

Annexe 1

Charges prévisionnelles au titre de l'année 2014 (CP'₁₄)

L'évaluation du montant prévisionnel des charges de service public de l'électricité au titre de l'année 2014 a été réalisée à partir de la comptabilité appropriée fournie par les opérateurs ayant supporté de telles charges en 2012, et à partir des données détaillées transmises par ceux prévoyant d'en supporter en 2014.

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 2014

1. Surcoûts de production dans les zones non interconnectées¹

Le décret n° 2004-90 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 2014².

La gestion des systèmes électriques des zones non interconnectées est assurée par la direction Système énergétiques insulaires du groupe EDF, qui sera désignée dans la suite du document par l'acronyme EDF.

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 4,1 % entre 2012 et 2014. 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

La CRE maintient pour 2014 le plafonnement du montant de l'investissement à 167 M€₂₀₀₈. Le coût de production à excludre de ce fait est évalué à **1,1 M€**. La CRE avait demandé à EDF dans sa délibération du 9 octobre 2012 de lui adresser des éléments justifiant le dépassement du montant plafonné dans les meilleurs délais. Un premier dossier justifiant de l'utilisation dans sa totalité de la ligne budgétaire « aléas » a été transmis à la CRE le 21 septembre 2013, et des éléments complémentaires ont été envoyés le 1^{er} octobre.

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 2014. La CRE a pris bonne note que le dossier définitif lui sera transmis début 2014. Il devra permettre de justifier les 205 M€ déclarés par EDF. Tout dépassement du plafond ci-dessus devra résulter de particularités liées à l'installation et

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

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

dûment justifiées par EDF, notamment par la transmission des factures payées aux différentes sociétés avec lesquelles des marchés ont été conclus.

1.1.2. Coûts de production retenus dans les ZNI

Les coûts de production prévisionnels (incluant la fourniture des pertes et des services systèmes) s'élèvent à **976,1 M€**, répartis comme suit :

Tableau 1.1 : coûts de production prévisionnels d'EDF dans les ZNI en 2014

	Nature de coûts (M€)	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	SPM	Iles bretonnes	Total 2014	Total 2012	Evolution 2012-2014 (%)
Coûts variables (M€)	achats de combustibles hors taxes	75,2	124,2	93,7	51,8	3,8	13,4	2,7	364,7	630,4	-42,1%
	personnel, charges externes et autres achats	43,9	43,8	42,7	38,0	30,9	5,3	0,9	205,6	212,2	-3,1%
	impôts et taxes	14,0	19,4	11,1	20,8	16,4	0,0	0,1	81,8	65,7	24,7%
	coûts de commercialisation	3,6	5,3	5,7	2,9	9,9	0,0	0,0	27,5	22,7	20,9%
	coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	2,0	2,8	1,9	1,3	0,1	0,0	0,0	8,0	4,7	71,7%
Coûts fixes (M€)	charges financières	44,5	18,2	18,9	35,3	21,5	6,4	0,4	145,2	125,9	15,3%
	amortissements	14,3	15,0	15,3	11,4	14,7	0,8	0,3	71,9	74,1	-2,9%
	frais de structure, de siège et support	12,5	14,8	13,0	13,3	17,7	0,0	0,0	71,3	67,9	5,0%
Coût total (M€)		210,1	243,5	202,3	174,8	115,0	25,9	4,5	976,1	1 203,6	-18,9%

Les coûts de production prévisionnels pour 2014 dans les ZNI sont en diminution par rapport à 2012 (- 227,5 M€).

Les achats de combustibles constituent le principal poste de dépenses. La diminution de ce poste de 42,1 % par rapport à l'année 2012 s'explique par la mise en service de nouveaux moyens de production thermiques en Corse, en Martinique, en Guadeloupe et à la Réunion, exploités par EDF Production Electrique Insulaire - EDF PEI, en remplacement des centrales thermiques du parc d'EDF. Les coûts en résultant sont intégrés dans les coûts d'achat (2.2.2), EDF PEI étant une filiale à 100 % du groupe EDF.

Le portefeuille des offres relatives à la maîtrise de la demande d'électricité s'élargit à des actions de plus grande ampleur, avec des gains énergétiques potentiels plus élevés (p.ex. conseil aux Grands Clients industriels et tertiaires). Dans le même temps, la commercialisation des offres « classiques » 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.

En application de l'ordonnance n° 2012-827 du 28 juin 2012 relative au système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre pour la période 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 à la baisse en 2014. 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 2014 évaluée entre le 1^{er} janvier 2013 et le 6 septembre 2013 inclus, sur le marché boursier EEX (European Energy Exchange) (4,55 €/tCO₂ sur cette période).

Le poste des charges liées aux impôts et taxes augmente significativement entre 2012 et 2014. Cette hausse s'explique par l'impact des impositions liées au barrage du Rizzanèse en Corse et la non récurrence des dégrèvements obtenus en 2012 (+ 7,5 M€ au total). Par ailleurs, entre 2012 et 2014, la Taxe Spéciale sur les Combustibles a été multipliée par la collectivité d'outre-mer de Saint-Martin (+10 M€).

1.2. Recettes de production prévisionnelles dans les ZNI

Les recettes de production prévisionnelles dans les ZNI en 2014 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 2012) 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 4,1 % entre 2012 et 2014, la hausse dans chaque ZNI étant uniformément répartie sur l'ensemble des catégories tarifaires ;
- taux de pertes moyen en légère diminution entre 2012 et 2014, passant de 11,5 % à 11,0 % ;
- recettes réseau en augmentation suivant le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité entré en vigueur le 1^{er} août 2012 ;
- prise en compte du mouvement tarifaire national intervenu le 1 juillet 2013 (+5% sur les tarifs bleus, +2,7% sur les tarifs jaunes et 0% sur les tarifs verts).

Sur ces bases, les recettes de production prévisionnelles dans les ZNI en 2014 s'élèvent à **261,2 M€** réparties comme suit :

Tableau 1.2 : recettes de production prévisionnelles dans les ZNI en 2014

	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€)	192,4	187,0	150,4	76,9	271,3	4,6	0,8	883,5
recettes réseau (M€)	75,4	69,6	55,4	27,0	99,4	1,6	0,3	328,7
recettes gestion de la clientèle (M€)	9,2	9,5	8,1	2,7	15,1	0,1	0,1	44,8
recettes brutes de production ⁽²⁾ (M€)	107,8	107,9	87,0	47,3	156,8	2,8	0,4	510,0
part des recettes à considérer ⁽³⁾ (M€)	49,2	37,1	33,0	43,3	29,5	2,8	0,4	195,3
recettes de production totales⁽⁴⁾ (M€)	67,8	51,5	43,2	49,4	45,8	3,0	0,5	261,2
part production du tarif de vente ⁽⁵⁾ (€/MWh)	56,09	60,10	60,31	58,34	59,45	66,89	50,55	-

⁽¹⁾ le chiffre d'affaires indiqué correspond au chiffre d'affaires total déclaré par EDF (y compris les ventes au tarif agent), 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 976,1 M€ et 261,2 M€, le montant des surcoûts de

production prévisionnels au titre de 2014 dans les ZNI est égal à **714,8 M€**

2. Surcoûts dus aux contrats d'achat

2.1. Définition

Les surcoûts d'achat prévisionnels supportés par EDF en 2014 sont dus aux contrats d'achat suivants :

- les 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) ;
- 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 n° 2004-90) ;
- 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 2014 est établie à partir des montants retenus au titre de 2012 et des évolutions prévues en 2013 et 2014, fournies et justifiées par EDF.

