

Annexe 1

Charges prévisionnelles au titre de l'année 2016 (CP'₁₆)

L'article 59 de la loi n°2013-1279 du 29 décembre 2013 est venu modifier l'article L. 121-13 du code de l'énergie en incluant dans les charges couvertes par la contribution unitaire, à compter du 1^{er} janvier 2013, les frais financiers éventuellement exposés par les opérateurs qui supportent des charges de service public.

L'article L. 121-19-1 du même code vient préciser la nature de ces frais : « *Pour chaque opérateur, si le montant de la compensation effectivement perçue au titre de l'article L. 121-10 est inférieur, respectivement supérieur, au montant constaté des charges mentionnées aux articles L. 121-7 et L. 121-8, il en résulte une charge, respectivement un produit, qui porte intérêt à un taux fixé par décret. La charge ou le produit ainsi calculé est, respectivement, ajoutée ou retranché aux charges à compenser à cet opérateur pour les années suivantes* ».

Jusqu'alors, les charges prévisionnelles étaient calculées par la CRE à partir des charges constatées de l'année N-1 et des prévisions d'évolution de leur parc de production transmises par les opérateurs.

L'article L. 121-19-1 du code de l'énergie introduit une valorisation financière de l'écart entre les charges constatées et les sommes recouvrées. En conséquence, les erreurs de prévisions portent désormais intérêt.

Dans ces conditions, la CRE a calculé les charges prévisionnelles au titre de l'année 2016 à partir des prévisions transmises par les opérateurs après avoir attiré, le cas échéant, leur attention sur les éventuelles erreurs manifestes détectées.

La CRE rappelle que les données indiquées ci-après sont incertaines car prévisionnelles.

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.

Cette annexe présente successivement les charges prévisionnelles au titre de l'année 2016 d'EDF, des ELD, des fournisseurs alternatifs, d'Electricité de Mayotte, de RTE, avant de présenter un récapitulatif.

A. Charges prévisionnelles supportées par EDF au titre de 2016

1. Surcoûts de production dans les zones non interconnectées¹

La gestion des systèmes électriques des zones non interconnectées est assurée par la direction Système Energétiques Insulaires (SEI) du groupe EDF, qui sera désignée dans la suite du document par l'acronyme EDF sauf s'il est besoin de la distinguer d'autres entités du groupe EDF.

Le décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004 relatif à la compensation des charges de service public de l'électricité 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 2016².

¹ Corse, DOM, Saint-Martin, Saint-Barthélemy, Saint-Pierre et Miquelon, les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant, de Sein, l'archipel des Glénans et l'île anglo-normande de Chausey.

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

1.1. Coûts de production prévisionnels dans les ZNI

La prévision est établie sur la base d'une hausse moyenne de la consommation électrique de 3,7 % entre 2014 et 2016. 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 réalisés en Corse, dans les DOM, à Saint-Martin, Saint-Barthélemy et Saint-Pierre-et-Miquelon (le taux de 7,25 % continuant à s'appliquer pour ceux réalisés antérieurement).

1.1.1. Coûts de production retenus dans les ZNI

Les coûts de production prévisionnels (incluant la fourniture des pertes et des services systèmes) s'élèvent à **757,5 M€** répartis comme suit :

Tableau 1.1 : coûts de production prévisionnels d'EDF dans les ZNI en 2016

	Nature de coûts (M€)	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	SPM	Iles bretonnes	Total 2016	Total 2014	Evolution 2014-2016 (%)
Coûts variables (M€)	achats de combustibles hors taxes	42,5	42,8	49,2	43,5	2,3	9,4	2,3	191,9	400,5	-52,1%
	personnel, charges externes et autres achats	42,1	35,0	36,8	41,6	22,1	3,8	1,2	182,6	170,5	7,1%
	impôts et taxes	12,2	11,7	7,2	19,8	13,5	0,0	0,1	64,5	75,2	-14,2%
	coûts de commercialisation	4,5	5,6	5,9	3,3	11,4	0,1	0,0	30,9	27,0	14,3%
	coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	3,0	1,9	3,0	2,2	0,1	0,3	0,0	10,6	11,1	-4,5%
Coûts fixes (M€)	charges financières	42,2	16,9	15,0	33,3	18,4	8,0	0,2	134,0	130,1	3,0%
	amortissements	17,3	18,5	12,4	15,0	9,8	1,8	0,4	75,2	71,3	5,5%
	frais de structure, de siège et support	13,4	14,0	11,6	13,0	15,9	0,0	0,0	67,8	66,7	1,7%
Coût total (M€)		177,2	146,3	141,1	171,7	93,5	23,4	4,2	757,5	952,5	-20,5%

Les coûts de production prévisionnels pour 2016 dans les ZNI sont en diminution par rapport à 2014 (- 195,0 M€).

