailleurs (cf. paragraphe A-3).

Ce montant doit être majoré des recettes supplémentaires qu'EDF aurait obtenues auprès des clients bénéficiant du « tarif agent » si ces derniers étaient assujettis aux tarifs de vente réglementés (cf. paragraphe 1.2.1.2).

1.2.1.2. Recettes supplémentaires des clients bénéficiant du « tarif agent ».

En appliquant les tarifs réglementés de vente à la structure de consommation de la clientèle au « tarif agent » de chaque ZNI, on obtient les recettes qu'EDF aurait théoriquement perçues en 2011 auprès de cette clientèle. En comparant ces recettes théoriques à celles effectivement obtenues par l'entreprise, on en déduit le supplément de recettes à considérer pour le calcul des recettes de production. Pour 2011, ce supplément est évalué à **6,6 M€**.

Au final, le chiffre d'affaires 2011 à retenir au titre des recettes issues des tarifs de vente réglementés dans les ZNI est donc de **779,4 M€** (772,8 M€ + 6,6 M€).

1.2.2. Recettes de distribution

Pour 2011, EDF a déclaré un montant de recettes de 300,8 M€, en hausse de 1 % par rapport à celui déclaré au titre de 2010 (298,9 M€).

La CRE a procédé au calcul des recettes de distribution en appliquant le TURPE à la structure de clientèle de chaque zone afin de contrôler avant tout la cohérence des montants déclarés par EDF. Les résultats n'ont pas permis de mettre en évidence d'erreur manifeste dans la déclaration de l'opérateur historique.

La CRE retient les recettes de distribution déclarées par EDF. Pour 2011, ces recettes s'élèvent à **301,1 M€**.

1.2.3. Recettes de gestion de la clientèle

Les recettes de gestion de la clientèle perçues par EDF dans les ZNI peuvent s'établir à partir de celles perçues par le gestionnaire de réseaux en application du TURPE, en tenant compte de la règle de répartition (2) fixée entre le fournisseur et le gestionnaire de réseaux dans le cadre de l'établissement de ce tarif.

Aucun client n'ayant exercé son éligibilité dans les ZNI, la composante annuelle de gestion, prévue dans le tarif d'acheminement et servant de référence à l'établissement des recettes de gestion clientèle du gestionnaire de réseaux, est celle des clients ne disposant pas d'un contrat d'accès au réseau distinct de leur contrat de fourniture.

Elle se présente comme suit :

	DU 1 ^{er} JANVIER 2011 AU 31 JUILLET 2011	À PARTIR DU 1 ^{er} AOÛT 2011
BT ≤ 36 kVA	8,28 €/client/an	8,64 €/client/an
BT > 36 kVA	51,24 €/client/an	53,28 €/client/an
HTA	63,96 €/client/an	66,44 €/client/an

Compte tenu de la règle de répartition des coûts de gestion de la clientèle applicable entre fourniture et acheminement, les recettes de gestion de la clientèle perçues par EDF dans les ZNI en 2011 s'élèvent à **39,0 M€**.

(2) Répartition des coûts de gestion de la clientèle « fournisseur 80 %/gestionnaire de réseaux 20 % ».

1.2.4. Recettes de production

Les recettes de production dans les ZNI s'élèvent en 2011 à **325,5 M€**, calculées comme indiqué dans le tableau 2.3.

Tableau 2.3. – Recettes de production d'EDF dans les ZNI en 2011

	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	Saint-Pierre et Miquelon	Iles bretonnes	TOTAL
chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité aux tarifs de vente ⁽¹⁾ (M€)	166,3	166,7	136,7	67,1	237,9	4,1	0,7	779,4
recettes réseau (M€)	72,7	64,3	50,2	24,1	88,1	1,5	0,3	301,1
recettes gestion de la clientèle (M€)	8,5	8,3	7,0	2,2	12,8	0,1	0,1	39,0
recettes brutes de production ⁽²⁾ (M€)	85,1	94,1	79,6	40,7	137,0	2,5	0,3	439,4
part des recettes à considérer ⁽³⁾ (M€)	52,8	50,9	70,3	38,6	50,7	2,4	0,3	266,2
recettes de production totales⁽⁴⁾ (M€)	68,7	64,6	80,1	44,0	65,1	2,6	0,4	325,5
part production du tarif de vente ⁽⁵⁾ (€/MWh)	47,71	54,90	56,82	54,05	55,58	59,92	40,25	-

Notes du tableau :

(1) Le chiffre d'affaires indiqué correspond au chiffre d'affaires total issu de la vente d'électricité aux tarifs intégrés (y compris aux agents), hors taxe, hors rémanence de l'octroi de mer et hors CTA.

(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 A.2, ou ne donnant pas droit à compensation (liaison SACOI – Sardaigne-Corse-Italie).

(4) Incluant les recettes correspondant à la vente de services systèmes et la compensation des pertes.

(5) La part production du tarif de vente est utilisée pour évaluer les surcoûts dus aux contrats d'achat en ZNI (voir paragraphe A.2.2.2).

1.3. Surcoûts de production constatés dans les ZNI

Les coûts de production retenus par la CRE et les recettes de production d'EDF s'élevant respectivement à 1 171,5 M€ et 325,5 M€, le montant des surcoûts de production constatés dans les ZNI en 2011 est de **846,0 M€**.

2. Surcoûts dus aux contrats d'achat

Les surcoûts d'achat supportés par EDF en 2011 sont dus aux contrats d'achat suivants :

- les contrats relevant de l'obligation d'achat (article L. 314-1 du code l'énergie) ;
- les contrats issus des appels d'offres (article L. 311-10 du code précité) ;
- les contrats conclus ou négociés avant le 11 février 2000 (article L. 121-27 du code précité) ;
- les contrats conclus dans les ZNI avec des producteurs indépendants en dehors du cadre des articles L. 314-1, L. 311-10 et L. 121-27 du code précité (V de l'article 4 du décret du 28 janvier 2004) ;
- les contrats de type « appel modulable » concernant des installations dites « dispatchables ».

En application du 1° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, 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 l'électricité évalué à « la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité ».

2.1. Coûts dus aux contrats d'achat

2.1.1. Quantités d'électricité et coûts d'achat (hors ZNI)

2.1.1.1. Quantités d'électricité et coûts d'achat déclarés par EDF (hors ZNI).

Les quantités d'électricité et coûts d'achat déclarés par EDF en métropole continentale au titre de l'année 2011 sont présentés dans le tableau 2.4.

Au titre de 2011, **34,1 TWh** ont été déclarés par EDF pour un montant de **3 932,1 M€**.

Tableau 2.4. – Quantités d'électricité et coûts d'achat déclarés par EDF pour 2011 (hors ZNI)

	Cogénération (combustible fossile)	Cogénération (combustible fossile) dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incineration	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres (*)	TOTAL
Janvier	2 455,3	103,9	0,6	522,2	1 228,9	253,4	68,9	71,1	54,8	37,8	4 796,8
Février	2 152,2	83,3	0,4	385,8	873,8	223,9	62,0	68,5	63,3	34,7	3 947,9
Mars	2 347,2	79,3	0,0	551,5	1 097,6	281,4	63,6	78,5	85,2	43,0	4 627,5
Avril	33,3	0,4	0,0	541,9	671,0	190,9	67,7	75,1	94,2	30,5	1 705,0
Mai	2,1	0,0	0,0	414,0	730,4	211,1	67,8	72,9	101,1	4,7	1 604,0
Juin	7,4	0,0	0,0	416,6	857,0	209,0	65,4	72,9	127,0	0,8	1 756,0
Juillet	7,4	0,0	0,0	349,9	808,5	255,4	67,2	73,8	166,5	0,9	1 729,5
Août	7,4	0,0	0,0	261,5	661,9	249,7	68,3	67,4	178,1	1,0	1 495,2
Septembre	6,1	0,0	0,0	188,3	820,8	217,0	67,0	52,8	201,0	1,4	1 554,4
Octobre	73,6	4,0	0,1	182,1	1 034,1	184,2	75,3	68,0	184,4	23,0	1 828,9
Novembre	1 973,5	45,9	0,0	305,5	919,2	260,2	70,3	77,4	158,3	36,3	3 846,6
Décembre	2 085,7	58,4	0,0	524,7	1 976,1	273,6	72,4	76,8	139,0	38,8	5 245,5
Quantités (GWh)	11 151,2	375,1	1,3	4 644,0	11 679,3	2 809,8	816,0	855,1	1 552,8	252,9	34 137,6
Quantités déclarées en 2010** (GWh)	12 818,4	493,5	19,0	6 394,4	9 419,6	2 635,1	722,8	595,9	395,4	367,6	33 861,7
Quantités déclarées en 2009** (GWh)	12 598,5	722,6	27,5	5 810,2	7 607,3	2 556,0	575,3	408,0	102,0	366,0	30 773,4
Coût d'achat (M€)	1 380,9	77,2	21,1	298,9	996,5	150,5	75,5	91,8	807,2	32,5	3 932,1
Coût d'achat déclaré en 2010** (M€)	1 447,4	85,0	38,7	384,8	792,4	138,9	62,2	58,6	212,8	36,4	3 257,3
Coût d'achat déclaré en 2009** (M€)	1 441,1	123,2	51,6	353,4	644,6	134,2	48,4	38,5	51,9	35,7	2 922,6

* Autres = centrales thermiques à fourniture partiellement garantie et reliquats ELD

** Les quantités et les coûts d'achats total et unitaire 2009 et 2010 tiennent compte des reliquats retenus dans l'annexe 4

2.1.1.2. Quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE (hors ZNI).

Pour affiner son appréciation sur le droit à compensation des contrats déclarés, la CRE a vérifié, comme les années précédentes, la cohérence des données physiques (puissance contractuelle et productibles mensuels déclarés) et des prix d'achat pratiqués (prime fixe, rémunérations proportionnelles, eu égard aux arrêtés tarifaires en vigueur, rémunération complémentaire) sur l'ensemble des contrats déclarés.

La CRE ne prend pas en compte le coût d'achat exposé si le contrat d'achat correspondant n'est pas signé, ou si une incertitude demeure sur la conformité de ce coût avec le contrat signé. Le nombre de contrats traités est en croissance exponentielle (de 4 500 en 2007 à 55 000 en 2010 et 157 000 en 2011). Ce nombre ne permet pas de procéder à une vérification individuelle des coûts des contrats.

La CRE a demandé à EDF des compléments sur 23 contrats (hors photovoltaïque) sur un total de 3 624 et sur 230 contrats photovoltaïques.

Les réponses apportées par EDF n'ont pas permis de valider sans réserve la totalité de ces contrats. Quelques corrections mineures ont permis de valider les 23 contrats hors photovoltaïque. En revanche, il n'a pas été possible d'apporter d'explications suffisantes pour 113 contrats photovoltaïques. Pour ces 113 contrats, EDF et la CRE ont convenu que les productibles déclarés par les producteurs ne pouvaient pas avoir été réalisés. Dans la mesure où ce dépassement de production maximale atteignable s'est effectué à coût neutre pour les charges de service public, puisque l'électricité est plafonnée à 50 €/MWh au-dessus de 1 500 heures de fonctionnement annuel, il a été décidé de compenser intégralement les charges de service public induites par ces contrats.

Toutefois, ces 113 contrats en erreur feront l'objet d'un suivi spécifique avant la clôture du prochain exercice. La CRE demande que les dispositifs de comptage et la puissance de 20 de ces installations soient contrôlés par le gestionnaire de réseau, car les données communiquées par ces producteurs ont été présumées fausses à au moins deux reprises dans les précédents exercices. Les charges induites par ces contrats ne seront compensées au titre de 2012 qu'en fonction des résultats du contrôle opéré. Les 93 contrats restants sont placés sous surveillance : tous ceux pour lesquels le prochain exercice fera apparaître une anomalie seront également contrôlés.