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

- pour la cogénération :
 - nombre d'installations fonctionnant en mode « dispatchable » calculé à partir de la proportion constatée d'installations ayant opté pour le mode dispatchable en 2012 ;
 - 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 %).³
- Indexation de 2,5 % par an par rapport aux tarifs de 2012.

Pour la cogénération n'optant pas pour le mode « dispatchable », la CRE retient, pour 2014, un tarif d'achat prévisionnel de 94,7 €/MWh pour les contrats C97⁴, de 138,6 €/MWh pour les contrats C99³ et de 131,8 €/MWh pour les contrats C01³. Ces tarifs sont établis sur la base du tarif effectivement constaté en 2012 (respectivement 130,1 €/MWh, 138,2 €/MWh et 132,8 €/MWh) et des hypothèses exposées ci-dessus. La baisse prévue entre 2012 et 2014 pour les contrats C97 et C01 s'explique par le fait que les centrales de cogénération ont relativement peu fonctionné en 2012, renchérissant le coût rapporté au MWh produit du fait de l'existence d'une rémunération fixe.

De nombreux contrats d'achat d'électricité d'installations de cogénération arrivent à échéance en 2013 et - dans une moindre mesure - en 2014. Les centrales de cogénération d'une puissance inférieure à 12MW peuvent cependant bénéficier d'un nouveau contrat d'obligation d'achat sous réserve de la réalisation d'un programme d'investissements de jeunesse. La CRE fait l'hypothèse que 40% de ces contrats arrivant à échéance (au sens de la puissance garantie) sont remis en service sans interruption et que 10% sont remis en service à l'hiver suivant (la production redémarre au 1^{er} novembre). Le parc se développe par la mise en service de nouvelles installations bénéficiant de contrats C01.

³ L'arrêté modifiant l'arrêté tarifaire du 31 juillet 2001, sur lequel la CRE a rendu son avis le 12 septembre 2013, n'ayant pas encore été publié, il n'a pas été tenu dans l'exercice de prévision des nouvelles dispositions de fonctionnement.

⁴ 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.

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 233 €/MWh. La prime fixe a été évaluée à 83,5 €/kW.

Pour l'hydraulique, la CRE retient, pour chaque type de contrat, le tarif moyen constaté sur 2012 indexé ainsi qu'une durée de fonctionnement normative supérieure à celle constatée en 2012, année de faible hydraulité.

L'année 2012 a été marquée par l'arrivée à échéance massive des contrats H97⁵, qui peuvent bénéficier d'un nouveau contrat d'obligation d'achat en cas de « renouvellement » ou de « rénovation » de l'installation. La prévision du parc installé en 2014 tient compte du rythme de conclusion de ces contrats, ainsi que la mise en service de nouvelles installations.

Pour la filière éolienne, la CRE retient pour 2014 :

- pour les contrats E01⁶ et EOLE 2005⁴, des puissances installées respectivement de 1 025 MW et de 32,3 MW⁷ ;
- aucune évolution pour les contrats E06 par rapport à la puissance actuelle de 1 466 MW ;
- la mise en service 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. Le développement de la filière est freiné par les incertitudes qui pèsent sur la pérennité de ce tarif, dont la légalité a été contestée devant le Conseil d'Etat, lequel a sursis à statuer et a renvoyé la décision devant la Cour de Justice de l'Union Européenne. Cependant, plusieurs simplifications réglementaires ont été mises en place en 2013 qui sont de nature à faciliter la mise en œuvre de nouveaux projets. La CRE retient un flux de mises en service d'environ 523 MW en 2013, de 80 MW par mois pendant le premier semestre 2014 puis de 100 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 2012 indexés de 2 % par an ;
- le tarif d'achat prévisionnel moyen est de 91,15 €/MWh.

Pour les centrales d'incinération, la CRE prend l'hypothèse d'un accroissement du parc de 20 MW au cours de l'année 2013 et de 57,5 MW au cours de l'année 2014. La croissance prévue en 2014 est uniquement due à la reconduction sous obligation achat de centrales rénovées. La durée de fonctionnement constatée en 2012 est reprise comme hypothèse pour 2014. Le tarif moyen d'achat retenu pour 2014 est de 59,0 €/MWh.

Pour les centrales de production à partir de biogaz, aucun contrat d'achat n'arrive à échéance en 2013 ou 2014. La CRE fait l'hypothèse qu'environ 78 MW de nouvelles installations sous le régime tarifaire de l'arrêté du 19 mai 2011 seront mis en service avant décembre 2014. La CRE estime la puissance installée pour cette filière à environ 283 MW à fin 2014, et le prix unitaire moyen à 116,2 €/MWh.

Pour la filière biomasse, la CRE considère que 16 MW seront mis en service d'ici 2014 par les candidats retenus à l'issue de l'appel d'offres de 2006, 60,1 MW par les candidats retenus à l'appel d'offres de 2008 et 40 MW par les candidats retenus à l'appel d'offres de 2010. Ces estimations sont fondées sur l'état d'avancement des projets mi-2013. Les premières installations sous le régime de l'arrêté tarifaire du 27 janvier 2011 sont attendues pour 2014, pour une puissance estimée de 20 MW. La puissance installée pour cette filière devrait atteindre 376 MW à la fin 2014, pour un prix d'achat unitaire moyen de 137,4 €/MWh.

La puissance des installations photovoltaïques raccordées au réseau d'ERDF et de RTE devrait atteindre 5,3 GW fin 2014. L'objectif fixé par la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité de 5,4 GW de puissance installée en 2020 devrait donc être atteint à cet horizon de temps. Le développement de la filière en 2014 se fera sous le régime tarifaire de 2011 et sous le régime des appels d'offres de 2011. Le prix d'achat prévisionnel moyen du photovoltaïque s'établit à 418,6 €/MWh, en baisse

⁵ Contrats hydrauliques : les contrats H97 sont des contrats conclus ou négociés avant le 11 février 2000. Les contrats H07 relèvent de l'obligation d'achat.

⁶ 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.

⁷ La puissance du parc EOLE 2005 a été revue à la baisse à la suite de l'avenant signé pour le parc éolien de Widehem, dont un des aérogénérateurs a été détruit.

par rapport à la prévision 2013 en raison de l'entrée en vigueur de nouveaux contrats dont les prix d'achat sont moins chers.