Le principal facteur d'évolution est la diminution des coûts liés aux achats de combustibles de 52,1 % par rapport à l'année 2014, qui s'explique par la baisse des prix de marché de matières premières.

La mise en service intégrale de la centrale de Jarry en Guadeloupe, exploitée³ par EDF Production Electrique Insulaire - EDF PEI⁴, en remplacement de la centrale thermique d'EDF SEI s'accompagne d'une baisse des coûts d'achat des combustibles et d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre. Les coûts en résultant sont intégrés dans les coûts d'achat (2.2.2).

Les autres achats et charges externes prévisionnelles augmentent en lien avec les coûts supplémentaires dus aux travaux de mise en sécurité des centrales en fin vie et aux travaux de démantèlement. Leur hausse est partiellement compensée par la baisse des coûts liés au transfert d'activité vers EDF PEI en Guadeloupe.

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 devra acheter des quotas de CO₂ pour couvrir l'ensemble de ses émissions.

La valorisation prévisionnelle des quotas d'émission de CO₂ acquis sur le marché est réalisée par EDF à partir du prix à terme 2016 observé sur le marché boursier ICE⁵ ECX EUA futures le 19 août 2015, soit 8,42 €/tCO₂. La hausse du prix d'achat des quotas de +36% par rapport au prix de 2014 (6,2 €/tCO₂) est compensée par la diminution des volumes d'émissions prévisionnels du fait de l'arrêt des anciennes centrales thermiques.

³ La centrale du Port de la Réunion a été entièrement remplacée en 2013 et les centrales de Lucciana en Corse et Bellefontaine en Martinique en 2014.

⁴ EDF PEI est une filiale à 100 % du groupe EDF.

⁵ Intercontinental Exchange.

EDF estime que le nouveau cadre réglementaire sur les projets d'infrastructure et sur les « petites » actions visant la maîtrise de la demande d'électricité⁶ doit permettre de multiplier ces actions. La croissance de coûts de commercialisation de +27 M€ s'inscrit dans cette optique.

Les charges correspondant aux impôts et taxes sont en baisse du fait de la correction du mode de calcul de la valeur ajoutée qui impacte l'évolution de certaines taxes.

1.2. Recettes de production prévisionnelles dans les ZNI

Les recettes de production dans les ZNI en 2016 sont établies à partir du chiffre d'affaires prévisionnel issu du tarif réglementé de vente 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.5). Elles sont obtenues en retranchant du chiffre d'affaires les recettes de distribution issues du tarif national d'utilisation des réseaux 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 3,7 % entre 2014 et 2016. La hausse dans chaque ZNI est uniformément répartie sur l'ensemble des catégories tarifaires ;
- taux de pertes moyen relativement stable entre 2014 et 2016, autour de 10,7 % ;
- augmentation moyenne tarifaire de 6% HT par rapport aux tarifs en vigueur.

Sur ces bases, les recettes de production prévisionnelles dans les ZNI en 2016 s'élèvent à **234,4 M€** réparties comme suit :

Tableau 1.2 : recettes de production prévisionnelles dans les ZNI en 2016

	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€)	208,9	197,7	157,0	81,8	287,7	4,8	0,8	938,5
recettes réseau (M€)	82,6	73,8	57,3	28,1	103,6	1,1	0,3	346,8
recettes gestion de la clientèle (M€)	10,4	9,8	8,4	2,9	16,4	0,1	0,1	48,2
recettes brutes de production ⁽²⁾ (M€)	115,8	114,0	91,3	50,8	167,7	3,5	0,4	543,5
part des recettes à considérer ⁽³⁾ (M€)	42,8	12,3	31,9	45,4	29,7	3,5	0,4	166,0
recettes de production totales⁽⁴⁾ (M€)	61,1	28,1	42,0	52,1	47,0	3,7	0,5	234,4
part production du tarif de vente ⁽⁵⁾ (€/MWh)	58,98	63,44	64,14	62,78	63,66	75,79	45,32	-