La CRE souligne la qualité de la gestion de l'obligation d'achat par EDF : le pourcentage des contrats ayant suscité une question de la part de la CRE s'est élevé à 0,16 % en 2012.

Les quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE en métropole continentale pour 2011 sont détaillés dans le tableau 2.5.

Tableau 2.5. – Quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE pour 2011 (hors ZNI)

	Cogénération (combustible fossile)	Cogénération (combustible fossile) dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incineration	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres *	TOTAL
Janvier	2 455,3	103,9	0,6	522,2	1 228,9	253,4	68,9	71,1	54,8	37,8	4 796,8
Février	2 152,2	83,3	0,4	385,8	873,8	223,9	62,0	68,5	63,3	34,7	3 947,9
Mars	2 347,2	79,3	0,0	551,5	1 097,6	281,4	63,6	78,5	85,2	43,0	4 627,5
Avril	33,3	0,4	0,0	541,9	671,0	190,9	67,7	75,1	94,2	30,5	1 705,0
Mai	2,1	0,0	0,0	414,0	730,4	211,1	67,8	72,9	101,0	4,7	1 604,0
Juin	7,4	0,0	0,0	416,6	857,0	209,0	65,4	72,9	126,9	0,8	1 756,0
Juillet	7,4	0,0	0,0	349,9	808,5	255,4	67,2	73,8	166,4	0,9	1 729,5
Août	7,4	0,0	0,0	261,5	661,9	249,7	68,3	67,4	178,1	1,0	1 495,2
Septembre	6,1	0,0	0,0	188,3	820,8	217,0	67,0	52,8	201,0	1,4	1 554,4
Octobre	73,6	4,0	0,1	182,1	1 034,1	184,2	75,3	68,0	184,4	23,0	1 828,9
Novembre	1 973,5	45,9	0,0	305,5	919,2	260,2	70,3	77,4	158,3	36,3	3 846,6
Décembre	2 085,7	58,4	0,0	524,7	1 976,1	273,6	72,4	76,8	138,9	38,8	5 245,5
Quantités (GWh)	11 151,2	375,1	1,3	4 644,0	11 679,3	2 809,8	816,0	855,1	1 552,7	252,9	34 137,4
Quantités retenues en 2010** (GWh)	12 818,4	493,5	19,0	6 394,4	9 419,6	2 635,1	722,8	595,9	395,4	367,6	33 861,7
Quantités retenues en 2009** (GWh)	12 598,5	722,6	27,5	5 810,2	7 607,3	2 556,0	575,3	408,0	102,0	366,0	30 773,4
Coût d'achat (M€)	1 380,9	77,2	21,1	298,9	996,5	150,5	75,5	91,8	807,1	32,5	3 932,0
Coût d'achat retenu en 2010** (M€)	1 447,4	85,0	38,7	384,8	792,4	138,9	62,2	58,6	212,8	36,4	3 257,3
Coût d'achat retenu en 2009** (M€)	1 441,1	123,2	51,6	353,4	644,6	134,2	48,4	38,5	51,9	35,7	2 922,6
Coût d'achat unitaire (€/MWh)	123,8	205,9	15 927,1	64,4	85,3	53,6	92,5	107,3	519,8	128,6	115,2
Coût d'achat unitaire 2010** (€/MWh)	112,9	172,2	2 034,5	60,2	84,1	52,7	86,1	98,4	538,1	99,1	96,2
Coût d'achat unitaire 2009** (€/MWh)	114,4	170,4	1 873,9	60,8	84,7	52,5	84,1	94,4	508,7	97,5	95,0

* Autres = centrales thermiques à fourniture partiellement garantie

** Les quantités et les coûts d'achats total et unitaire 2009 et 2010 tiennent compte des reliquats retenus dans l'annexe 4

Le volume d'énergie acheté sous obligation d'achat est stable en 2011 par rapport à 2010, en hausse de 0,8 % à 34,1 TWh. Cette stabilité d'ensemble n'est pas le reflet d'une stabilité de l'ensemble des filières de production. On observe ainsi une décroissance forte des filières cogénération et hydraulique, une croissance sensible de la filière éolienne et un bond de la filière photovoltaïque. Comme le coût d'achat unitaire de la filière photovoltaïque est très supérieur à celui des filières hydraulique et cogénération, le coût d'achat unitaire du MWh évolue à la hausse pour atteindre 115,2 €/MWh (+ 20 % par rapport à 2010).

Les filières prépondérantes en volume sont l'éolien (34,2 % des volumes achetés), la cogénération (33,8 %) et l'hydraulique (13,6 %).

Les coûts d'achat de l'électricité d'origine photovoltaïque sont en hausse de 300 % pour la deuxième année consécutive, pour s'établir à 807,1 M€, dans un contexte de forte croissance des volumes produits sous le régime de l'obligation d'achat. Ces volumes restent cependant relativement faibles (4,5 % des volumes achetés sous obligation d'achat en France continentale pour 20 % des coûts d'achat). La filière photovoltaïque reste la plus coûteuse des filières d'origine renouvelable.

Il ressort de l'analyse des contrats photovoltaïques présentés à la compensation au titre de l'année 2011 que 98,5 % des contrats présentés bénéficient d'une prime d'intégration au bâti, qui permet d'obtenir un tarif plus avantageux allant jusqu'à 580 €/MWh (3) contre 420 €/MWh en intégration simplifiée au bâti.

Compte tenu des exigences de l'intégration au bâti, il ne peut être exclu qu'une partie de ces contrats présente un caractère frauduleux. Une simple attestation sur l'honneur suffit en effet pour bénéficier de la prime d'intégration au bâti. Dans la mesure où la durée des contrats d'achat est de vingt ans, cette fraude, si elle est avérée, devra être corrigée au plus vite et éventuellement sanctionnée.

Les quantités achetées auprès des installations de cogénération sont en baisse sensible de 13 %, sous l'effet de l'échéance des contrats C97. Le coût d'achat unitaire progresse de 9,7 %, notamment sous l'effet du prix du gaz.

La puissance hydraulique installée sous contrat d'achat a légèrement diminué par rapport à 2010 (– 32 MW), les contrats renouvelés ayant une puissance plus faible. La forte décroissance du volume d'énergie acheté par rapport à 2010 s'explique cependant quasi exclusivement par la différence d'hydraulicité entre 2010 et 2011.

La filière éolienne voit ses volumes achetés progresser de 24 %. Cette hausse est l'effet conjoint d'une augmentation de la puissance globale du parc de 714 MW et d'une année venteuse, en particulier au mois de décembre avec la tempête Joachim, qui a permis de constater un taux de charge exceptionnel.

Les filières biogaz et biomasse voient leurs volumes achetés augmenter respectivement de 12,9 % et 43,5 %, en ligne avec l'évolution du parc en service, pour un prix unitaire d'achat en augmentation de respectivement 7,5 % et 9,1 %. Deux installations de production d'électricité à partir de biomasse issues des appels d'offres de 2006 et 2009 ont été mises en service en 2011.

Les volumes achetés à la filière incinération sont en hausse de 6,6 %, à prix unitaire constant. Cette hausse reflète la hausse de la puissance installée depuis le début de l'année 2010.

La puissance garantie des installations dispatchables est en chute. Elle n'est plus que de 151 MW au 1^{er} décembre 2011, contre 475 MW au 1^{er} janvier 2010. Elles n'ont quasiment pas été sollicitées au cours de l'année 2011.

(3) Sous le régime tarifaire de l'arrêté du 12 janvier 2010, valeurs prises au moment de la publication de l'arrêté.

2.1.2. Quantités d'électricité et coûts d'achat retenus dans les ZNI

La CRE a retenu, au titre des contrats d'achat en ZNI, l'intégralité des quantités d'électricité et coûts d'achat transmis par EDF, à l'exception du contrat relatif à la liaison à courant continu Sardaigne-Corse-Italie (SACOI), l'énergie transitant sur cette liaison étant produite par EDF à partir de son propre parc de production continental. Les données dont la CRE dispose ne permettent pas d'établir que cette liaison induit un surcoût pour EDF en 2011.

Par ailleurs, pour 2012, EDF fait état d'un alourdissement du coût de revient de l'électricité soutirée sur la liaison SACOI du fait de l'augmentation des coûts liés au mécanisme d'allocation de capacités à la frontière et de l'introduction d'une nouvelle obligation de fourniture de certificats verts imposée par l'Italie depuis le 1^{er} janvier 2012.

Le coût de revient est égal à la somme du coût comptable de production du ruban par le parc en métropole, du coût de la capacité et du coût lié aux certificats verts. Si un écart est constaté entre ce coût de revient et la part production dans les tarifs, il pourra être compensé.

Compte tenu de ce qui précède, les montants définitifs retenus au titre des contrats d'achat 2011 en ZNI sont ceux repris dans le tableau 2.6.

Tableau 2.6. – *Quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE dans les ZNI pour 2011*

	Corse		Guadeloupe		Martinique		Guyane		Réunion		SPM		Total		Rappel 2010*		Rappel 2009*	
	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€
Interconnexion	322,3	25,9	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	322,3	25,9	338,6	24,6	275,7	21,9
Bagasse-charbon	—	—	569,1	93,0	—	—	—	—	1 575,0	213,4	—	—	2 144,1	306,4	1 925,1	256,1	1 808,6	201,4
Thermique	—	—	191,8	46,1	131,2	45,7	0,0	0,0	—	—	—	—	323,0	91,8	374,9	85,4	318,3	53,3
Incinération	—	—	—	—	14,5	0,9	—	—	—	—	—	—	14,5	0,9	24,1	1,6	31,0	2,0
Hydraulique	42,0	3,1	14,0	1,3	—	—	—	—	0,9	0,0	—	—	56,9	4,5	69,1	5,3	77,5	5,5
Eolien	24,2	2,3	45,1	4,8	1,3	0,1	—	—	11,0	1,2	1,1	0,1	82,7	8,6	86,1	7,6	97,2	9,6
Géothermie	—	—	55,9	5,8	—	—	—	—	—	—	—	—	55,9	5,8	14,6	1,4	49,5	3,9
Biomasse	—	—	—	—	—	—	12,1	1,3	—	—	—	—	12,1	1,3	7,9	1,8	1,1	0,1
Biogaz	8,2	0,7	—	—	—	—	—	—	6,4	0,6	—	—	14,6	1,3	16,4	1,5	13,7	1,1
Photovoltaïque	22,9	10,3	29,4	12,5	35,4	15,1	31,4	13,8	131,4	61,3	—	—	250,5	113,0	113,9	49,7	38,2	15,5
Total	419,5	42,4	905,2	163,6	182,3	61,8	43,6	15,1	1 724,7	276,5	1,1	0,1	3 276,4	559,5	2 970,7	434,9	2 710,8	314,2

* montants tenant compte des rectifications effectuées sur les exercices 2009 et 2010 - cf. annexe 4

L'augmentation des montants achetés dans les ZNI par rapport à 2010 résulte de plusieurs facteurs :

- la nouvelle unité de production Caraïbes Energie a été mise en service en décembre 2010 en Guadeloupe. Par ailleurs, l'année 2010 a été marquée par des arrêts prolongés. Ces deux effets, renforcés par la hausse des cours du charbon, ont généré 50,3 M€ de coûts d'achat supplémentaires pour les centrales bagasse-charbon de Guadeloupe et de La Réunion ;
- la croissance des cours du pétrole en 2011 a induit une augmentation des coûts de combustibles pour les installations fonctionnant au fioul (en Guadeloupe, en Martinique et en Guyane) ;
- le retour au fonctionnement des centrales Bouillante 1 et Bouillante 2 après les perturbations importantes de la production en 2010 ;
- l'hydraulicité très faible en Corse et à La Réunion, qui a été compensée par un recours plus important aux centrales thermiques ;
- le très fort développement de la production d'électricité issue d'installations photovoltaïques. Entre 2010 et 2011, les volumes déclarés ont progressé de 120 % et le coût d'achat de 128 %, ce qui a généré 63,4 M€ de coûts d'achat supplémentaires. Cette filière ENR est de loin la plus coûteuse en €/MWh produit.