Prévisions

Compte tenu de ce qui précède, les quantités et les coûts d'achat prévisionnels pour 2014 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 2014 (hors ZNI)

	Cogénération (combustible fossile)	Cogénération (combustible fossile) dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres(*)	TOTAL
Janvier	964,6	26,0	0,2	461,4	1 898,1	226,7	104,0	132,4	163,6	0,0	3 976,9
Février	855,6	23,8	0,2	460,3	1 600,5	204,7	93,0	128,1	254,1	0,0	3 620,3
Mars	930,0	25,4	0,1	506,1	1 608,7	226,7	98,5	144,2	432,0	0,0	3 971,8
Avril	7,0	0,0	0,1	541,6	1 398,4	184,9	103,5	139,4	552,0	0,6	2 927,5
Mai	4,0	0,0	0,1	578,2	1 191,9	163,6	107,3	142,6	657,1	0,0	2 844,7
Juin	4,0	0,0	0,1	490,3	1 013,9	153,6	102,7	142,1	701,1	0,0	2 607,8
Juillet	4,0	0,0	0,1	345,5	1 009,5	158,6	107,6	173,8	729,1	0,0	2 528,2
Août	4,0	0,0	0,1	254,2	996,3	158,6	111,9	173,5	665,4	0,0	2 364,1
Septembre	4,0	0,0	0,1	214,3	1 204,6	153,6	109,3	164,8	533,0	0,0	2 383,7
Octobre	33,0	0,0	0,1	306,9	1 581,7	155,5	113,8	173,2	387,0	0,8	2 751,9
Novembre	913,9	24,6	0,1	376,2	1 801,1	250,2	113,6	172,5	216,7	0,0	3 869,0
Décembre	964,5	26,2	0,1	430,2	2 104,7	253,8	118,3	175,2	149,6	0,0	4 222,7
Quantités (GWh)	4 688,7	126,1	1,1	4 965,1	17 409,6	2 290,6	1 283,5	1 861,7	5 440,7	1,4	38 068,5
Quantités retenues en 2012 (GWh)	9 400,5	282,0	1,8	5 385,6	14 289,5	2 865,3	961,9	1 065,6	3 539,5	193,9	37 985,6
Coût d'achat (M€)	615,4	27,4	7,0	345,8	1 586,9	135,0	149,2	255,7	2 277,5	0,1	5 400,1
Coût d'achat retenu en 2012 (M€)	1 234,3	60,7	10,2	341,5	1 249,1	160,1	98,7	127,0	1 763,0	24,0	5 068,5
Coût d'achat unitaire (€/MWh)	131,3	217,6	6 169,2	69,6	91,2	59,0	116,2	137,4	418,6	86,3	141,9
Coût d'achat unitaire en 2012 (€/MWh)	131,3	215,3	5 720,4	63,4	87,4	55,9	102,6	119,1	498,1	123,6	133,4

* Autres = centrales thermiques à fourniture partiellement garantie

Le montant des achats de l'électricité produite par les installations de cogénération est en nette 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.

La diminution des quantités achetées à la filière hydraulique s'explique par la forte baisse du parc hydraulique à fin 2012, en raison de l'arrivée à terme de nombreux contrats H97. L'augmentation du coût d'achat unitaire est due aux installations rénovées qui 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 17,4 TWh, soit une augmentation de 22 % par rapport à 2012. Le coût d'achat unitaire augmente avec l'inflation.

Les filières biomasse et biogaz se développent également significativement :

- biomasse : la croissance de cette filière passe par des mises en service d'installations issues d'appels d'offres 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 publié en novembre 2011.

Les volumes d'énergie de la filière photovoltaïque augmentent de 50% par rapport à 2012, sous l'effet du développement du parc. Cette croissance soutenue du parc conduit à une hausse des volumes d'énergie, mais surtout du coût d'achat en 2014. Le photovoltaïque représentera 42 % du coût de l'obligation d'achat en métropole, pour 14 % 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 2014 sont présentés dans le tableau 1.4.

Tableau 1.4 : quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels d'EDF dans les ZNI en 2014

	Interconnexion (SARCO et SACOI)	Hydraulique	Eolien	Bagasse/charbon	Incinération	Géothermie	Photovoltaïque	Biogaz	Biomasse	Thermique	TOTAL
Corse	654,0	45,0	26,0	0,0	0,0	0,0	177,0	8,0	0,0	335,0	1 245,0
Guadeloupe	0,0	15,1	56,8	611,0	0,0	61,0	102,0	0,3	0,0	500,1	1 346,3
Martinique	0,0	0,0	1,3	0,0	30,0	0,0	89,5	0,0	0,0	880,3	1 001,2
Guyane	0,0	16,2	0,0	0,0	0,0	0,0	46,7	0,0	12,7	0,0	75,7
La Réunion	0,0	1,0	17,8	1 537,8	0,0	0,0	210,1	13,0	0,0	601,3	2 381,0
Saint-Pierre et Miquelon	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8
Iles bretonnes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Quantités (GWh)	654,0	77,3	102,7	2 148,8	30,0	61,0	625,4	21,3	12,7	2 316,8	6 050,0
Quantités retenues en 2012 (GWh)	686,3	76,9	99,2	222,1	18,9	50,6	474,7	17,1	11,5	417,3	4 073,1
Coût d'achat (M€)	57,7	6,6	11,2	332,3	1,9	6,8	272,5	2,1	2,7	720,0	1 413,7
Coût d'achat retenu en 2012 (M€)	53,8	6,5	10,1	320	1,3	5,2	214,2	1,6	2,7	122,4	737,4

Les volumes d'achat prévus en 2014 sont en hausse de 48,5 % par rapport aux volumes achetés en 2012 et les coûts d'achat correspondant croissent de 91,7 % du fait du remplacement des centrales d'EDF par des installations exploitées par EDF PEI (+ 1 899,5 GWh achetés, + 597,6 M€ de coût d'achat).

Plus d'un tiers de l'électricité achetée provient de centrales thermiques et de groupes de secours (38% du total des achats).

Les installations fonctionnant à la bagasse et au charbon constituent la deuxième source d'approvisionnement (36 % des volumes achetés). La légère augmentation du coût d'achat (+ 12,7 M€) est liée essentiellement à l'augmentation du volume d'achat des quotas de CO₂ en absence de quotas gratuits.

La filière photovoltaïque poursuit son développement, avec une multiplication par 1,3 de la production et des coûts d'achat. L'électricité photovoltaïque représente le troisième poste de charges.

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 2014, le montant de ce contrôle est identique à celui constaté en 2012, 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 quant à eux 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 2012 et le 31 août 2013.

Le coût évité ainsi obtenu s'élève pour l'année 2014 à **1 401,4 M€** (hors contrats PV, 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 2014

	Puissance quasi-certaine (MW)
Ruban de base	1 000
Surplus de production Q1 ⁸	2 300
Surplus de production M11/M12 ⁹	2 500

⁸ Premier trimestre

⁹ M11 : novembre ; M12 : décembre

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 2014

Ruban	Q1	M11	M12
48,08	51,97	46,73	44,16

Le coût évité par la production quasi-certaine, correspondant à 17,4 TWh, est de 845,6 M€

Coût évité par la production aléatoire :

Tableau 1.7 : Prix de marché trimestriels pour 2014

Q1	Q2	Q3	Q4
51,99	33,46	35,92	46,29

Les prix de marché mensuels sur l'année 2014 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 555,8 M€ (hors contrats PV, 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 2014 (hors contrats PV, contrats horosaisonnalisés, « modulables » et cogénérations « dispatchables »)