⁽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'élèvent respectivement à 757,5 M€ et 234,4 M€, le montant des surcoûts de

⁶ Voir l'article 4 du décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004 relatif à la compensation des charges de service public de l'électricité.

production prévisionnels au titre de 2016 dans les ZNI est égal à **523,1 M€**

2. Surcoûts dus aux contrats d'achat

2.1. Définition

Les surcoûts d'achat prévisionnels supportés par EDF en 2016 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 2016 est établie à partir des montants retenus au titre de 2014 et des évolutions prévues en 2015 et 2016, fournies et justifiées par EDF. Comme indiqué en introduction, la CRE n'a pas modifié ces prévisions.

L'évaluation des coûts d'achat, faite par EDF et partagée par la CRE, se fonde sur les hypothèses détaillées *infra*.

L'évolution de la filière cogénération sous obligation d'achat (installations de moins de 12 MW) en 2016 est uniquement liée à l'arrivée à échéance de certains contrats d'achats, dans la mesure où EDF retient l'hypothèse que les nouvelles installations qui seront mises en service en 2016 bénéficieront du complément de rémunération (cf paragraphe A.4). Pour l'année 2015, EDF prévoit la mise en service de 150 MW de nouvelles installations sous le régime de l'arrêté du 11 octobre 2013. La rémunération des installations bénéficiant des conditions tarifaires de cet arrêté est calculée selon la méthodologie prévue à partir des données de marché disponibles. La rémunération moyenne de la filière est ainsi estimée à 135,0 €/MWh en 2016, soit une progression de 0,7 % par rapport au coût moyen constaté en 2014.

La filière diesels « dispatchables » est en extinction progressive. Sa puissance installée future est précisément connue.

Pour l'hydraulique, EDF retient une hypothèse d'un développement du parc à un rythme d'une dizaine de MW par an, et du maintien sous obligation d'achat de 80 % des installations dont le contrat arrive à échéance, bénéficiant de l'arrêté « rénovation ». Une hypothèse d'hydraulicité normale est retenue pour le calcul du productible. Le tarif d'achat prévisionnel moyen est de 74,0 €/MWh.

Pour la filière éolienne, EDF retient une hypothèse de développement du parc installé de 90 MW par mois, et une durée moyenne de fonctionnement de 2 094 heures. Le tarif d'achat prévisionnel moyen est de 90,0 €/MWh, en hausse de 1,6 % par rapport à 2014 sous l'effet de l'indexation.

Pour les centrales d'incinération, EDF prend l'hypothèse d'un accroissement du parc de 20 MW au cours de l'année 2015, en raison de la reconduction sous obligation achat de centrales renouvelées, ainsi que 3 MW de nouvelles installations mises en service en 2016. La durée de fonctionnement retenue est de 5 950 heures, et le tarif moyen d'achat est de 56,1 €/MWh.

Pour la filière biogaz, EDF fait l'hypothèse que 36 MW de nouvelles installations sous le régime tarifaire de l'arrêté du 19 mai 2011 seront mis en service annuellement. Le prix unitaire moyen est estimé à

117,3 €/MWh.

Pour la filière biomasse, EDF considère que 245 MW seront mis en service d'ici 2016 par les candidats retenus à l'issue des appels d'offres de 2009 et 2010. Un développement du parc de 7 MW par trimestre, sous l'effet de l'arrêté tarifaire du 27 janvier 2011, est également attendu. Le coût unitaire d'achat pour la filière en 2016 est de 149,3 €/MWh.

Le développement de la filière photovoltaïque en 2015 et 2016 se fera sous le régime tarifaire de 2011 (de l'ordre de +450 MW par an) et sous le régime des appels d'offres de 2011 et 2013 (+192 MW en 2016). Le prix d'achat prévisionnel moyen du photovoltaïque s'établit à 348,6 €/MWh, en baisse par rapport à la prévision 2015 (390,6 €/MWh) en raison de l'entrée en vigueur de nouveaux contrats dont les prix d'achat sont moins élevés.