2.1.3. Coût du contrôle des installations de cogénération, biomasse et biogaz

Le contrôle des installations de cogénération, biomasse et biogaz effectué par EDF permet de vérifier leur efficacité énergétique et la correcte application de la rémunération complémentaire facturée par le producteur. Le coût de ce contrôle est compensé, car il est un élément de détermination du coût d'achat pour les installations de cogénération.

Les contrôles effectués au titre de l'année 2011 représentent **140,8 k€**.

2.2. Coûts évités à EDF par les contrats d'achat

2.2.1. Coût évité par les contrats d'achat hors ZNI

2.2.1.1. Cas général.

Le 1^{er} de l'article L. 121-7 du code de l'énergie 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* ».

Conformément à la délibération de la CRE du 25 juin 2009, le coût évité à EDF distingue le coût évité par la production quasi certaine et celui évité par la production dite aléatoire. Ce dernier est calculé en fonction des prix de marché quotidiens de l'électricité. Le coût évité par la production quasi certaine est calculé en fonction de prix de marché à terme. La production quasi certaine est composée, d'une part, d'un ruban de base, produit et acheté toute l'année, et, d'autre part, de trois blocs supplémentaires, correspondant au surplus de production hivernaux du premier trimestre et des mois de novembre et décembre (4).

2011 est la deuxième année où cette méthode de calcul est appliquée pour la régularisation des charges. Il s'agit encore d'une année transitoire, où la nouvelle méthode n'est que partiellement appliquée. La période transitoire prendra fin lors de l'évaluation des charges constatées au titre de 2012.

Le coût évité obtenu s'élève pour l'année 2011 à **1 780,8 M€** (hors contrats à différenciation horosaisonnaire, contrats « appel modulable » et cogénérations fonctionnant en mode « dispatchable »). Il est en hausse de 11 % par rapport à 2010 (1 604,2 M€).

En théorie, il faudrait soustraire du coût évité le coût des écarts supportés par EDF du fait de l'imprévisibilité d'une partie de la production sous obligation d'achat. Ces écarts, négligeables les années antérieures par rapport aux écarts liés à la consommation, commencent à devenir plus importants. La CRE, en collaboration avec EDF, étudiera la mise en place d'un mécanisme d'évaluation des coûts liés à ces écarts en vue de leur compensation. Aucune décote liée à cette imprévisibilité n'est prise en compte pour l'année 2011.

Coût évité par la production quasi certaine :

La puissance quasi certaine retenue pour l'année 2011 est indiquée dans le tableau 2.7.

(4) Voir délibération du 25 juin 2009 pour une explication détaillée du mécanisme.

Tableau 2.7. – Puissance quasi certaine retenue pour 2011

	PUISSANCE QUASI CERTAINE (MW)
Ruban de base	525
Surplus de production Q1 (1)	3 600
Surplus de production M11 (2)	3 807
Surplus de production M12 (2)	3 717
(1) Premier trimestre. (2) Les valeurs de surplus de production M11 et M12 (pour les mois de novembre et décembre respectivement) sont les valeurs retenues pour l'évaluation des charges prévisionnelles 2011 d'EDF dans la délibération du 7 octobre 2011.	

Tableau 2.8. – Prix de marché retenus pour 2011

RUBAN	Q1	M11	M12
53,31	60,08	65,73	63,22

Ainsi, le coût évité par la production quasi certaine, correspondant à 17,8 TWh, est de **1 067,1 M€**.

Coût évité par la production aléatoire :

Le coût évité par la production aléatoire s'élève à **713,6 M€** (hors contrats à différenciation horosaisonnaire, contrats « appel modulable » et cogénérations « dispatchables »). Ce montant est détaillé dans le tableau 2.9.

Tableau 2.9. – *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	Quantité	Coût évité
	(€/MWh)	(GWh)	(M€)
Janvier	51,29	1 454	74,6
Février	53,62	983	52,7
Mars	54,13	1 332	72,1
Avril	50,12	1 206	60,5
Mai	53,52	1 131	60,5
Juin	43,40	1 302	56,5
Juillet	37,37	1 270	47,5
Août	41,03	1 052	43,2
Septembre	49,99	1 136	56,8
Octobre	52,24	1 388	72,5
Novembre	55,46	603	33,4
Décembre	45,10	1 850	83,4
Total 2011	48,5	14 706	713,6

Prix moyen pondéré 2010 (€/MWh)	47,9
Prix moyen pondéré 2009 (€/MWh)	44,7
Prix moyen pondéré 2008 (€/MWh)	66,4
Prix moyen pondéré 2007 (€/MWh)	45,3
Prix moyen pondéré 2006 (€/MWh)	55,1

2.2.1.2. Cas particulier des installations bénéficiant d'un contrat horosaisonnalisé.

Certaines installations bénéficient de contrats d'achat à différenciation horosaisonnaire : 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 donc dans le cas de ces contrats une corrélation temporelle entre le volume acheté par EDF et le prix de marché.

Le coût évité doit par conséquent être calculé par poste horosaisonnier. Sont utilisés à cette fin les prix de marché horaires. Le coût évité correspondant est égal à **59,7 M€**.

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

Les installations « dispatchables », qui font l'objet de contrats type « appel modulable », représentaient en 2011 une puissance garantie de 276 MW. Le service rendu à EDF par ces installations est double : la mise à disposition de capacités de puissance permet à EDF de se couvrir contre le risque de défaillance, et l'énergie produite participe à la fourniture des clients en période de pointe. La valorisation de ces centrales doit donc tenir compte non seulement de l'énergie produite, mais également de la capacité de puissance garantie.

La valorisation de la puissance mise à disposition de RTE par EDF dans le cadre des réserves complémentaires est retenue pour le calcul du coût évité. La prime fixe pour la puissance mise à disposition est

de 22 €/kW sur la période allant du 1^{er} janvier 2011 au 31 mars 2011, de 10,9 €/kW du 1^{er} avril 2011 au 31 octobre 2011, de 11,6 €/kW en novembre et de 17,88 €/kW en décembre. Le coût fixe évité par les installations « dispatchables » est ainsi évalué à 3,6 M€.

Le coût évité « énergie » se calcule en fonction de l'utilisation effective par EDF de l'énergie achetée. L'énergie achetée pour ajustement est valorisée au prix des écarts à la baisse constaté sur le mécanisme d'ajustement pour chaque période d'appel considérée (soit un coût évité de 0,19 M€). L'énergie achetée pour une utilisation hors ajustement est valorisée sur la base d'une moyenne mensuelle des prix pointe journaliers (soit un coût évité de 0,03 M€). Au total, le coût évité à EDF en 2011 par les installations « dispatchables » bénéficiant d'un contrat de type « appel modulable » est de **3,8 M€**.

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

A l'instar des contrats de type « appel modulable », le basculement en mode « dispatchable » d'une installation de cogénération traduit la mise à disposition de capacité de puissance au bénéfice d'EDF.

Ces installations, une fois basculées, doivent être valorisées suivant les mêmes principes que ceux prévalant pour les contrats « appel modulable », le service rendu à EDF étant analogue : la mise à disposition de capacités de puissance permet à EDF de se couvrir contre le risque de défaillance et l'énergie produite participe à la fourniture des clients en période de pointe. Le calcul du coût évité par ces installations nécessite, donc, de distinguer les achats effectués avant et après passage en mode dispatchable.

Les installations de cogénération ayant fait l'objet, au cours de l'année 2011, d'un basculement en mode « dispatchable » – ou d'une reconduction de celui-ci – représentent une puissance garantie de 317,8 MW. Les achats effectués auprès de ces installations s'élèvent à 375,1 GWh, pour un montant d'achat retenu de 77,2 M€.

Coût évité hors mode « dispatchable » :

Le coût évité par les achats effectués aux installations de cogénération en dehors des périodes de dispatchabilité s'établit sur les mêmes bases que celles applicables aux contrats standards. Ce coût évité est ainsi évalué à 18,7 M€.

Coût évité en mode « dispatchable » :

Le coût évité par les achats effectués en mode « dispatchable » s'effectue suivant la même méthodologie que celle applicable aux centrales « dispatchables » et nécessite donc de déterminer un coût fixe évité et un coût évité « énergie ».

A l'instar des contrats « appel modulable », le coût fixe évité par les cogénérations fonctionnant en mode « dispatchable » s'établit en utilisant comme référence la valorisation de la puissance mise à disposition du RTE par EDF dans le cadre des réserves complémentaires.

Le coût fixe évité en 2011 est évalué à 1,6 M€ pour l'ensemble des installations considérées. Le calcul du coût évité « énergie », quant à lui, ne peut s'effectuer à partir du mécanisme d'ajustement, dans la mesure où les contraintes d'appel afférentes aux installations de cogénération (préavis, montée en charge, durée minimale d'appel) ne permettent pas à EDF d'utiliser ces dernières sur ce mécanisme. Le coût évité « énergie » doit s'établir, pour chacune de ces installations, à partir des prix de marché horaires moyens sur les jours d'appel correspondants. Le coût évité « énergie » est ainsi évalué à 0,9 M€.

Le coût évité à EDF en 2011 par les installations de cogénération ayant fait l'objet d'un basculement ou d'une reconduction en mode « dispatchable » est finalement de **21,2 M€**.

2.2.1.5 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 continentale est de 1 865,5 M€ (1 780,8 M€ + 59,7 M€ + 3,8 M€ + 21,2 M€).

2.2.2. Coût évité par les contrats d'achat dans les ZNI

Conformément au décret du 28 janvier 2004, les surcoûts dus aux contrats d'achat dans les ZNI sont calculés par rapport à la part production du tarif de vente (tableau 2.3). L'électricité achetée par EDF valorisée à cette part production est évaluée à **159,8 M€**, comme détaillé dans le tableau 2.10.

Tableau 2.10. – Coût évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2011

	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	Saint-Pierre et Miquelon	Iles bretonnes	TOTAL
Quantités achetées (GWh)	419,5	905,2	182,3	43,6	1 724,7	1,1	0,0	3 276,4
Taux de pertes (%)	14,6%	11,8%	9,7%	10,3%	8,9%	6,3%	8,3%	
Quantités achetées et consommées (GWh) *	358,3	798,2	164,7	39,1	1 571,6	1,1	0,0	2 933,0
Part production du tarif de vente (€/MWh)	47,71	54,90	56,82	54,05	55,58	59,92	40,25	---
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	17,1	43,8	9,4	2,1	87,4	0,1	0,0	159,8

(*) 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.

2.3. Surcoûts dus aux contrats d'achat supportés par EDF

Les surcoûts supportés par EDF résultant des contrats d'achat en 2011 s'élèvent à :

2 066,7 M€ en métropole continentale (3 932,0 M€ de coût d'achat + 0,2 M€ de coût de contrôle des cogénérations – 1 865,5 M€ de coût évité) ;

399,7 M€ dans les ZNI (559,5 M€ de coût d'achat – 159,8 M€ de coût évité),
soit un total de **2 466,4 M€**.