Mois	Prix mensuel (€/MWh)	Quantité (GWh)	Coût évité (M€)
Janvier	53,00	1 159,0	61,4
Février	54,14	952,6	51,6
Mars	48,84	870,3	42,5
Avril	34,25	1 453,9	49,8
Mai	31,43	1 229,0	38,6
Juin	34,70	1 004,8	34,9
Juillet	36,60	927,3	33,9
Août	32,88	860,9	28,3
Septembre	38,28	1 051,9	40,3
Octobre	47,98	1 508,3	72,4
Novembre	46,73	970,0	45,3
Décembre	44,16	1 286,0	56,8
Total 2014	41,9	13 274	555,8

prix moyen pondéré prévisionnel 2014 (€/MWh)	41,9
<i>prix moyen pondéré prévisionnel 2013 (€/MWh)</i>	<i>50,7</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 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 2014 un prix moyen mensuel de l'électricité. Il est 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 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 2014 est de 253,6 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 2014, 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 2014 a varié, par kWh, par rapport à 2012, dans la même proportion que le prix de marché moyen pondéré entre 2012 et 2014. Ce prix de marché pondéré est en baisse de 8,1%. Les volumes achetés sont eux en hausse, ce qui permet d'obtenir un coût évité de **80,0 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 2014, une puissance garantie de 67,8 MW. Leur production prévisionnelle s'élève à 1,1 GWh. La moyenne des résultats des appels d'offres de RTE pour la mise à disposition de réserves complémentaires a été retenue pour l'évaluation du coût fixe évité à l'acheteur obligé. Le coût fixe évité prévisionnel est ainsi évalué à 2,0 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 2012 et 2014). Sur cette base, le coût évité « énergie » par les installations « dispatchables » est évalué à 0,1 M€. Le coût évité total est donc de **2,1 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 2014, une puissance garantie de 88 MW, pour une production prévisionnelle estimée à 126,1 GWh, tous modes de fonctionnement confondus.

Le principe de calcul du coût évité par ces installations pour 2014 est identique à celui adopté pour 2012 (cf. annexe 2 - A.2.2.1.5). Le coût fixe évité par les installations de cogénération en mode « dispatchable » est, ainsi, évalué à 2,2 M€. Le coût évité « énergie », supposé évoluer de façon identique à celui des contrats horosaisonnalisés et contrats de type « appel modulable », est évalué à 6,6 M€. Le coût évité total est donc de **8,8 M€**

2.3.1.6. Prise en compte de l'imprévisibilité d'une partie de la production sous obligation d'achat

La CRE précisait dans sa délibération du 9 octobre 2012 portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2013 que l'imprévisibilité d'une partie de la production sous obligation d'achat induisait un surcoût pour EDF, qu'il faudrait en théorie retrancher du coût évité par les contrats d'achat. En effet, les installations sous obligation d'achat sont rattachées au périmètre d'équilibre d'EDF, et contribuent donc aux écarts globaux sur ce périmètre, qui sont ensuite facturés à EDF par RTE au titre du mécanisme d'ajustement.

EDF a présenté à la CRE en 2013 une solution visant à identifier ce surcoût, qui consiste en la création d'un périmètre d'équilibre dédié aux installations sous obligation d'achat¹⁰. Ce périmètre comporterait en entrée la production réalisée sous obligation d'achat et en soutirage la prévision de production du parc sous obligation d'achat en H-1. La prévision de production de l'ensemble de ce parc serait réalisée par le

¹⁰ Pour la totalité des contrats en métropole continentale, ELD incluses.

responsable d'équilibre du périmètre, à savoir EDF. La facture de règlement des écarts constatés serait présentée à la compensation, ainsi que les frais de création et de gestion de ce périmètre.

Cette solution présente l'avantage d'isoler les coûts induits spécifiquement par l'imprévisibilité de certaines productions sous obligation d'achat, qui résultent alors directement de la facturation des écarts par RTE. Cependant, elle nécessite encore, à ce stade, des analyses et des échanges complémentaires.

En conséquence, les surcoûts de l'imprévisibilité, estimés par EDF à 19,5 M€ en 2014, n'ont pas été intégrés dans le calcul du coût évité 2014.

2.3.1.7. 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 **1 745,9 M€** (845,6 M€ du coût évité par la production quasi-certaine + 555,8 M€ du coût évité par la production aléatoire + 253,6 M€ de coût évité par les contrats photovoltaïques + 80 M€ de coût évité horosaisonnalisé + 2,1 M€ de coût évité par les installations « dispatchables » + 8,8 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 **318,7 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 2014

	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	Saint Pierre et Miquelon	Iles bretonnes	TOTAL
Quantités achetées (GWh)	1 245,0	1 346,3	1 001,2	75,7	2 381,0	0,8	0,0	6 050,0
Taux de pertes (%)	14,2%	11,3%	10,0%	10,1%	9,1%	6,0%	8,8%	
Quantités achetées et consommées (GWh) *	1 068,0	1 193,8	901,1	68,1	2 164,5	0,8	0,0	5 396,3
Part production du tarif de vente (€/MWh)	56,1	60,1	60,3	58,3	59,4	66,9	50,6	
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	59,9	71,7	54,3	4,0	128,7	0,1	0,0	318,7

* 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 2014 s'élèvent à :

- **3 654,3 M€** en métropole continentale (5 400,1 M€ de coût d'achat + 0,1 M€ de contrôle de cogénération – 1 745,9 M€ de coût évité) ;
- **1 095,0 M€** dans les ZNI (1 413,7 M€ de coût d'achat – 318,7 M€ de coût évité) ;

soit un total de **4 749,3 M€**

3. Charges dues à la rémunération de la disponibilité des cogénérations de plus de 12 MW

3.1. Définition

La loi n° 2013-619 du 16 juillet 2013 portant diverses dispositions d'adaptation au droit de l'Union européenne dans le domaine du développement durable a instauré une prime à la capacité transitoire pour les centrales de cogénération de plus de 12 MW. L'article L.314-1-1 du Code de l'énergie ainsi créé dispose que les centrales de cogénération de plus de 12 MW qui sont sorties de l'obligation d'achat peuvent signer un contrat avec EDF qui rémunère la disponibilité annuelle de leur capacité de production.

Cette prime devrait être mise en place pour le début de l'hiver 2013, et sera versée jusqu'au 31 décembre 2016 au plus tard. La rémunération versée par EDF au titre de ces contrats est identifiée dans la liste des charges de service public de l'électricité, et est à ce titre incluse dans les prévisions de charges 2014.

3.2. Montant des charges prévisionnelles

La CRE n'a pas à ce jour été saisie du projet d'arrêté fixant le niveau de la prime prévue. Au stade actuel des discussions, l'hypothèse d'une prime à 30 €/kW a été retenue.

La CRE estime par ailleurs à 1 500 MW de puissance garantie le parc de centrales cogénérations susceptible de bénéficier de cette prime en 2014.

Les charges prévisionnelles supportées par EDF au titre de la rémunération de la disponibilité des centrales de cogénération de plus de 12 MW bénéficiant des dispositions issues de la loi du 16 juillet 2013 s'élèvent à **45 M€**

4. 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. Le décret n° 2006-924 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. 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 des réductions et des versements forfaitaires. Le chapitre I du décret n°2012-309 du 6 mars 2012 a modifié la procédure d'attribution du TPN aux ayants droit, rendant celle-ci automatique, sauf refus exprès de ceux-ci.

La loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes étend les critères d'éligibilité des bénéficiaires du TPN en introduisant un critère de revenu fiscal de référence par part. Le fichier des ayants droit sera désormais établi à partir d'information provenant des organismes maladie et de l'administration fiscale. Par ailleurs, la loi prévoit l'extension du TPN aux gestionnaires de résidences sociales, au sens de l'article L.633-1 du code de l'habitation et de la construction.