Prévisions

Compte tenu de ce qui précède, les quantités et les coûts d'achat prévisionnels pour 2016 sont indiqués dans le tableau 1.3.

Tableau 1.3 : quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels pour 2016 (hors ZNI)

	Cogénération (combustible fossile)	Cogénération (combustible fossile) dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres(*)	TOTAL
Janvier	1 280,6	0,0	0,1	555,5	2 403,6	203,3	142,9	285,8	239,6	0,0	5 111,4
Février	1 137,8	0,0	0,1	512,5	2 015,7	144,6	139,4	276,6	368,9	0,0	4 595,7
Mars	1 151,0	0,0	0,1	549,5	2 019,6	160,1	145,3	285,8	621,7	0,0	4 933,2
Avril	0,0	0,0	0,0	610,9	1 746,8	188,6	141,8	282,5	784,2	0,0	3 754,8
Mai	0,0	0,0	0,0	670,6	1 485,2	194,9	147,7	292,0	920,7	0,0	3 711,0
Juin	0,0	0,0	0,0	545,6	1 263,0	188,6	144,1	282,5	969,1	0,0	3 393,0
Juillet	0,0	0,0	0,0	418,7	1 247,9	194,9	150,1	307,3	1 005,7	0,0	3 324,6
Août	0,0	0,0	0,0	302,1	1 227,9	194,9	151,3	307,3	914,6	0,0	3 098,0
Septembre	0,0	0,0	0,0	209,7	1 484,9	188,6	147,6	297,4	729,9	0,0	3 058,2
Octobre	0,0	0,0	0,0	281,6	1 958,5	194,9	153,7	313,5	529,0	0,0	3 431,1
Novembre	1 087,2	0,0	0,0	407,9	2 228,5	190,0	149,9	303,4	295,2	0,0	4 662,1
Décembre	1 217,9	0,0	0,0	481,8	2 593,1	196,4	156,1	313,5	202,6	0,0	5 161,3
Quantités (GWh)	5 874,5	0,0	0,5	5 546,5	21 674,7	2 239,6	1 769,6	3 547,8	7 581,1	0,0	48 234,3
Quantités retenues en 2014 (GWh)	2 249,9	2 720,5	1,0	5 427,5	16 255,1	2 421,2	1 392,6	1 585,5	5 394,9	1,3	37 449,5
Coût d'achat (M€)	772,8	20,1	3,9	410,3	1 951,2	125,7	207,6	529,8	2 642,6	0,0	6 663,9
Coût d'achat retenu en 2014 (M€)	286,4	379,8	8,5	389,9	1 439,8	137,5	158,2	211,4	2 277,8	0,1	5 289,3
Coût d'achat unitaire (€/MWh)	131,5	-	7 793,0	74,0	90,0	56,1	117,3	149,3	348,6	-	138,2
Coût d'achat unitaire en 2014 (€/MWh)	127,3	139,6	8 789,1	71,8	88,6	56,8	113,6	133,3	422,2	86,2	141,2

* Autres = petites installations

Le montant des achats de l'électricité produite par les installations de cogénération est en augmentation, en raison d'une reprise attendue du développement du parc de cogénération sous obligation d'achat en 2015. EDF ne prévoit pas d'appel pour les installations de cogénération en mode dispatchable.

L'augmentation prévue des quantités achetées à la filière hydraulique s'explique par le développement du parc sous obligation d'achat.

La filière éolienne poursuit son développement avec une production estimée à 21,7 TWh, soit une augmentation de 33,3 % par rapport à 2014. Le coût d'achat unitaire augmente avec l'inflation.

Les filières biomasse et biogaz se développent également significativement :

- biomasse : la croissance de cette filière résulte de la mise en service d'installations issues d'appels d'offres et de 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 41 % par rapport à 2014, 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 2016. Le photovoltaïque représentera 40 % du coût de l'obligation d'achat en métropole, pour 15,7 % 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 2016 sont présentés dans le tableau 1.4.