3. Charges dues aux dispositions sociales

La tarification spéciale « produit de première nécessité » est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2005. Elle a par la suite été rebaptisée « tarif de première nécessité » (TPN). Le décret du 26 juillet 2006 prévoit, pour les clients concernés par la tarification de première nécessité, la gratuité de la mise en service et une réduction de 80 % sur les frais de déplacement pour impayés. Ces pertes de recettes et frais supplémentaires doivent faire l'objet d'une compensation au profit des opérateurs concernés. L'arrêté du 5 août 2008 fixe le plafond de ressources pour en bénéficier égal au plafond d'ouverture des droits à la couverture maladie universelle complémentaire. L'arrêté du 23 décembre 2010 a modifié l'annexe du décret n° 2004-325 du 8 avril 2004 et a revu à la hausse de 10 % le niveau de réductions et versements forfaitaires.

Par ailleurs, les charges supportées du fait du tarif de première nécessité permettent aux opérateurs de bénéficier d'une compensation en cas de participation au dispositif en faveur des personnes en situation de précarité. Cette compensation peut s'élever jusqu'à 20 % des charges dues au titre du TPN, dans la limite du concours financier de l'opérateur au fonds de solidarité pour le logement (arrêté du 24 novembre 2005).

3.1. Charges dues au tarif de première nécessité

3.1.1. Pertes de recettes dues au TPN

Les pertes de recettes dues au TPN se sont élevées, en 2011, à 49,1 M€, contre 42,8 M€ en 2010. Cette augmentation des pertes de recettes est uniquement due à la revalorisation du barème du TPN.

Au 31 décembre 2011, 634 700 clients bénéficiaient du TPN.

3.1.2. Surcoûts de gestion

Les frais spécifiques dus à la mise en œuvre du TPN continuent de diminuer, de 8,2 M€ en 2009 et 6,4 M€ en 2010 à 5,4 M€ en 2011. Cette baisse s'explique par la diminution sensible des frais de personnel.

3.1.3. Services liés à la fourniture

Les charges imputables aux services liés à la fourniture des clients au TPN se sont élevées en 2011 à 0,4 M€.

3.1.4. Bilan des charges liées au TPN

Le total des charges à compenser à EDF en 2011 au titre du « tarif de première nécessité » s'élève à **54,9 M€**, ZNI incluses.

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

Compte tenu des dispositions réglementaires, la compensation d'EDF au titre de sa participation au dispositif en faveur des personnes en situation de précarité est de **11,0 M€** ($20 \% \times 54,9 \text{ M€}$). Ce montant est nettement inférieur aux 22,5 M€ versés par EDF en 2011 dans le fonds de solidarité pour le logement.

Les charges à compenser à EDF en 2011 au titre des dispositions sociales s'élèvent finalement à **65,9 M€**, contre 59,7 M€ en 2010.

B. – *Charges supportées par les entreprises locales de distribution constatées au titre de 2011*

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

Les surcoûts d'achat supportés par les ELD en 2011 sont dus aux contrats :

- relevant de l'obligation d'achat (article L. 314-1 du code de l'énergie) ;
- les contrats issus des appels d'offres (article L. 311-10 du code précité) ;
- conclus ou négociés avant le 11 février 2000 (article L. 121-7 du code précité).

La loi de finances rectificative pour 2011 a modifié la méthode de calcul du coût évité aux ELD en modifiant l'article L. 121-7 du code de l'énergie, dorénavant rédigé ainsi : « *Les coûts évités sont calculés par référence aux prix de marché de l'électricité sauf, pour les entreprises locales de distribution, pour les quantités acquises au titre des articles L. 311-10 et L. 314-1 se substituant aux quantités d'électricité acquises aux tarifs de cession mentionnés à l'article L. 337-1, par référence à ces tarifs.* » Pour appliquer cette nouvelle méthode aux ELD s'approvisionnant pour partie au marché, la CRE doit désormais vérifier dans quel périmètre a été injectée l'électricité issue des contrats ci-dessus, afin de savoir si cette électricité se substitue à de l'énergie achetée au prix de marché ou au tarif de cession.

En 2011, neuf ELD se sont approvisionnées à la fois aux tarifs de cession et sur le marché. Le changement législatif de la méthode de calcul du coût évité a conduit la CRE à demander des éléments complémentaires aux ELD ayant déclaré des achats sur le marché en 2011. Cependant, les nouveaux éléments fournis par les ELD à la suite de cette demande comportaient des erreurs et n'ont pu être fiabilisés lors des échanges avec la CRE.

Dans la mesure où il s'agit de la première année d'application de cette nouvelle méthode de calcul du coût évité et après avoir échangé avec les ELD, la CRE a pris la décision de considérer que tous les volumes d'énergie achetés dans le cadre des contrats d'achat avaient été injectés dans le périmètre de vente aux tarifs réglementés (le seul à pouvoir être approvisionné aux tarifs de cession). De ce fait, le calcul du coût évité au titre de l'année 2011 a été effectué exclusivement à partir du tarif de cession pour l'ensemble des ELD.

L'évaluation du coût évité en 2011 sera régularisée lors du prochain exercice de la CSPE, sur la base d'éléments actualisés et fiabilisés que les ELD auront transmis à la CRE pour l'année 2011 au 31 mars 2013, conformément aux règles de la comptabilité appropriée qui seront modifiées à cet effet.

Les surcoûts retenus au titre de l'obligation d'achat s'élèvent ainsi, en 2011, à **118,2 M€**, en hausse de 88 % par rapport à 2010. Cette augmentation s'explique par une hausse des coûts d'achat (+ 66 %) supérieure à l'augmentation du coût évité (+ 21 %), conséquence notamment du fort développement de la filière photovoltaïque. Les surcoûts d'achat de cette filière s'élèvent désormais à 62,6 M€, bien supérieurs à ceux de l'éolien (23,7 M€) et de la cogénération (21,0 M€).

2. **Charges dues aux dispositions sociales**

L'entrée en vigueur, en 2005, de la tarification spéciale « produit de première nécessité » (TPN) induit, pour les ELD concernées, des pertes de recettes et des frais de mise en œuvre supplémentaires (par rapport à ceux supportés pour une gestion « classique » du portefeuille de clients), notamment des frais de personnel et des prestations externes.

Or, il s'avère que les frais de personnels déclarés par certaines ELD correspondent non à des frais supplémentaires (comme cela était pourtant explicitement demandé par la CRE dans sa délibération du 17 décembre 2009 relative à la comptabilité appropriée), mais à des frais totaux. Il est alors nécessaire pour ces dernières de rectifier les frais de mise en œuvre déclarés pour ne retenir que ceux relevant de la mise en place effective du dispositif ou inhérents au caractère particulier des clients bénéficiant de cette nouvelle tarification. La CRE constate que dans certains cas les frais de personnel déclarés par les ELD ramenés au nombre de clients gérés sont très élevés, ce qui la conduit à opérer des ajustements.

Du fait des corrections opérées par la CRE, les charges relatives à la tarification spéciale « produit de première nécessité » sont évaluées, pour 2011, à **2,2 M€**.

Conformément à l'arrêté du 24 novembre 2005, la compensation des charges dues au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité s'effectue, pour chaque ELD, à hauteur de 20 % des charges dues au TPN, dans la limite des versements effectués au fonds de solidarité pour le logement. Pour 2011, cette compensation s'élève à **0,3 M€** pour l'ensemble des ELD ayant déclaré des charges afférentes à ce dispositif.

Les charges dues aux dispositions sociales s'élèvent, pour 2011, à **2,5 M€** (2,2 M€ + 0,3 M€), en augmentation de 22 % par rapport à 2010.

3. Détail des charges constatées par les ELD au titre de 2011

Le montant total des charges supportées par les ELD en 2011 s'élève à **120,7 M€**, dont 118,2 M€ dus aux contrats d'achat et 2,5 M€ aux dispositions sociales. Les principaux éléments de calcul sont indiqués dans le tableau 2.11.

Tableau 2.11. – Charges supportées par les 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€	k€	k€
ES Energies Strasbourg (2)	218 960,7	38 527,1	6 698,1	31 829,0	1 015,9	32 845,0
Sorégies	70 193,9	20 699,8	2 199,4	18 500,4	123,6	18 624,0
Energies et services électricité Deux-Sèvres - Ségolis (2)	194 922,0	22 646,6	5 413,8	17 232,9	84,6	17 317,5
SICAP Pithiviers (2)	168 462,4	14 976,2	5 317,2	9 659,0	13,4	9 672,5
Gaz et électricité de Grenoble (2)	134 387,3	15 851,2	6 764,3	9 086,9	125,6	9 212,5
Usine d'électricité de Metz (2)	53 901,1	5 033,3	1 795,5	3 237,8	190,5	3 428,3
Coopérative d'électricité de Saint-Martin-de-Londres	11 083,3	3 435,4	417,1	3 018,3	58,1	3 076,4
Energies et services Creutzwald	31 268,9	3 398,2	742,5	2 655,7	14,7	2 670,4
Régie d'électricité UEM Neuf-Brisach	21 045,6	2 961,3	578,0	2 383,3	6,5	2 389,8
SICAE de la Somme et du Cambrasis	23 979,9	2 581,7	751,0	1 830,7	28,9	1 859,6
SICAE de l'Oise	2 128,2	1 197,0	54,6	1 142,4	37,4	1 179,8
Usines municipales d'Erstein	6 752,1	1 388,4	256,3	1 132,1	7,8	1 139,9
Régie communale du câble et d'électricité de Montataire	13 643,9	1 736,2	664,2	1 072,0	27,4	1 099,4
Energie Développement Services du Briançonnais	29 212,1	1 880,4	828,1	1 052,4	4,4	1 056,8
SOREA	20 146,6	1 544,4	527,3	1 017,2	11,3	1 028,4
Régie du syndicat électrique intercommunal du Pays chartrain	55 243,3	2 941,9	1 994,3	947,6	24,1	971,7
SICAE de Précý-Saint-Martin	3 959,0	1 079,0	119,5	959,6	3,0	962,5
Société d'électrification rurale du Carmausin	3 980,7	1 067,3	133,8	933,5	10,3	943,8
Régie communale d'électricité de Montdidier	14 351,3	1 295,2	519,3	775,8	8,9	784,7

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€	k€	k€
SICAE de Ray-Cendrecourt	4 362,9	848,4	128,3	720,0	23,4	743,5
Energies et services de Seyssel	1 254,3	732,1	36,5	695,7	10,3	706,0
Régie municipale d'électricité et de gaz Energie Services occitans de Carmaux - Ene'O	7 362,4	1 039,8	371,0	668,8	14,6	683,4
Société d'électricité régionale des Cantons de Lassigny et limitrophes	5 222,8	789,0	191,7	597,2	10,5	607,8
SICAE de l'Aisne	924,4	544,4	26,3	518,1	22,2	540,3
Régie municipale de Colmar - Vialis (2)	874,0	497,9	27,0	470,9	65,2	536,1
Coopérative de droit suisse Elektra Birseck (2)	872,6	518,9	22,5	496,4	13,6	510,0
Régie d'électricité du syndicat du sud de La Réole	868,0	517,0	24,8	492,2	3,2	495,5
Energies et services Lavar	7 067,2	618,5	219,4	399,1	15,7	414,8
Régie Services Energie Ambérieux-en-Dombes	732,7	424,7	20,3	404,4	2,5	406,8
Régie municipale d'électricité de Mazères	633,2	382,8	18,9	363,9	3,2	367,1
Régie municipale d'électricité de Saverdun	3 881,3	483,2	184,0	299,1	5,7	304,8
Gascogne Energies Services à Aire-sur-l'Adour	510,6	279,6	25,6	254,0	4,0	258,0
SICAE ELY	486,3	250,3	16,3	234,0	2,9	236,9
Régie municipale d'électricité de Tarascon-sur-Ariège	6 968,2	399,7	242,0	157,7	9,2	166,9
Régie d'électricité de Saint-Martin-la-Porte	280,4	166,9	10,4	156,5	0,0	156,5
Régie d'électricité de Thônes	233,7	140,0	6,0	134,0	4,4	138,4
Régie municipale de distribution d'énergie de Villard-Bonnot	8 417,4	515,3	382,5	132,8	4,5	137,3
Régie d'énergies de Saint-Marcellin	204,5	126,6	10,1	116,5	16,5	133,0
Régie communale d'électricité d'Uckange	748,9	133,1	32,8	100,3	12,8	113,1