La CRE a été saisie pour avis du projet de décret d'application le 19 juin 2013. Le texte définitif devrait être publié au cours du mois d'octobre 2013 dans une version très proche de celle sur laquelle la CRE a rendu son avis. En conséquence, la CRE a évalué les charges prévisionnelles des fournisseurs sur la base des modifications prévues par ledit décret. En particulier, les réductions accordées aux clients bénéficiant du TPN devraient prendre la forme d'une remise forfaitaire dépendant de la composition du foyer et de l'abonnement souscrit.

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).

4.1. Charges dues au « tarif de première nécessité »

4.1.1. Pertes de recettes prévisionnelles dues au TPN

L'automatisation de la procédure d'application du TPN a produit ses premiers effets dès 2012 : le nombre de clients a doublé et a atteint près de 1,2 millions à la fin de l'année.

Les nouvelles dispositions qui devraient être introduites dans le décret n°2004-325 élargissent l'assiette des ayants droit, qui devrait atteindre 4 millions de foyers bénéficiaires à fin 2014. En tenant compte de la montée en puissance du dispositif au cours de l'année et de la part de ces bénéficiaires qui est dans le périmètre des ELD ou des fournisseurs alternatifs, la CRE estime à 3 409 176 le nombre moyen de clients d'EDF qui bénéficieront du TPN en 2014 (métropole et Outre-mer).

Par ailleurs, la CRE estime à 1 500 le nombre de résidences sociales susceptibles de bénéficier du TPN en 2014.

Sur la base des informations à sa disposition à la date de la présente délibération, la CRE estime donc la perte de recette d'EDF à **292,4 M€** en 2014, contre 69,1 M€ en 2012.

4.1.2. Surcoûts de gestion prévisionnels

Les surcoûts de gestion prévisionnels sont évalués, pour 2014, à **12,0 M€**. Ces surcoûts de gestion se décomposent en frais de personnel pour 3,3 M€ et en frais externes pour 8,7 M€. Ils sont en hausse par rapport à 2012 (5,6 M€). L'augmentation de ces frais est principalement due à l'augmentation du nombre de bénéficiaires du TPN, ainsi qu'aux développements informatiques nécessaires pour mettre à jour les systèmes de facturation et les systèmes de traitement des fichiers des ayants droit.

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

Les dispositions introduites par le décret n° 2006-924 (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 2014, à **5,3 M€**.

Au total, les charges prévisionnelles supportées par EDF du fait du « tarif de première nécessité » sont évaluées, pour 2014, à **309,7 M€**.

4.2. 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€**. L'intégralité des versements qu'EDF prévoit d'effectuer en 2014 aux fonds de solidarité pour le logement est prise en compte, car inférieur au seuil des 20% des charges liées au TPN.

4.3. Charges prévisionnelles dues aux dispositions sociales

Les charges prévisionnelles à compenser à EDF au titre des dispositions sociales en 2014 s'élèvent à **333,0 M€**, contre 139,8 M€ de charges prévisionnelles en 2013 et 91,3 M€ de charges constatées en 2012.

B. Charges prévisionnelles supportées par les entreprises locales de distribution au titre de 2014

Les charges prévisionnelles que les ELD supporteront au titre de 2014 sont :

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

Les ELD prévoyant de supporter en 2014 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 2014, les charges constatées au titre de l'année 2012 ont été retenues pour 2014, comme elles 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 2014 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 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 de vente 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).

Quatre ELD prévoient de s'approvisionner à la fois aux tarifs de cession et sur le marché en 2014.

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 2014 a été effectué à partir du tarif de cession pour l'ensemble de ces ELD.

Par ailleurs, deux ELD qui se sont approvisionnées à la fois aux tarifs de cession et sur le marché en 2012 ne prévoient pas de recourir au marché en 2014. Enfin, deux ELD qui ont déclaré des achats aux tarifs de cession et au marché en 2012 n'ont pas effectué de déclaration prévisionnelle pour 2014. La CRE a donc repris les données à sa disposition pour effectuer le calcul de leurs charges 2014.

Le surcoût total prévisionnel dû aux contrats d'achat en 2014 s'élève à **223,0 M€**, soit 50,8 M€ de plus par rapport aux charges constatées pour l'année 2012. Cette progression est due à la forte augmentation des quantités achetées : + 40%, soit + 0,6 TWh. Les filières éolienne et photovoltaïque se développent particulièrement avec :

- une production photovoltaïque estimée à 282,8 GWh en 2014 (respectivement 187,0 GWh en 2012) et un surcoût évalué à 122,6 M€ (respectivement 100,6M€) ;
- une production éolienne estimée à 1 052,3 GWh en 2014 (respectivement 633,6 GWh en 2012) pour un surcoût évalué à 59,2 M€ (respectivement 36,8 M€).

Par ailleurs, cinq 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 ont été déclarées par les ELD selon le format défini dans la délibération de la CRE de février 2013 relative à la comptabilité appropriée des fournisseurs supportant des charges de service public de l'électricité, et ne tiennent donc pas compte des modifications du dispositif anticipées pour l'année 2014. Les prévisions de pertes de recettes dues à l'application du TPN par les ELD ont donc été revues par la CRE, en appliquant une réduction unitaire moyenne calculée à partir de la répartition des clients sur le périmètre EDF – Métropole continentale. Lorsque les charges calculées selon cette méthode sont inférieures aux charges prévues par les ELD, la CRE retient leur prévision pour le calcul de leurs charges prévisionnelles au titre de l'année 2014¹¹.

Les charges prévisionnelles dues aux dispositions sociales en 2014 s'élèvent à **4,6 M€**, en nette augmentation par rapport à 2012 (+ 79 %). Cette situation s'explique par l'évolution du dispositif¹². Le nombre de bénéficiaires du TPN est estimé à 38 389 en 2014.

3. Charges prévisionnelles totales des ELD au titre de 2014

Le montant prévisionnel des charges supportées par les ELD au titre de 2014 est de **227,6 M€**. Les éléments du calcul du surcoût pour les ELD concernées sont indiqués dans le tableau 1.10.

¹¹ A l'exception de deux ELD qui prévoient une perte de recette supérieure au maximum théorique calculé comme le produit du nombre de bénéficiaires par le montant maximal de la déduction forfaitaire prévu par le projet de décret.

¹² Cf. paragraphe A.3.1.1.

