

Annexe 1

Charges prévisionnelles au titre de l'année 2013 (CP'₁₃)

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 interconnectées¹

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

Le calcul prévisionnel des surcoûts de production nécessite donc d'évaluer, dans les ZNI, les coûts de production d'EDF et la part relative à la production dans les recettes d'EDF pour 2013².

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

² Les recettes d'EDF SEI, issues des tarifs réglementés de vente, rémunèrent la production, la distribution et la commercialisation.

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	21,0	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	-

⁽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° 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 C97³, de 130,1 €/MWh pour les contrats C99³ 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 hydraulique.

Pour la filière éolienne, la CRE retient pour 2013 :

- pour les contrats E01⁴ et EOLE 2005⁴, 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 50MW 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 6675 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 20MW. 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.

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.

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 5,4GW 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 3,4GW 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.

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	128,6	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	2 144	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	5,8	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 absence de quotas gratuits.

Les groupes de secours et les centrales thermiques constituent la 2^{ème} 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 horosaisonnaire, 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 ⁵	2 600
Surplus de production M11/M12 ⁶	2 500

Les cotations des produits à terme utilisés 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€

⁵ Premier trimestre

⁶ M11 : novembre ; M12 : décembre

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 horosaisonnaire, 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 horosaisonnalisés, « modulables » et cogénérations « dispatchables »)

Mois	Prix mensuel (€/MWh)	Quantité (GWh)	Coût évité (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
prix moyen pondéré prévisionnel 2012 (€/MWh)	57,2

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 post-moratoire 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 PRD3 (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 horosaisonnalisé

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

Ne pouvant prévoir, pour 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 horosaisonnalisés 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 horosaisonnalisés et contrats de type « appel modulable », est évalué à 7,3M€. 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€ de coût évité par les contrats photovoltaïques + 93,6 M€ de coût évité horosaisonnalisé + 4,0 M€ de coût évité par les installations « dispatchables » + 9,2 M€ de coût évité par les cogénérations fonctionnant en mode « dispatchable »).

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

Conformément 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 **116,5M€**

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 % x 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 **139,8M€**, 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€**⁷, 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.

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 dispositif⁸.

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€		
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
S.I.C.A.P. Pithiviers	213 653,8	19 720,7	10 181,1	9 539,6	21,1	9 560,7

⁷ Le surcoût calculé tient compte de l'augmentation moyenne de 5 % des tarifs de cession en application de l'arrêté du 12 août 2010.

⁸ Cf. paragraphe A.3.1.1.

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€		
S.I.C.A.E. 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 Lavaur	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
S.I.C.A.E de Précý-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
S.I.C.A.E. 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
S.I.C.A.E. de l'Oise	2 248,9	1 246,0	59,1	1 186,9	116,6	1 303,5
S.I.C.A.E. 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

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€		
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
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 Varilhes	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
S.I.C.A.E. - ELY	1 125,9	424,5	41,0	383,4	2,9	386,3
Régie intercommunale d'Electricité et de Téléservices 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

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€		
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
S.I.C.A.E. 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
S.I.V.U. 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

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€		
Régie municipale d'électricité Energis de Saint-Avold	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
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
S.I.C.A.E. 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
S.A.I.C. 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

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€		
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
Régie municipale d'électricité de Tours-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
S.I.C.A.E. 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
S.I.V.U. 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

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€		
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 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
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

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€		
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
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-Leonard-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 Electrique de Vonderscheer	3,0	1,8	0,1	1,7	0,0	1,7

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€		
Régie municipale d'électricité de Quié	3,0	1,7	0,1	1,7	0,0	1,7
Régie municipale de Moyeuve-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 de Le 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 Électricité de Mayotte (EDM) correspondent à :

- des surcoûts de production liés à la péréquation tarifaire à Mayotte (la transition des tarifs mahorais aux tarifs réglementés s'est achevée le 1^{er} janvier 2007) ;
- des surcoûts d'achat imputables au développement de projets de production indépendants ;
- des charges dues aux dispositions sociales (TPN uniquement, 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€
<i>Quantités achetées en 2013</i>	<i>16,2 GWh</i>
<i>Taux de pertes 2013</i>	<i>8,5 %</i>
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€

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 **5123,5 M€**, réparti comme suit :

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

	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	