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€	k€	k€
Régie municipale d'électricité de Cazères	185,4	111,3	5,7	105,6	5,8	111,4
Energies et Services Lannemezan	174,7	105,0	4,0	101,0	7,5	108,4
Régie d'électricité de Saint-Quirc	185,0	111,2	7,8	103,4	0,7	104,1
Régie municipale d'électricité de Cazouls-lès-Béziers	161,7	94,7	5,7	89,1	7,4	96,5
Régie municipale d'électricité de Bazas	157,2	91,3	6,0	85,3	5,2	90,4
SICAE des cantons de la Ferté-Alais et limitrophes	157,3	92,8	4,2	88,6	1,6	90,2
SAEML Hunélec (2)	128,1	77,6	3,7	73,9	13,1	87,0
Régie municipale d'électricité de La Bresse	5 697,2	380,2	295,2	85,1	1,6	86,7
Régie d'électricité d'Elbeuf	54,5	32,4	1,6	30,8	55,2	86,0
Régie gaz-électricité de Sallanches	142,1	82,2	3,6	78,6	6,0	84,7
Régie municipale d'électricité de Montesquieu-Volvestre	128,3	78,2	3,8	74,4	3,2	77,6
Régie intercommunale d'Electricité et de Téléservices de Niederbronn-Reichshoffen	107,4	64,0	3,7	60,3	7,4	67,8
Régie électrique d'Allevard	110,9	68,3	5,4	62,9	3,9	66,8
Régie municipale d'électricité de Varilhes	112,4	66,6	3,7	62,9	3,2	66,1
Régie municipale d'électricité de Loos	10,8	6,2	0,5	5,7	59,8	65,5
Régie municipale d'énergie électrique de Quillan	178,9	61,6	6,6	55,0	10,2	65,2
Régie municipale d'électricité de Gignac	90,3	53,3	2,7	50,7	12,9	63,5
Régie municipale d'électricité Energis de Saint-Avold	68,2	40,6	2,1	38,5	19,5	58,0
Société d'économie mixte locale Dreux - Gédia	13,9	8,2	0,4	7,8	46,6	54,5
Régie gaz-électricité de Bonneville	83,8	48,9	2,2	46,7	6,1	52,8
Régie communale d'électricité de Gattières	93,2	53,6	3,3	50,2	1,3	51,5

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€	k€	k€
Régie municipale d'électricité de Saint-Pierre-d'Allevard	90,6	54,1	4,4	49,7	1,4	51,2
Régie municipale d'électricité d'Arignac	54,2	50,6	2,0	48,6	0,0	48,6
Régie municipale d'électricité et de télédistribution d'Amnéville	74,5	43,8	2,3	41,5	6,7	48,3
SIVU de Labergement-Sainte-Marie	1 318,6	100,8	57,2	43,7	1,0	44,7
Gazelec de Péronne	13,7	8,0	0,4	7,6	31,2	38,8
Régie municipale d'électricité de Rombas	56,1	32,4	2,1	30,4	5,9	36,3
Régie électrique de Gervans	63,9	37,6	2,8	34,8	0,0	34,8
Energies et services Schoeneck	53,5	32,2	1,3	30,8	1,9	32,7
SAIC Pers-Loisings	58,9	34,0	2,1	31,9	0,0	31,9
Régie d'électricité de Saint-Michel-de-Maurienne	60,8	33,1	2,0	31,0	0,6	31,6
Coopérative d'électricité de Villiers-sur-Marne	37,5	22,0	1,3	20,6	9,8	30,4
Régie municipale d'électricité de Bitche	39,4	23,1	1,2	21,9	8,3	30,3
SICAE Vallée-du-Sausseron	56,8	27,2	2,0	25,2	3,4	28,6
Régie municipale d'électricité de Salins-les-Bains	38,9	23,5	1,5	22,0	6,3	28,3
Régie électrique d'Aigueblanche	45,5	27,0	1,6	25,4	0,9	26,2
Régie électrique communale de Bozel	44,1	26,1	1,4	24,6	0,4	25,1
Régie d'Erôme	41,4	25,4	2,0	23,4	0,5	23,9
Régie municipale d'électricité de Miramont-de-Comminges	37,8	22,5	1,4	21,1	1,9	23,0
Régie municipale d'électricité de Tours-en-Savoie	39,2	23,5	1,1	22,4	0,1	22,5
Régie municipale d'électricité de Marange-Silvange-Ternel	23,9	14,4	0,9	13,4	8,6	22,1
Régie électrique de Saint-Martin-sur-la-Chambre	38,4	23,4	1,7	21,7	0,0	21,7

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€	k€	k€
Régie communale de distribution d'eau et d'électricité de Mitry-Mory	30,6	17,9	0,7	17,2	4,4	21,6
Régie municipale d'électricité de Saint-Privat-la-Montagne	36,7	21,6	1,0	20,6	0,8	21,4
Régie municipale de distribution d'électricité et de télédistribution d'Hagondange	29,6	17,2	1,0	16,3	5,1	21,4
Régie municipale d'électricité de Vinay	33,3	18,8	1,1	17,7	1,9	19,6
Régie municipale d'électricité de Roquebillière	34,8	18,2	1,1	17,1	1,6	18,7
Régie d'électricité du Morel	31,6	18,8	1,0	17,8	0,1	17,8
Régie d'électricité et service des eaux Montvalezan – La Rosière	56,3	19,4	1,9	17,5	0,0	17,5
Energies et services Hombourg-Haut	14,9	9,1	0,3	8,7	8,2	16,9
Gaz de Barr	22,4	13,0	0,6	12,4	4,2	16,6
Energies et Services Talange	20,1	11,8	0,6	11,2	4,6	15,8
Régie communale d'électricité de Sainte-Marie-aux-Chênes	19,5	11,5	0,6	10,9	3,3	14,2
Régie municipale d'électricité de Saint-Avre	25,2	15,0	1,2	13,8	0,1	13,9
Régie municipale d'électricité d'Orelle	24,3	14,1	0,4	13,7	0,0	13,7
Régie municipale multiservices de La Réole	9,0	5,3	0,3	5,0	8,5	13,6
Régie électrique de Tignes (2)	416,5	28,4	16,0	12,4	0,1	12,5
Régie municipale d'électricité de Beauvois-en-Cambresis	20,0	10,1	0,5	9,6	2,3	11,9
Régie municipale d'électricité de Rédange	20,2	11,7	0,5	11,2	0,0	11,2
Régie municipale d'électricité de Pierrevilliers	16,8	9,9	0,6	9,3	0,4	9,7
Régie municipale d'électricité et de télédistribution de Clouange	13,6	7,9	0,4	7,6	2,0	9,6
Régie municipale d'électricité de Dalou	15,0	9,1	0,6	8,5	0,8	9,3

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€	k€	k€
Régie municipale d'électricité d'Allemont	15,1	9,1	0,7	8,4	0,6	8,9
Régie municipale d'électricité de Sarre-Union	9,1	5,3	0,2	5,1	3,7	8,8
Régie électrique municipale de Saint-Laurent-de-Cerdans	12,9	7,6	0,5	7,1	1,5	8,6
SIVU d'électricité de Luz-Saint-Sauveur	183,8	15,0	7,1	7,9	0,6	8,5
Régie municipale d'électricité de Villardoin-Bourget	15,0	9,1	0,6	8,5	0,0	8,5
Régie municipale d'électricité de Martres-Tolosane	8,8	5,1	0,3	4,9	3,1	8,0
Régie municipale d'électricité du Moutaret	13,0	8,0	0,6	7,4	0,0	7,4
Régie communale d'électricité de Saulnes	9,0	5,2	0,3	4,9	1,9	6,8
Régie municipale d'électricité de Vicdessos	7,3	4,3	0,2	4,0	2,0	6,0
Régie municipale d'électricité de Séchillienne	10,3	6,2	0,5	5,7	0,1	5,9
Régie électrique de Pinsot	10,1	5,9	0,5	5,4	0,3	5,7
SICAE de Carnin	9,7	5,6	0,2	5,4	0,2	5,6
Régie électrique de la Cabanasse	8,4	5,1	0,4	4,7	0,3	5,0
Régie municipale d'électricité de La Chapelle	8,1	4,8	0,4	4,4	0,0	4,4
Régie municipale d'électricité de Presle	7,8	4,8	0,4	4,4	0,1	4,4
Régie électrique Mercus Garrabet	6,5	4,0	0,2	3,8	0,4	4,2
Régie communale d'électricité de Montois-la-Montagne	7,8	4,6	0,4	4,2	0,0	4,2
Régie municipale d'électricité de La Chambre	6,8	4,2	0,3	3,9	0,2	4,1
Régie municipale d'électricité de Sainte-Foy-en-Tarentaise	7,5	4,4	0,3	4,1	0,0	4,1
Régie électrique d'Avrieux	7,0	4,1	0,3	3,7	0,0	3,7

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€	k€	k€
Régie électrique de La Ferrière	6,1	3,9	0,3	3,6	0,1	3,7
Régie électrique de Fontaine-au-Pire	3,5	1,9	0,1	1,8	1,4	3,2
Régie municipale d'électricité de Mérens-les-Vals	5,4	3,1	0,2	2,9	0,1	3,0
Régie municipale d'électricité de Sainte-Marie-de-Cuines	5,5	3,2	0,3	3,0	0,0	3,0
Régie municipale électrique Les Houches	6,5	2,2	0,1	2,1	0,7	2,7
Régie électrique municipale de Prats-de-Mollo-la-Preste	3,0	1,5	0,1	1,4	1,0	2,4
Régie municipale d'électricité de Gandrange	1,6	0,9	0,1	0,9	1,2	2,1
Régie d'électricité de Valmeinier	3,5	2,0	0,1	1,9	0,1	2,0
Régie municipale de Capvern	1,5	0,9	0,1	0,8	1,1	2,0
Centrale Electrique de Vonderscheer	3,0	1,8	0,1	1,7	0,0	1,7
Régie municipale de Moyeuvre-Petite	3,4	1,8	0,2	1,6	0,0	1,6
Régie municipale d'électricité de Villaroger	2,5	1,5	0,1	1,4	0,1	1,4
Régie d'électricité du Thyl	3,3	0,6	0,1	0,4	0,0	0,4
Régie municipale électrique de Laruns	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4
Régie municipale électrique Saint-Léonard-de-Noblat	460,5	18,0	22,1	- 4,1	1,9	- 2,2
(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 supportées par Electricité de Mayotte constatées au titre de 2011

Les charges de service public de l'électricité supportées par Electricité de Mayotte (EDM) résultent de la péréquation tarifaire et sont constituées :

- des surcoûts de production ;
- des surcoûts d'achat imputables au développement de projets de production indépendants.

1. Coûts de production

1.1. Coûts de production déclarés par EDM

Les coûts de production comprennent les frais de commercialisation supportés par EDM, qui correspondent aux frais liés aux actions conduites en faveur de la maîtrise de la demande d'électricité, à l'instar de la méthodologie appliquée pour EDF.