Tableau 1.10 : charges prévisionnelles des ELD au titre de 2014

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges prévisionnelles au titre de 2014
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
ES ENERGIES STRASBOURG ²	258 056,9	54 236,5	8 683,1	45 553,4	1 186,7	46 740,1
Régie du syndicat intercommunal (fournisseur) SEOLIS DEUX SEVRES SIEDS	528 357,1	63 352,1	17 601,9	45 750,2	317,8	46 068,0
Régie d'Électricité du Département de la Vienne SOREGIES	312 639,4	55 928,5	10 347,3	45 581,3	337,6	45 918,8
S.I.C.A.E. REGION DE PITHIVIERS	215 861,6	20 140,0	6 439,6	13 700,4	57,6	13 758,0
SAEML UEM USINE D'ELECTRICITE DE METZ	125 457,0	17 514,5	5 060,4	12 454,1	481,3	12 935,4
S.I.C.A.E. de la SOMME et du CAMBRAIS	137 228,0	12 669,3	4 482,3	8 187,0	180,0	8 367,0
Coopérative d'Électricité SAINT-MARTIN DE LONDRES	26 537,1	7 246,1	967,8	6 278,3	95,9	6 374,2
SICAE du CARMAUSIN	9 350,8	3 539,3	380,0	3 159,4	14,3	3 173,7
Régie d'Électricité U.E.M. NEUF BRISACH ²	12 720,8	3 198,9	444,8	2 754,1	9,4	2 763,5
S.I.C.A.E. OISE	27 942,1	3 485,1	950,9	2 534,2	167,2	2 701,4
Régie Municipale d'Électricité CREUTZWALD	31 254,2	3 558,2	1 071,0	2 487,2	45,5	2 532,7
SOREA	35 321,1	3 398,9	982,8	2 416,1	29,7	2 445,8
EPIC ENERGIES SERVICES LAVAUR - Pays de Cocagne	13 659,8	2 648,1	470,3	2 177,7	26,7	2 204,5
ENERGIE ET SERVICES DE SEYSSEL (SAEML)	4 854,5	2 123,3	138,9	1 984,4	23,8	2 008,2
GAZ ÉLECTRICITÉ DE GRENOBLE ²	36 008,9	3 931,9	2 135,9	1 796,0	179,0	1 975,0
Énergie Développement Services du BRIANÇONNAIS	43 380,5	3 115,1	1 247,1	1 868,0	10,4	1 878,3
Régie Communale d'Électricité MONTATAIRE	13 948,6	2 281,8	692,3	1 589,5	131,8	1 721,3

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges prévisionnelles au titre de 2014
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Régie du Syndicat Électrique Intercommunal PAYS CHARTRAIN	58 831,6	3 677,6	2 190,4	1 487,2	65,7	1 552,9
SICAE EST	9 681,2	1 761,8	292,9	1 468,9	41,6	1 510,6
S.I.C.A.E. DE LA REGION DE PRECY SAINT-MARTIN	5 942,9	1 663,4	170,5	1 492,8	4,5	1 497,3
Régie d'Électricité du Syndicat du SUD DE LA REOLE	2 817,2	1 324,5	89,7	1 234,8	6,6	1 241,4
Société d'Électricité Régionale des CANTONS DE LASSIGNY & LIMITOPHES	9 753,3	1 525,9	301,5	1 224,5	16,6	1 241,0
LES USINES MUNICIPALES D'ERSTEIN	7 437,4	1 536,9	315,0	1 221,9	17,3	1 239,2
Régie municipale d'Électricité SAVERDUN	5 954,9	1 548,1	381,8	1 166,3	13,5	1 179,8
Régie Communale d'Électricité MONTDIDIER	15 162,9	1 556,8	509,4	1 047,4	13,4	1 060,8
GASCOGNE ENERGIES SERVICES AIRE SUR L'ADOUR (ex Régies Municipales)	2 403,1	1 119,7	68,4	1 051,2	9,2	1 060,5
VIALIS - RÉGIE MUNICIPALE DE COLMAR ²	1 744,2	838,1	60,1	778,1	157,5	935,5
Coopérative de droit suisse ELEKTRA BIRSECK	1 577,6	919,3	45,8	873,5	21,0	894,5
Régie Municipale d'Électricité MAZERES	1 746,9	927,5	54,4	873,2	4,6	877,7
Régie Municipale d'Électricité et de Gaz Energie Services Occitans CARMAUX ENEO	7 737,0	1 162,2	391,9	770,3	68,6	838,9
SICAE de l'Aisne	1 539,3	766,8	53,9	712,9	59,4	772,3
Régie municipale d'Électricité VARILHES	1 375,7	714,3	16,2	698,0	5,5	703,6
R.S.E. REGIE SERVICES ENERGIE AMBERIEUX	1 299,1	648,0	41,9	606,1	13,3	619,4

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges prévisionnelles au titre de 2014
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Régie Municipale d'Électricité LA BRESSE	11 175,2	1 048,1	481,3	566,8	2,4	569,2
S.I.C.A.E. E.L.Y. : RÉGION EURE & LOIR YVELINES	1 138,0	419,4	41,2	378,2	7,0	385,2
Energies Services LANNEMEZAN	654,3	361,5	19,9	341,6	37,0	378,6
Régie municipale d'Électricité TARASCON	7 594,1	590,2	272,5	317,6	10,3	327,9
Régie du Syndicat Intercommunal d'Énergies VALLEE DE THONES	519,6	301,8	15,6	286,2	31,3	317,5
Régie Municipale d'Énergie Électrique QUILLAN	5 490,8	421,0	177,2	243,8	18,6	262,4
Régie Municipale d'Électricité CAZERES	529,4	251,2	18,8	232,5	11,0	243,5
Régie Municipale d'Électricité BAZAS	512,3	250,8	15,7	235,1	6,9	241,9
Régie Intercommunale d'Électricité NIEDERBRONN REICHSHOFFEN ²	420,6	236,5	13,8	222,7	7,0	229,8
Syndicat d'Électricité SYNERGIE MAURIENNE	379,7	219,0	12,3	206,7	1,5	208,2
Régie d'Électricité SAINT-QUIRC - CANTE - LISSAC - LABATUT	409,8	217,3	16,7	200,6	3,7	204,3
Régie Municipale d'Électricité GIGNAC	383,6	181,4	14,3	167,1	5,8	172,9
Régie d'Électricité d'Elbeuf	113,5	55,7	3,7	52,0	114,5	166,5
S.I.C.A.E. CANTONS DE LA FERTE-ALAIS & LIMITROPHES	314,1	165,2	9,3	155,9	2,4	158,3
Régie Municipale d'Électricité MONTESQUIEU VOLVESTRE	292,4	149,6	9,5	140,1	6,3	146,4
Régie Municipale d'Électricité ARIGNAC	245,4	153,0	8,0	145,0	0,0	145,0
Régie Municipale d'Électricité CAZOULS LES BEZIERS	199,4	116,5	7,7	108,8	10,1	118,9

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges prévisionnelles au titre de 2014
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Régie Communale d'Électricité UCKANGE	637,2	128,6	28,5	100,1	17,2	117,3
Régie Municipale d'Électricité SALLANCHES	221,2	117,1	7,8	109,3	7,6	116,9
S.I.V.U. LABERGEMENT SAINTE-MARIE	2 955,7	215,3	115,3	100,0	3,3	103,3
SAEML HUNELEC Service de Distribution Public HUNELEC ²	139,9	86,1	5,0	81,1	19,0	100,1
Régie Municipale de Distribution d'Énergie VILLARD BONNOT	9 587,1	594,9	509,0	86,0	9,9	95,8
Régie Municipale d'Électricité LOOS	31,4	16,8	1,5	15,3	68,4	83,7
Société d'économie mixte locale DREUX - GEDIA	40,8	23,0	1,2	21,8	60,3	82,1
GAZELEC DE PERONNE	168,5	43,9	4,3	39,6	40,9	80,5
Régie Municipale d'Électricité ENERGIS SAINT-AVOLD	85,9	50,9	3,0	47,9	23,7	71,6
Régie Communale d'Électricité GATTIERES	126,3	69,9	5,1	64,9	1,8	66,7
Régie Gaz Électricité de la Ville BONNEVILLE	114,2	62,4	4,1	58,2	7,9	66,1
Régie Électrique Municipale PRATS DE MOLLO LA PRESTE	2 211,0	138,0	76,4	61,6	1,8	63,4
Régie Électrique GERVANS	104,5	63,3	3,5	59,8	0,0	59,8
Régie d'Énergies SAINT-MARCELLIN	53,7	34,5	2,8	31,7	27,7	59,4
GAZ DE BARR	123,5	52,6	3,4	49,2	7,0	56,2
Régie Municipale d'Électricité AMNEVILLE	89,8	52,3	3,2	49,1	4,9	54,0
Régie Municipale d'Électricité HOMBOURG HAUT	21,0	11,8	0,7	11,1	36,6	47,7
Régie Municipale d'Électricité ROMBAS	69,5	37,7	2,4	35,4	8,7	44,1
Régie SDED EROME	72,4	44,5	3,7	40,9	2,8	43,6