Tableau 1.4 : quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels d'EDF dans les ZNI en 2016

	Interconnexion (SARCO et SACOI)*	Hydraulique	Eolien	Bagasse/charbon	Incinération	Géothermie	Photovoltaïque	Biogaz	Biomasse	Thermique	TOTAL
Corse	692,0	56,0	27,0	0,0	0,0	0,0	160,0	16,0	0,0	494,0	1 445,0
Guadeloupe	0,0	20,3	58,2	580,5	0,0	79,3	101,6	0,0	0,0	1 007,6	1 847,5
Martinique	0,0	0,0	1,6	0,0	26,2	0,0	90,9	2,6	0,0	915,0	1 036,4
Guyane	0,0	19,9	0,0	0,0	0,0	0,0	65,1	0,0	11,9	0,0	96,9
La Réunion	0,0	1,7	15,5	1 457,8	0,0	0,0	270,6	16,3	0,0	653,4	2 415,3
Saint-Pierre et Miquelon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Iles bretonnes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,014	0,0	0,0	0,0	0,014
Quantités (GWh)	692,0	97,9	102,3	2 038,3	26,2	79,3	688,2	34,9	11,9	3 070,1	6 841,1
Quantités retenues en 2014 (GWh)	625,9	93,4	102,7	2 011	22,3	74,9	574,8	24,6	11,9	2 223,4	5 765,0
Coût d'achat (M€)	34,5	8,9	10,7	300,9	1,9	9,2	308,4	3,3	2,8	737,3	1 417,8
Coût d'achat retenu en 2014 (M€)	41,2	8,6	11,0	285	1,6	8,6	257,7	2,3	2,7	707,7	1 326,5

* La Corse bénéficie de deux liaisons électriques avec l'Italie continentale et la Sardaigne : SACOI (SARdaigne-Corse-Italie) et SARCO (SARdaigne-Corse)

Les volumes d'achat prévus pour 2016 sont en hausse de 18,7 % par rapport aux volumes achetés en 2014 et les coûts d'achat correspondant croissent de 6,9 %. L'année 2016 est en effet la première année de production sur une année complète des centrales d'EDF PEI qui remplacent les installations exploitées par EDF SEI.

Presque la moitié de l'électricité achetée provient de centrales thermiques et de groupes de secours (45% du total des achats).

Les installations fonctionnant à la bagasse et au charbon constituent la deuxième source d'approvisionnement (30 % des volumes achetés).

La filière photovoltaïque continue à se développer mais à un rythme légèrement ralenti (prévision d'une croissance de 20% de la production et des coûts d'achat afférents entre 2014 et 2016 contre une prévision de croissance de 22% entre 2013 et 2015). Les premières installations avec stockage sélectionnées à l'issue de l'appel d'offres de 2011 sont mises en service. L'électricité photovoltaïque représente le deuxième poste de charges. Les coûts d'achat de cette filière excèdent ceux des installations 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 l'application correcte 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 2016, le montant prévu 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° 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 ».

La méthodologie d'évaluation du coût évité par EDF en métropole est détaillée dans la délibération de la CRE du 25 juin 2009. Dans le cas général des filières sous obligation d'achat, le coût évité à EDF distingue le coût évité par la production quasi-certaine et celui évité par la production dite aléatoire. Des méthodologies d'évaluation particulières sont prévues pour les filières photovoltaïque, les filières dispatchables et les contrats dont la rémunération est horosaisonnalisée.

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 2014 et le 31 août 2015.

Le coût évité par la production aléatoire est calculé en fonction des prix de marché mensuels sur l'année 2016, qui 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 part aléatoire de la production éolienne est quant à lui évalué de manière à refléter les

effets de corrélation entre ces production et les prix de marché (cf annexe 2 – paragraphe A.2.2.1.1).