Les coûts de production déclarés par EDM s'élèvent, pour 2011, à **76,8 M€**. Ces coûts sont en hausse par rapport à ceux de 2010 (+ 23 %). Cette situation s'explique par une forte hausse du coût d'achat des combustibles (+ 26 %).

L'année 2011 est caractérisée par un arrêt dans la croissance de la consommation. La vie et l'activité des entreprises à Mayotte ont été perturbées pendant quarante-trois jours. Par ailleurs, mais dans une moindre mesure, la consommation a diminué sous les effets cumulés de la politique de MDE mise en œuvre depuis sept ans.

1.2. Coûts exclus de la gestion des moyens de production

La CRE s'est assurée que les coûts d'exploitation des unités de production déclarés étaient bien liés aux seules particularités du parc de production inhérentes à la nature insulaire de Mayotte, et non à une éventuelle mauvaise gestion de la production.

En 2011, le taux de disponibilité du principal moyen de production de l'île s'est élevé à 94,6 %.

2. Recettes de production

Les recettes de production en 2011 issues de la vente d'électricité aux clients mahorais ne sont pas directement accessibles dans la comptabilité d'EDM. Elles sont obtenues en retranchant du chiffre d'affaires issu de la vente d'électricité en 2011 (incluant les recettes qu'auraient perçues EDM si les agents payaient leur électricité aux tarifs de vente réglementés) les recettes de distribution et les recettes relatives à la gestion de la clientèle, puis en ajoutant les recettes liées à la vente des pertes et des services systèmes (les surcoûts de production dus à leur fourniture devant être compensés).

2.1. Recettes de distribution

La part réseau dans les tarifs réglementés de vente est égale aux coûts de réseau à Mayotte.

Dans ce cadre, les coûts de distribution supportés par EDM en 2011 s'élèvent à **11,0 M€** et se répartissent comme suit :

- coûts de distribution (hors services systèmes et pertes mais incluant une rémunération à 7,25 % des capitaux) : 9,8 M€ ;
- achat des services systèmes : 0,2 M€ ;
- achat des pertes : 1,0 M€.

2.2. Recettes de gestion de la clientèle

Comme rappelé ci-dessus, à la différence des autres zones non interconnectées dans lesquelles le TURPE s'applique, à Mayotte, les recettes d'acheminement sont considérées égales aux coûts de réseau. Le TURPE, qui fixe une valeur normative de la composante de gestion clientèle pour le gestionnaire de réseau, ne peut donc être utilisé pour déterminer les recettes de gestion clientèle d'un fournisseur en appliquant la clef de répartition classique 80/20.

À Mayotte, la CRE évalue les recettes de gestion clientèle non pas en utilisant les valeurs du TURPE, mais en considérant, après analyse, que les recettes de gestion clientèle représentent 65 % des coûts de gestion clientèle supportés par EDM.

Pour 2011, ces recettes sont évaluées à 1,3 M€.

2.3. Recettes de production

Les recettes totales d'EDM en 2011 (augmentées des recettes théoriques qu'EDM aurait perçues auprès de ses agents si ces derniers étaient assujettis aux tarifs réglementés) s'élèvent à **23,8 M€**.

Les recettes de production, incluant celles provenant de la vente des pertes et des services systèmes, s'établissent, pour 2011, à **12,0 M€** (cf. tableau 2.12).

Tableau 2.12. – Recettes de production constatées par EDM au titre de 2011

(+) Recettes constatées 2011.....	23,7 M€
(+) Recettes théoriques agents EDM 2011	0,1 M€
Recettes totales 2011 à considérer	23,8 M€
(-) Recettes de distribution 2011.....	11,0 M€

(-) Recettes de gestion clientèle 2011	1,3 M€
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	1,2 M€
Recettes brutes de production.....	12,7 M€
Recettes de production 2011 (*)	12,0 M€
(*) 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 C-4.	

3. Surcoûts de production

Les coûts et recettes de production d'EDM retenus par la CRE pour 2011 étant respectivement de 76,8 M€ et 12,0 M€, le montant définitif des surcoûts de production d'EDM au titre de l'année 2011 s'élève à **64,8 M€**.

4. Surcoûts dus à l'obligation d'achat

En 2011, EDM a supporté des charges liées à l'obligation d'achat. Ces charges résultent du développement de la filière photovoltaïque. Les volumes achetés par EDM deviennent comparables aux volumes achetés dans certaines autres zones non interconnectées (DOM et Corse). Le seuil de déconnexion de 30 % pour les énergies intermittentes a été atteint à Mayotte le 17 juillet 2011 pour la première fois avec deux centrales déconnectées.

Les volumes d'achat s'élèvent, pour 2011, à 13,4 GWh pour un montant de 6,1 M€.

Tableau 2.13. – *Surcoûts dus aux contrats d'achat supportés par EDM au titre de 2011*

(+) Coût d'achat 2011	6,1 M€
Quantités achetées en 2011	13,4 GWh
Taux de pertes en 2011.....	7,6 %
Quantités achetées et consommées (1)	12,4 GWh
Part production dans le tarif de vente.....	48,16 €/MWh
(-) Coût évité par les contrats d'achat.....	0,6 M€
Surcoûts d'achat en 2011	5,5 M€
(1) 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 de service public constatées au titre de 2011

Le montant total des charges de service public de l'électricité constatées au titre de 2011 s'élève à **3 569,2 M€**. La répartition est fournie dans le tableau 2.14.

Tableau 2.14. – *Charges de service public constatées au titre de 2011*

	Charges constatées au titre de 2011 (M€)	Charges constatées au titre de 2010 (M€) ⁽¹⁾	Charges constatées au titre de 2009 (M€) ⁽¹⁾	Principales justifications de la variation 2010-2011
EDF	3 378,2	2 562,7	2 606,0	
Surcoûts contrats d'achat (hors ZNI)	2 066,7	1 521,2	1 523,5	Le volume acheté est stable, mais les charges bondissent sous l'effet d'une hausse du prix d'achat unitaire (+20%).
Surcoûts ZNI	1245,6	981,8	1018,0	
<i>Surcoûts de production</i>	846,0	683,5	808,2	Augmentation importante des coûts de production due à la hausse des cours des combustibles (+ 124 M€) et quasi stabilité de recettes
<i>Surcoûts contrats d'achat</i>	399,7	298,3	209,8	Hausse des prix des combustibles (charbon, fioul), fonctionnement continu d'une nouvelle unité de production en Guadeloupe mise en service à la fin 2010 et très fort développement de la production d'électricité issue d'installations photovoltaïques
Charges dispositions sociales	65,9	59,7	64,4	Le nombre d'ayants droits est stable entre fin 2010 et 2011, mais la revalorisation fin 2010 a un impact direct sur les charges.
ELD	120,7	65,2	42,4	Développement des filières photovoltaïque et éolienne
EDM	70,3	50,4	40,7	Forte hausse des coûts de combustibles (+ 11 M€) et diminution de la part des recettes de production
Total	3 569,2	2 678,2	2 689,1	

⁽¹⁾ montant corrigé conformément à l'annexe 4 de la présente proposition

Tableau 2.15. – Comparaison des charges de service public prévisionnelles et constatées au titre de 2011

	Charges constatées au titre de 2011 (M€)	Charges prévisionnelles au titre de 2011 (M€)	Evolution, (M€)	Evolution, (%)
EDF	3 378,2	3 226,1	152,2	5%
Surcoûts contrats d'achat (hors ZNI)	2 066,7	2 050,0	16,7	1%
Surcoûts ZNI	1245,6	1129,6	116,0	10%
<i>Surcoûts de production</i>	846,0	766,1	79,9	10%
<i>Surcoûts contrats d'achat</i>	399,7	363,5	36,1	10%
Charges dispositions sociales	65,9	46,4	19,4	42%
ELD	120,7	154,6	-33,9	-22%
EDM	70,3	84,4	-14,1	-17%
Total	3 569,2	3 465,0	104,2	3%

L'écart entre les charges prévisionnelles et les charges constatées au titre de 2011 (+ 104,2 M€) s'explique essentiellement par l'écart observé sur les surcoûts de production supportés par EDF dans les ZNI. L'hydraulicité très faible par rapport à une situation normale a nécessité un recours important aux moyens de production thermiques en 2011 et donc une consommation de combustibles plus élevée. En parallèle, les surcoûts dus aux contrats d'achats ont crû en métropole et dans les ZNI du fait du développement intense des filières photovoltaïque et éolienne, de l'augmentation des achats d'électricité produite à partir de centrales thermiques ou fonctionnant à la bagasse et au charbon dans les ZNI.

L'écart entre les charges dues aux dispositions sociales est lié essentiellement à la hausse de la perte de recettes expliquée par la revalorisation du barème du TPN postérieure à l'exercice de prévision des charges pour 2011 (arrêté du 23 décembre 2010).

A N N E X E 3

CONTRIBUTIONS RECOUVRÉES 2011 (CR₁₁)

En 2011, tous les opérateurs supportant des charges de service public ont été compensés à hauteur de leurs charges de service public prévisionnelles, à l'exception d'EDF et de quatre ELD : la régie municipale d'électricité de Cambounet-sur-le-Sor, qui a annoncé sa cessation d'activité le 4 janvier 2010 ; la régie communale d'électricité de Montois-la-Montagne et la régie électrique Sainte-Foy-Tarentaise, qui ont mal tenu compte des versements trimestriels de la Caisse des dépôts dans leurs déclarations ; et la régie électrique municipale de Saint-Laurent-de-Cerdans, qui n'a pu être entièrement compensée pour cause de retard dans sa déclaration.

Les compensations des opérateurs proviennent :

- des contributions recouvrées auprès de leurs clients finals ;
- et, pour certains opérateurs, de versements versés par la Caisse des dépôts et consignations à partir d'un fonds alimenté par le versement des contributions recouvrées par les opérateurs au-delà de leurs charges, par les contributions des consommateurs finals d'électricité n'utilisant pas, pour tout ou partie de leur consommation, les réseaux publics de transport et de distribution et par les produits financiers réalisés dans la cadre de la gestion du fonds, soit 407,2 k€ en 2011.

Par ailleurs, cinq ELD ont dû reverser à la Caisse des dépôts le montant de leurs charges prévisionnelles 2011 notifiées, ces dernières étant négatives.

Le bilan des compensations reçues au 31 août 2012 est donné dans le tableau ci-dessous :

ELD.....	156,3 M€
EDM.....	63,2 M€
EDF.....	2 662,4 M€
Total	2 882,0 M€

La CSPE n'a pas contribué, en 2011, au financement du TaRTAM.

A N N E X E 4

RELIQUATS 2005, 2006, 2007, 2008, 2009 ET 2010

La présente annexe reprend les charges déclarées au titre des années 2005 à 2010 en complément des charges déjà constatées pour ces exercices. Elles sont intégrées au montant des charges de 2013.

A. – *Surcoûts supportés par EDF*1. **Obligation d'achat en métropole continentale**1.1. *Surcoûts supportés au titre des années 2008 et 2009*

Les déclarations au titre des années 2008 et 2009 représentent un coût d'achat de – 0,5 k€. Elles correspondent à la revente d'un surplus par une ELD, surplus régularisé *ex post*, et à la prise en compte tardive d'une indemnité de résiliation.

Le surcoût estimé pour EDF est de – 0,6 k€.

1.2. *Surcoûts supportés au titre de 2010*

Dix-sept contrats (hors photovoltaïque) et 1785 contrats photovoltaïques, actifs en 2010, n'ont été signés qu'en 2011. Ils sont donc présentés au titre des reliquats pour l'année 2010. Ils représentent environ 10,9 M€. La revente du surplus d'obligation d'achat de trois ELD, régularisée *ex post*, représente quant à elle 2,0 M€.