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges prévisionnelles au titre de 2014
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Régie d'Électricité BITCHE	57,6	33,1	1,8	31,3	11,3	42,6
Régie Électrique AIGUEBLANCHE	75,9	43,8	2,7	41,2	1,3	42,4
Régie Municipale d'Électricité et de Télédistribution MARANGE SILVANGE TERNEL	37,6	22,5	1,4	21,1	21,1	42,2
Régie Municipale d'Électricité VINAY	100,5	37,2	4,9	32,3	9,5	41,8
Régie d'Électricité SCHOENECK	60,3	35,8	2,0	33,8	5,7	39,5
Régie Municipale d'Électricité de la ville de SARRE UNION	56,5	26,9	2,2	24,7	13,8	38,6
S.I.C.A.E. VALLEE DU SAUSSERON	77,4	37,0	2,8	34,3	4,0	38,2
Régie Municipale d'Électricité SALINS LES BAINS	53,6	30,8	2,3	28,6	7,0	35,5
S.A.I.C. PERS LOISINGES	70,1	36,8	2,1	34,7	0,0	34,7
Régie Communale de Distribution d'Électricité MITRY MORY	49,2	25,8	1,1	24,7	9,1	33,8
Régie municipale d'Électricité MIRAMONT DE COMMINGES	79,2	33,3	3,3	30,1	2,8	32,9
Régie Municipale d'Électricité LARUNS	73,8	32,4	3,4	29,0	0,2	29,2
Régie Municipale de Distribution d'Électricité de HAGONDANGE	47,0	23,4	1,4	22,0	7,1	29,1
Régie Électrique Communale BOZEL	48,9	29,7	1,6	28,0	0,9	28,9
Régie Électrique DALOU	60,2	28,3	1,1	27,2	1,6	28,7
Régie Municipale d'Électricité BEAUVOIS EN CAMBRESIS	42,1	19,2	1,3	17,9	10,5	28,3
Régie Municipale d'Électricité VICDESSOS	1 267,3	45,7	20,9	24,9	1,5	26,4

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges prévisionnelles au titre de 2014
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Régie Municipale Multiservices de LA REOLE	27,5	12,5	1,0	11,4	14,4	25,8
R.M.E.T. TALANGE	34,4	19,7	1,2	18,6	6,9	25,4
Régie de Distribution d'Énergie Électrique SAINT-MARTIN SUR LA CHAMBRE	42,7	25,2	1,2	23,9	0,0	23,9
Régie Municipale d'Électricité SAINTE-MARIE DE CUINES	95,2	26,1	2,5	23,6	0,0	23,6
Régie Municipale d'Électricité ROQUEBILLIERE	40,8	21,8	1,3	20,5	2,2	22,6
Régie d'Électricité du Morel	39,3	23,9	1,4	22,5	0,1	22,6
Régie Municipale d'Électricité SAINT-PRIVAT LA MONTAGNE	37,5	22,3	1,2	21,1	0,9	22,0
Coopérative d'Électricité VILLIERS SUR MARNE	34,8	20,1	1,1	19,0	2,9	21,9
Régie d'électricité TOURS EN SAVOIE	36,1	21,8	1,3	20,4	0,2	20,7
Régie Municipale d'Électricité de SAINT-AVRE	36,9	19,2	1,6	17,6	0,0	17,6
Régie Communale d'Électricité SAINTE-MARIE AUX CHENES	21,9	13,0	0,7	12,3	5,2	17,5
S.I.C.A.E. CARNIN	49,5	16,5	1,5	15,0	1,4	16,3
Centrale Électrique VONDERSCHEER	33,3	16,2	0,9	15,2	0,4	15,6
Régie Électrique MONTVALEZAN	44,7	17,1	1,8	15,3	0,0	15,3
Régie Municipale de Distribution CLOUANGE	25,3	13,4	0,6	12,7	2,5	15,2
Régie Électrique ALLEVARD	9,3	5,6	0,5	5,2	10,0	15,1
Régie Municipale d'Électricité MARTRES TOLOSANE	21,7	11,3	0,7	10,6	4,4	14,9
Régie Électrique TIGNES	213,0	21,1	8,0	13,1	1,0	14,1

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges prévisionnelles au titre de 2014
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Régie Municipale Électrique LES HOUCHES	25,1	12,3	0,7	11,6	2,4	14,0
S.I.V.U. d'Électricité LUZ SAINT-SAUVEUR - ESQUIEZE SERE - ESTERRE	168,1	15,6	5,7	9,9	1,9	11,9
Régie Municipale d'Électricité ALLEMONT	19,4	11,0	1,0	10,0	1,4	11,4
Régie Communale d'Électricité PIERREVILLERS	21,9	11,3	1,1	10,2	1,0	11,1
Régie Électrique Municipale SAINT-LAURENT DE CERDANS	13,5	8,2	0,7	7,5	2,9	10,4
Régie Électrique CAPVERN LES BAINS	16,9	9,0	0,7	8,3	2,0	10,3
Régie Électrique FONTAINE AU PIRE	12,5	5,5	0,4	5,1	4,9	10,0
Régie Municipale d'Électricité SAINT-PIERRE D'ALLEVARD	10,9	6,5	0,6	6,0	3,2	9,2
Régie Municipale d'Électricité GANDRANGE BOUSSANGE	16,6	8,7	0,5	8,2	0,8	9,0
Régie Électrique VILLARODIN BOURGET	15,9	8,4	0,4	8,0	0,0	8,0
Régie Électrique SAINTE-FOY TARENTEISE	15,6	7,8	0,6	7,1	0,2	7,3
Régie d'Électricité VALMEINIER	15,5	7,3	0,2	7,1	0,1	7,2
Régie Électrique LA CABANASSE	14,3	7,2	0,5	6,7	0,3	7,1
Régie Municipale d'Électricité MOUTARET	12,2	7,5	0,6	6,9	0,1	7,0
Régie Communale Électrique SAULNES	12,0	6,5	0,5	6,0	0,8	6,9
Régie Électrique MERCUS GARRABET	11,2	5,8	0,4	5,4	1,5	6,8
Régie d'Électricité PINSOT	10,7	6,3	0,5	5,8	0,3	6,1
Régie Électrique Municipale LA CHAPELLE	13,4	6,6	0,6	6,0	0,0	6,0

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges prévisionnelles au titre de 2014
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Régie Municipale d'Électricité LA CHAMBRE	12,5	6,5	0,6	5,9	0,0	5,9
Régie Municipale d'Électricité SECHILLENNE	10,8	6,3	0,5	5,7	0,1	5,9
Régie Municipale d'Électricité PRESLE	9,5	5,8	0,5	5,3	0,2	5,6
Régie Municipale d'Électricité MONTOIS LA MONTAGNE	9,6	5,5	0,5	5,0	0,0	5,0
Régie Municipale d'Électricité SAINT-PAUL CAP DE JOUX	4,8	2,0	0,1	1,9	2,8	4,7
Régie Électrique AVRIEUX	7,1	4,2	0,4	3,8	0,0	3,8
Régie Municipale d'Électricité PONTAMAFREY MONTPASCAL	6,5	3,8	0,2	3,6	0,0	3,6
Régie d'Électricité LA FERRIERE D'ALLEVARD	5,3	3,4	0,2	3,1	0,3	3,4
Régie municipale d'Électricité QUIE	3,0	1,8	0,1	1,7	0,5	2,2
Régie Municipale d'Électricité MERENS LES VALS	2,1	1,2	0,1	1,1	0,7	1,8
Régie Électrique Municipale VILLAROGGER	1,8	1,1	0,1	1,0	0,2	1,2
Régie Municipale Électrique SAINT-LEONARD DE NOBLAT	765,7	31,4	32,6	-1,2	1,8	0,6

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 les fournisseurs alternatifs au titre de 2014

La loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes étend la mission de mise en œuvre du TPN à l'ensemble des fournisseurs d'électricité. Les fournisseurs alternatifs pourront donc proposer le TPN à leurs clients, et être compensés des surcoûts en résultant, dans les conditions définies à l'article L.121-8 du code de l'énergie.

Sur l'ensemble des fournisseurs alternatifs interrogés par la CRE, seuls deux prévoient de supporter des charges en 2014 au titre de la mise en œuvre du TPN, pour 94 652 bénéficiaires. Le détail est donné dans le tableau suivant.

	Nombre de bénéficiaires	Charges sociales	Charges prévisionnelles au titre de 2014

	-	M€	M€
GDF Suez	80 000	9,6	9,6
Direct Energie	14 652	1,4	1,4

Les charges prévisionnelles dues aux dispositions sociales en 2014 s'élèvent à **10,9 M€** pour les fournisseurs alternatifs.

D. Charges prévisionnelles supportées par Electricité de Mayotte au titre de 2014

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 au tarif de première nécessité.

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 17,9 % par rapport à 2012. 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 2014 pour le projet Opéra correspondent au coût d'une batterie alimentée par le réseau. L'article L.121-7 du Code de l'énergie prévoit la compensation des coûts des ouvrages de stockage d'électricité gérés par le gestionnaire du système électrique. Toutefois, le décret d'application définissant les modalités de la prise en compte desdits coûts n'a pas encore été promulgué. Pour cette raison, les coûts liés au projet Opéra prévus pour l'année 2014 ne peuvent pas donner lieu à compensation.

Par conséquent, le montant de **2,5 M€** correspondant à ce projet est exclu de l'évaluation des charges prévisionnelles au titre de 2014.

1.1.2. Coûts de production retenus

Le montant prévisionnel des coûts de production d'EDM est évalué, pour 2014, à **106,7 M€**, dont 70 % au titre des combustibles (72,3 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 (1,1 M€).

1.2. Recettes de production prévisionnelles

Les recettes de production prévisionnelles d'EDM en 2014 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 2014, conformément à

l'article L. 362-4 du code de l'énergie, s'élèvent à **18,8 M€**

Les recettes totales prévisionnelles d'EDM en 2014 s'élevant à 29,8 M€, les recettes de production prévisionnelles, incluant celles provenant de la vente des pertes et des services systèmes, s'établissent à 10,9 M€ comme indiqué dans le tableau 1.11.

Tableau 1.11 : recettes de production prévisionnelles au titre de 2014

(+) Recettes prévisionnelles 2014	29,6 M€
(+) Recettes théoriques agents EDM 2014	0,2 M€
Recettes totales 2014 à considérer	29,8 M€
(-) Recettes de distribution 2014	18,8 M€
(-) Recettes de gestion clientèle 2014	1,3 M€
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	1,2 M€
Recettes brutes de production	10,9 M€
Recettes de production 2014*	10,3 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 2014 étant respectivement de 106,7 M€ et 10,3 M€, le montant prévisionnel des surcoûts de production d'EDM pour 2014 est donc estimé à **96,4 M€**. Il est en augmentation de 26% par rapport à 2012 (76,5 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 2014 verra encore un fort développement des achats à la filière photovoltaïque.

La part production prévisionnelle dans les tarifs de vente 2014 étant estimée à 34,18 €/MWh, le surcoût prévisionnel imputable aux contrats d'achat est évalué à **6,9 M€**, comme suit :

(+) Coût d'achat 2014	7,4 M€
Quantités achetées en 2014	16,2 GWh
Taux de pertes 2014	8,5 %
Quantités achetées et consommées ¹³	14,8 GWh
Part production du tarif de vente	34,18 €/MWh
(-) Coût évité par les contrats d'achat	0,5 M€
Surcoût dû aux contrats d'achats en 2014	6,9 M€

3. Charges dues aux dispositions sociales

EDM estime que 50% de la clientèle domestique sera concernée par ce tarif, soit environ 18 250 clients. La perte de recette due à l'application du tarif de la première nécessité est évaluée pour 2014 à **1,7 M€**

4. Charges totales prévisionnelles d'EDM au titre de 2014

Au total, les charges prévisionnelles d'EDM au titre de 2014 sont évaluées à **105,0 M€** (96,4 M€ au titre des surcoûts de production + 6,9 M€ au titre des contrats d'achat + 1,7 M€ au titre des dispositions sociales).

¹³ Les quantités achetées doivent être diminuées de la part correspondant aux pertes, celles-ci étant intégralement prises en compte dans le calcul des surcoûts de production.

E. Charges prévisionnelles de service public au titre de 2014

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'électricité au titre de 2014 est évalué à **6 251,6 M€**, réparti comme suit :

	Charges prévisionnelles au titre de 2014 (M€)	Charges constatées au titre de 2012 (M€)	Principales justifications de la variation 2012-2014
EDF	5 842,1	4 572,8	
Surcoûts contrats d'achat (hors ZNI)	3 654,3	3 055,5	Hausse des volumes et montants d'achat, en particulier pour le photovoltaïque. Baisse du prix de marché de référence.
Surcoûts ZNI	1 809,8	1 426,1	
<i>Surcoûts de production</i>	714,8	883,4	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>	1 095,0	542,6	Mise en service des nouvelles centrales thermiques. Développement des charges liées à la filière photovoltaïque. Compensation de la liaison SACOI
Disponibilité des centrales de cogénérations de plus de 12 MW	45,0	0,0	Introduction d'une prime transitoire visant à rémunérer la disponibilité des centrales de cogénération de plus de 12 MW.
Charges dispositions sociales	333,0	91,3	Forte hausse du nombre de bénéficiaires due à l'élargissement du nombre d'ayants droits par l'introduction d'un nouveau critère d'éligibilité.
ELD	227,6	174,8	Hausse des volumes et montants d'achat, en particulier photovoltaïque
Fournisseurs alternatifs	10,9	0,0	Elargissement du TPN à l'ensemble des fournisseurs d'électricité.
EDM	105,0	82,5	Hausse de la consommation (+18%) couplé à la hausse des coûts de combustibles. Développement des achats à la filière photovoltaïque. Fourniture des clients au TPN
Total	6 185,7	4 830,1	