Tableau 1.1. – *Quantités d'électricité et coûts d'achat relatifs aux contrats 2010 hors ZNI retenus a posteriori par la CRE*

	Cogénération (combustible fossile)	Cogénération (combustible fossile) dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres (*)	TOTAL
2010											
Janvier	0,0			0,0			0,0		15,0	0,0	15,0
Février	0,0			0,0			0,0		69,5	34,7	104,2
Mars	0,0			0,0			0,0		60,8	1 075,2	1 136,0
Avril	0,0			0,0			0,0		73,8	1 158,6	1 232,4
Mai	0,0			0,0			0,0		226,2	1 997,9	2 224,1
Juin	0,0			0,0			0,0		374,0	1 815,4	2 189,5
Juillet	0,0			0,0			0,0		847,0	1 147,2	1 994,2
Août	0,0			0,0			0,0		1 364,7	1 961,4	3 326,1
Septembre	0,0			0,0			0,0		1 703,1	2 158,0	3 861,1
Octobre	0,0			0,0			86,0		1 641,9	4 412,4	6 140,4
Novembre	8 788,1			9,2			306,1		2 811,2	5 717,8	17 632,3
Décembre	12 615,3			124,0			450,3		5 821,2	2 419,8	21 430,6
Quantités (MWh)	21 403,4			133,2			842,4		15 008,6	23 898,3	61 286,0
Coût d'achat (k€)	2 496,0			18,2			82,4		8 333,0	2 033,6	12 963,3

* Autres = centrales thermiques à fourniture partiellement garantie et les surplus des ELD achetés par EDF

Différents correctifs (indemnités de résiliation...) conduisent finalement à un surcoût au titre de l'année 2010 de **9,7 M€**.

La prise en compte des différents reliquats amène à augmenter les surcoûts liés à l'obligation d'achat en métropole au titre de 2011 de **9,7 M€**.

2. Achats d'énergie dans les zones non interconnectées

2.1. Surcoûts supportés au titre de 2008

Trois contrats photovoltaïques en Guadeloupe ont été régularisés par EDF au titre de l'exercice 2008. Le surcoût imputable à ces contrats est de **1,6 k€** pour un volume d'achat de 5,5 MWh.

2.2. Surcoûts supportés au titre de 2009

Treize contrats photovoltaïques en Guadeloupe, en Corse et à La Réunion ont été régularisés par EDF au titre de l'exercice 2009. Le surcoût imputable à ces contrats est de **65,6 k€** pour un volume d'achat de 203,8 MWh.

2.3. Surcoûts supportés au titre de 2010

De nombreux contrats, essentiellement photovoltaïques, ont fait l'objet d'une déclaration, pour la première fois en 2011, au titre de 2010. Le détail des volumes et coûts d'achat est fourni dans le tableau 1.2 qui suit.

Tableau 1.2. – *Quantités d'électricité et coûts d'achat relatifs aux contrats 2010 en ZNI retenus a posteriori par la CRE*

MWh/k€	Corse		Guadeloupe		Martinique		Guyane		Réunion	
	Volume	Coût d'achat	Volume	Coût d'achat	Volume	Coût d'achat	Volume	Coût d'achat	Volume	Coût d'achat
Bagasse/Charbon	0,0	0,0	0,0	-2 396,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-191,4
Thermique	0,0	0,0	0,0	362,3	18 168,7	2 099,9	0,0	0,0	0,0	0,0
Eolien	32,2	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hydraulique	1 493,4	185,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	127,3	5,5
Géothermie	0,0	0,0	-42,4	381,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biomasse	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7 878,1	1 778,1	0,0	0,0
Photovoltaïque	586,5	304,0	3 727,5	1 498,8	2 922,9	1 081,9	0,0	0,0	7 027,0	3 078,7
Total	2 112,1	491,4	3 685,1	-153,7	21 091,6	3 181,8	7 878,1	1 778,1	7 154,3	2 892,8

Des montants importants ont été régularisés au titre des installations fonctionnant à la bagasse et au charbon. Ils correspondent à la prise en compte du coût d'acquisition des quotas de CO₂ qui n'avaient pas été alloués gratuitement aux installations en 2010. Deux autres régularisations importantes concernent les achats d'électricité auprès d'installations thermique en Martinique et biomasse en Guyane qui n'ont pas été présentés pour la compensation en 2010. Le montant négatif déclaré au titre d'une installation géothermique en Guadeloupe est la conséquence d'une disponibilité inférieure à la valeur contractuelle. La régularisation des contrats hydrauliques correspond aux corrections des erreurs de comptage et de calcul de la prime de majoration de qualité.

Ces différents correctifs conduisent finalement à un surcoût au titre de l'année 2010 de **6,2 M€**.

Au total, les régularisations et déclarations conduisent à augmenter les surcoûts compensés à EDF au titre des achats d'énergie en 2011 d'un montant de **6,3 M€**.

3. Surcoût de production dans les zones non interconnectées

3.1. Surcoûts liés à la fourniture des clients bénéficiant du « tarif agent »

Afin de prendre en compte l'impact du « tarif agent » sur le calcul de surcoût de production, la CRE procède annuellement, sur la base de la comptabilité appropriée d'EDF, au calcul de la majoration du chiffre d'affaires et de la part de ce chiffre d'affaires supplémentaire concernant les agents de l'entité production (1). Au cours de l'année 2011, les services de la CRE et ceux d'EDF ont échangé sur les données nécessaires à ces calculs et ont procédé à la correction d'erreurs récurrentes.

De ce fait, les surcoûts liés à l'avantage du « tarif agent » ont été réévalués pour les exercices 2005 à 2010 inclus et font donc l'objet d'une régularisation de **7,9 M€**.

(1) Cf. paragraphes A-1, A-1.1.2.4 et A-1.2.1.2 en tout ce qui concerne les surcoûts liés au « tarif agent » au titre de l'année 2011.

3.2. Surcoûts liés au poste de charges « impôts et taxes »

EDF a bénéficié d'une régularisation de taxe foncière à hauteur de – 0,4 M€ sur les années antérieures à La Réunion.

4. Bilan EDF

Le montant des corrections apportées aux surcoûts supportés par EDF au titre des années 2005 à 2010 vient augmenter la prévision des charges de service public 2013 de **23,6 M€**, dont **9,7 M€** en métropole continentale et **13,9 M€** (0,002 M€ + 0,07 M€ + 6,3 M€ + 7,9 M€ – 0,4 M€) dans les ZNI.

B. – Surcoûts supportés par ELD

Surcoûts supportés au titre de 2010

Les coûts supplémentaires supportés par les ELD au titre de 2010 correspondent, d'une part, à la prise en compte de charges qui n'avaient pas été déclarées ou pour lesquelles tous les justificatifs n'avaient pas été apportés et, d'autre part, à la correction d'une erreur de calcul.

Ces charges peuvent désormais être intégrées dans les charges prévisionnelles 2013. Elles s'élèvent à **250 k€** et sont décrites dans le tableau 2.1.

Tableau 2.1. – Surcoûts supportés par les ELD au titre de 2010

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges constatées au titre de 2010
	quantité achetée ¹ MWh	coût d'achat k€	coût évité k€	surcoût k€		
Coopérative d'électricité de Saint Martin de Londres	307,8	178,4	11,8	167	0,0	166,5
Régie municipale de Montesquieu Volvestre	57,5	34,5	1,5	33	0,0	33,0
Société d'électricité régionale de Lassigny	0,0	21,2	0,0	21	0,0	21,2
Régie municipale - Energis	20,0	12,0	0,7	11	0,0	11,3
Régie électricité municipale de Saint-Laurent de Cerdans	6,0	3,4	0,3	3	1,9	5,0
Régie municipale de Cazères	7,0	4,2	0,2	4	0,0	4,0
S.I.C.A.E de la Somme et du Cambrasis	0,0	3,4	0,0	3	0,0	3,4
Elektra-Birseck	0,0	2,0	0,0	2	0,0	2,0
Société d'électrification rurale du Carmausin	3,4	2,0	0,1	2	0,0	2,0
Régie municipale de Martres Tolosane	3,0	1,8	0,1	2	0,0	1,7
TOTAL	405	263	15	248	2	250

Par ailleurs, quatre ELD ont fait l'objet d'une régularisation pour le versement de la compensation au titre de 2009 de **- 23,3 k€**.

Ces régularisations et déclarations conduisent à augmenter les surcoûts intégrés dans les charges prévisionnelles 2013 des ELD d'un montant de **227,0 k€**.

C. – Surcoûts supportés par Electricité de Mayotte

Dans le cadre de l'analyse des charges constatées en 2011, la CRE s'est aperçue que la méthode d'évaluation des recettes de production ne prenait pas en compte le taux de production du propre parc d'EDM. Or, depuis 2008, EDM n'est plus le seul producteur de l'île du fait de l'installation de nombreuses unités de production photovoltaïque. Du fait de cette erreur, le calcul de la part production du tarif de vente et, par conséquent, l'évaluation du surcoût d'achat d'énergie sont erronés pour les années 2008, 2009 et 2010.

La correction de ce surcoût pour les années 2008 (1,6 k€), 2009 (5,2 k€) et 2010 (14,1 k€) conduit à augmenter les surcoûts compensés à EDM au titre des achats d'énergie en 2013 d'un montant de **21,0 k€** (2).

(2) Cf. paragraphes C-2.3 et C-4 pour l'évaluation du surcoût d'achat au titre de l'année 2011.

D. – Bilan

Les charges prévisionnelles 2013 doivent être augmentées des reliquats de charges au titre des années 2005, 2006, 2007, 2008 et 2009, qui s'élèvent au total à **23,8 M€** répartis comme suit :

OPÉRATEUR	CHARGES SUPPLÉMENTAIRES à intégrer dans la CSPE 2013
EDF	23,6 M€
ELD	0,2 M€
EDM	0,02 M€
Total	23,8 M€

ANNEXE 5

HISTORIQUE DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉLECTRICITÉ ET DE LA CONTRIBUTION UNITAIRE

A. – Historique des charges de service public par nature

Charges constatées sauf mention contraire

Montants en M€	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	prévision 2012	prévision 2013	Variation 2003-2013 (sauf dispositions sociales 2004-2013)
Contrats d'achat cogénération*	803,8	838,4	676,6	713,2	803,4	828,8	950,4	823,1	801,7	709,2	527,5	-276,3 -34%
Contrats d'achat énergies renouvelables*	142,0	201,3	89,1	110,7	322,5	-4,8	559,9	706,7	1 346,4	2 051,4	2 789,6	2 647,6 +1864%
Autres contrats d'achat*	59,0	62,4	49,5	54,6	57,5	58,6	51,8	44,6	36,8	19,8	4,1	-54,9 -93%
Sous-total contrats d'achat*	1 004,8	1 102,1	815,2	878,4	1 183,4	882,5	1 562,1	1 574,4	2 184,9	2 780,4	3 321,2	2 316,4 +231%
Péréquation tarifaire**	409,9	431,2	564,2	661,5	762,3	897,1	1 033,2	1 018,3	1 315,9	1 382,0	1 656,9	1 247,0 +304%
Dispositions sociales	0,0	2,0	23,7	34,4	43,9	59,2	66,3	61,7	68,4	98,4	145,5	143,5 >> 100 %
Total	1 414,7	1 535,3	1 403,1	1 574,3	1 989,5	1 838,8	2 661,6	2 654,5	3 569,2	4 260,8	5 123,5	3 708,8 +262%

* hors zones non interconnectées (ZNI)

** surcoûts de production + surcoûts dus aux contrats d'achat dans les ZNI et à Mayotte

B. – Historique de la contribution unitaire

Le tableau suivant fournit l'historique des valeurs de la contribution unitaire. Pour 2007 et 2008, la contribution unitaire indiquée inclut une part liée au financement des charges TaRTAM.

ANNÉE	CONTRIBUTION UNITAIRE proposée par la CRE (€/MWh)	CONTRIBUTION UNITAIRE appliquée (€/MWh)
2002 (*)	3	3
2003	3,3	3,3
2004	4,5	4,5
2005	4,5	4,5
2006	4,5	4,5 (1)
2007	3,4	4,5 (1)
2008	4,26	4,5 (1)
2009	5,8	4,5 (1)
2010	6,5	4,5 (1)
2011	12,9	7,5 puis 9 (2)
2012	13,7	9 puis 10,5 (3)
2013	18,8	13,5 (4)

(*) Contribution unitaire du FSPPE.
 (1) Par reconduction de la contribution unitaire de l'année précédente en application du 12^e alinéa de l'article 5 de la loi du 10 février 2000.
 (2) Par l'augmentation de 3 €/MWh conformément à l'article L. 121-13 du code de l'énergie, augmentation à 9 €/MWh le 1^{er} juillet 2011 conformément à l'article 56 de la loi de finances rectificative pour 2011 (LFR 2011).
 (3) Augmentation à 10,5 €/MWh le 1^{er} juillet 2012 conformément à la LFR 2011.
 (4) Le montant prévisionnel de la contribution estimé par l'augmentation de 3 €/MWh conformément à l'article L. 121-13 du code de l'énergie.

ANNEXE 6

DÉTAIL DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉLECTRICITÉ PAR OPÉRATEUR
ET DES FRAIS DE GESTION DE LA CAISSE DES DÉPÔTS ET CONSIGNATIONSA. – *Détail des charges de service public de l'électricité par opérateur*

	CHARGES prévisionnelles 2013
	CP ₁₃ (en euros)
EDF	6 940 065 703
EDM	75 709 692
Sorégies	40 018 067
ES Energies Strasbourg	37 684 543
Energies et services électricité Deux-Sèvres - Séolis	22 501 168
Usine d'électricité de Metz	13 972 107
SICAP Pithiviers	8 969 557

	CHARGES prévisionnelles 2013
	CP ₁₃ (en euros)
SICAE de la Somme et du Cambrasis	5 828 434
Coopérative d'électricité de Saint-Martin-de-Londres	5 591 229
Régie d'électricité UEM Neuf-Brisach	4 353 560
Energies et services Creutzwald	2 860 357
Gaz et électricité de Grenoble	2 829 265
Coopérative de droit suisse Elektra Birseck	2 689 099
SICAE de Ray-Cendrecourt	1 971 880
Energie Développement Services du Briançonnais	1 542 233
SOREA	1 540 496
Régie communale du câble et d'électricité de Montataire	1 512 564
SICAE de l'Oise	1 330 969
SICAE de Prény-Saint-Martin	1 307 766
Usines municipales d'Erstein	1 243 312
Régie du syndicat électrique intercommunal du Pays chartrain	1 229 099
Energies et services Lavaur	1 227 011
SICAE de l'Aisne	1 201 780
Régie communale d'électricité de Montdidier	1 117 811
Société d'électrification rurale du Carmausin	1 111 945
Régie municipale de Colmar - Vialis	1 018 884
Régie municipale d'électricité et de gaz Energie Services Occitans de Carmaux - Ene'O	929 125
Régie municipale d'électricité de La Bresse	781 501
Régie Services Energie Ambérieux-en-Dombes	589 213
Société d'électricité régionale des cantons de Lassigny et limitrophes	539 483
Gascogne Energies Services à Aire-sur-l'Adour	498 964
Régie municipale d'électricité de Mazères	455 040
Régie municipale d'électricité de Saverdun	278 103
SICAE - ELY	250 154

	CHARGES prévisionnelles 2013
	CP ₁₃ (en euros)
Régie municipale d'électricité de Tarascon-sur-Ariège	239 695
Régie municipale d'électricité de Cazères	220 259
Régie d'électricité de Saint-Michel-de-Maurienne	215 813
Régie d'énergies de Saint-Marcellin	199 912
Régie d'électricité de Saint-Martin-la-Porte	199 788
Régie communale d'électricité d'Uckange	187 918
Régie municipale d'électricité de Montesquieu-Volvestre	184 811
Régie municipale d'électricité de Varilhes	179 587
Régie municipale d'électricité de Gignac	178 818
Régie municipale de distribution d'énergie de Villard-Bonnot	173 043
Régie d'électricité d'Elbeuf	158 000
Régie intercommunale d'électricité et de téléseuices de Niederbronn-Reichshoffen	149 082
SAEML Hunélec	144 346
Energies et services de Seyssel	133 397
SICAE des cantons de la Ferté-Alais et limitrophes	127 182
Régie électrique d'Allevard	121 008
Gazelec de Péronne	114 629
Régie municipale d'électricité Energis de Saint-Avoid	114 582
Régie communale d'électricité de Gattières	102 543
Régie municipale d'électricité d'Arignac	100 727
Régie gaz-électricité de Sallanches	98 719
Régie municipale d'électricité de Bazas	90 224
Régie municipale d'électricité de Saint-Pierre-d'Allevard	85 469
SIVU de Labergement-Sainte-Marie	77 531
SAIC Pers-Loisings	67 145
Régie électrique municipale de Prats-de-Mollo-la-Preste	63 647
Société d'économie mixte locale Dreux - Gédia	60 470

	CHARGES prévisionnelles 2013
	CP ₁₃ (en euros)
SICAE Vallée-du-Sausseron	57 574
Régie d'Erôme	53 331
Régie gaz-électricité de Bonneville	51 018
Régie communale de distribution d'eau et d'électricité de Mitry-Mory	50 402
Régie municipale d'électricité de Salins-les-Bains	47 521
Régie municipale d'électricité de Loos	46 665
Gaz de Barr	43 894
Régie d'électricité de Thônes	43 795
Régie municipale d'électricité de Rombas	41 316
Régie municipale électrique de Laruns	39 953
Régie municipale d'électricité de Saint-Privat-la-Montagne	37 993
Coopérative d'électricité de Villiers-sur-Marne	37 249
Régie électrique de Saint-Martin-sur-la-Chambre	36 636
Régie municipale d'électricité de Beauvois-en-Cambresis	36 472
Energies et services Schoeneck	35 450
Régie municipale d'électricité de Vinay	33 823
Régie électrique de Gervans	33 782
Régie municipale multiservices de La Réole	28 961
SIVU d'électricité de Luz-Saint-Sauveur	28 627
SICAE de Carnin	28 230
Régie municipale d'électricité de Tours-en-Savoie	27 354
Régie municipale d'électricité de Miramont-de-Comminges	26 894
Energies et services Hombourg-Haut	26 756
Régie électrique de Tignes	26 072
Régie municipale d'électricité de Bitche	25 910
Régie municipale d'électricité de Sarre-Union	21 116
Régie municipale d'électricité de Marange-Silvange-Ternel	20 968

	CHARGES prévisionnelles 2013
	CP ₁₃ (en euros)
Energies et Services Talange	19 892
Régie communale d'électricité de Saulnes	18 965
Régie municipale d'électricité de Saint-Avre	18 498
Régie municipale d'électricité de Sainte-Marie-de-Cuines	18 098
Régie communale d'électricité de Sainte-Marie-aux-Chênes	17 137
Régie d'électricité et service des eaux Montvalezan - La Rosière	16 921
Régie municipale d'électricité de Dalou	16 238
Régie municipale d'électricité d'Allemont	15 625
Régie municipale d'électricité de Martres-Tolosane	15 585
Régie municipale d'électricité de Pierrevilliers	15 376
Régie municipale d'électricité de Roquebillière	15 029
Régie électrique de Pinsot	13 635
Régie municipale d'électricité du Moutaret	11 741
Régie municipale d'électricité de Vicedessos	11 600
Régie électrique communale de Bozel	10 970
Régie municipale d'électricité d'Orelle	10 919
Régie municipale de distribution d'électricité et de télédistribution d'Hagondange	8 958
Régie municipale d'électricité de Séchillienne	8 659
Régie électrique Mercus Garrabet	8 459
Régie municipale d'électricité de La Chambre	7 676
Régie d'électricité du Morel	7 625
Régie municipale de Capvern	7 608
Régie électrique d'Avrieux	7 461
Régie communale d'électricité de Montois-la-Montagne	6 375
Régie municipale d'électricité de Presle	6 340
Régie municipale d'électricité de Sainte-Foy-en-Tarentaise	6 036
Régie municipale d'électricité Pontamafrey-Montpascal	5 938
Régie municipale d'électricité de Mérens-les-Vals	5 905

	CHARGES prévisionnelles 2013
	CP ₁₃ (en euros)
Régie électrique d'Aigueblanche	5 696
Régie municipale d'électricité de Villarodin-Bourget	5 645
Régie municipale d'électricité de La Chapelle	4 988
Régie électrique de Fontaine-au-Pire	4 764
Régie d'électricité de Valmeinier	4 545
Régie municipale d'électricité de Rédange	4 243
Régie municipale d'électricité de Gandrange	4 106
Régie électrique de La Cabanasse	3 810
Régie électrique de La Ferrière	3 598
Centrale électrique de Vonderscheer	3 392
Régie municipale d'électricité de Quié	1 672
Régie municipale de Moyeuve-Petite	833
Régie municipale d'électricité de Villaroger	610
Régie d'électricité du Thyl	448
Régie municipale électrique Saint-Léonard-de-Noblat	- 118
Régie municipale d'électricité de Cambounet-sur-le-Sor	- 1 679
Régie municipale d'électricité de Saint-Paul-Cap-de-Joux	- 2 696
Régie municipale électrique Les Houches	- 8 630
Régie municipale d'électricité et de télédistribution de Clouange	- 11 270
Régie électrique municipale de Saint-Laurent-de-Cerdans	- 28 350
Régie d'électricité de Saint-Quirc	- 80 890
Régie municipale d'énergie électrique de Quillan	- 101 999
Régie municipale d'électricité de Cazouls-lès-Béziers	- 163 676
Régie d'électricité du syndicat du sud de La Réole	- 777 482
Energies et Services Lannemezan	- 1 347 377
Régie municipale d'électricité et de télédistribution d'Amnéville	- 1 622 120

***B. – Détail des charges de service public de l'électricité par opérateur
et des frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations***

Les frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations s'élèvent à **154 020 €** pour 2013. Ce montant est la somme des frais de gestion prévisionnels au titre de 2013 (151 375 €) et de l'écart entre les frais de gestion constatés et prévisionnels 2011 (160 840 € et 163 485 € respectivement).

A N N E X E 7

MONTANTS IMPUTABLES AUX CONTRATS D'ACHAT
RELEVANT DES ARTICLES L. 314-1 ET L. 311-1 DU CODE DE L'ÉNERGIE

Pour la mise en œuvre des dispositions des articles L. 121-22 et L. 121-23 du code de l'énergie relatives à l'achat ou à la vente dans un autre Etat membre de l'Union européenne d'électricité produite à partir de source d'énergie renouvelable ou par cogénération, les montants imputables aux contrats d'achat relevant des articles L. 314-1 et L. 311-1 du code de l'énergie sont évalués comme suit. Cette évaluation est fonction du montant de la contribution unitaire.

MONTANT DE LA CSPE €/MWh	PART ÉNERGIES RENOUVELABLES €/MWh	PART COGÉNÉRATION €/MWh
18,8	9,66	1,35
13,5	6,94	0,97