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 ainsi obtenu s'élève pour l'année 2016 à **1 544,6 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 2016

	Puissance quasi-certaine (MW)
Ruban de base	1 100
Surplus de production Q1⁷	2 400
Surplus de production M11/M12⁸	2 600

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

Tableau 1.6 : Prix de marché retenus pour 2016 (€/MWh)

Ruban	Q1	M11	M12
40,98	47,32	42,64	40,95

Le coût évité par la production quasi-certaine, correspondant à 18,7 TWh, est de 803,0 M€

Coût évité par la production aléatoire :

Tableau 1.7 : Prix de marché trimestriels pour 2016 (€/MWh)

Q1	Q2	Q3	Q4
47,20	32,36	34,42	42,38

⁷ Premier trimestre

⁸ M11 : novembre ; M12 : décembre

Tableau 1.8 : Coût aléatoire prévisionnel évité à EDF par les contrats d'achat (hors ZNI) en 2016 (hors contrats PV, contrats horosaisonnalisés, « modulables » et cogénérations « dispatchables »)

Mois	Prix mensuel (€/MWh)	Quantité hors éolien (GWh)	Prix mensuel éolien (€/MWh)	Quantité éolien (GWh)	Coût évité (M€)
Janvier	47,86	1 025,0	35,8	1 064,9	87,2
Février	48,95	863,4	46,2	763,4	77,5
Mars	44,79	850,6	33,4	680,9	60,8
Avril	34,10	737,9	33,1	1 245,1	66,4
Mai	30,41	790,5	27,7	966,8	50,8
Juin	32,56	695,9	29,5	761,4	45,1
Juillet	34,45	637,0	29,4	729,5	43,4
Août	31,25	558,9	28,0	709,5	37,4
Septembre	37,54	485,8	34,9	983,3	52,6
Octobre	43,54	553,5	41,1	1 440,1	83,3
Novembre	42,64	782,1	35,8	790,2	61,6
Décembre	40,95	983,8	33,0	1 067,9	75,5
Total 2016	39,1	8 965	34,0	11 203	741,5

Le coût évité par la production aléatoire s'élève à 741,5 M€ (hors contrats PV, contrats à différenciation horosaisonnaire, contrats « appel modulable » et cogénérations « dispatchables »).

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, qui tient compte du profil de production de la filière.

La référence de coût évité pour la prévision 2016 est calculée en appliquant aux prix de marché mensuels, dont le calcul est décrit dans la partie précédente, le rapport moyen des prix spot pondérés par les profils de production horosaisonniers du profil PRD3 (utilisé par les gestionnaires de réseaux de distribution) sur les prix spot mensuels. 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 2016 est de 327,8 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 2016, 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 2016 a varié, par kWh, par rapport à 2014, dans la même proportion que le prix de marché moyen pondéré entre 2014 et 2016. Le coût évité est ainsi estimé à **67,1 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 2016, une puissance garantie de 13 MW. Leur production prévisionnelle s'élève à 0,5 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 1,4 M€

La valorisation du coût évité « énergie » s'effectue, quant à elle, suivant la même méthode que celle retenue pour les contrats horosaisonnalisés décrite ci-dessus (i.e. variation dans la même proportion que le prix de marché moyen pondéré entre 2014 et 2016). Sur cette base, le coût évité « énergie » par les installations « dispatchables » est évalué à 0,1 M€. Le coût évité total est donc de **1,5 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 la période hivernale de 2016, une puissance garantie de 100 MW, pour une production prévisionnelle sur appel estimée à 0 GWh par EDF. La production hors appel a été intégrée au calcul du coût évité du cas général.

Le principe de calcul du coût évité par ces installations pour 2016 est identique à celui adopté pour 2014 (cf. annexe 2 - A.2.2.1.5). Le coût fixe évité par les installations de cogénération en mode « dispatchable » est, ainsi, évalué à 1,9 M€. Le coût évité « énergie » pour la production sur appel est de 0 M€. Le coût évité total est donc de **1,9 M€**

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

À la suite de la délibération de la CRE du 16 décembre 2014 portant communication relative à l'évolution de la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale, EDF a procédé à la création d'un périmètre d'équilibre dédié à l'obligation d'achat, au sein duquel les installations sous obligation d'achat ont été basculées au 1^{er} juillet 2015. En conséquence, les coûts évités par l'obligation d'achat seront évalués conformément à la méthodologie définie dans cette délibération à compter de cette date.

EDF a estimé le coût résultant pour l'année 2016 à **20 M€** en tenant compte des volumes prévus pour chaque filière sous obligation d'achat, de leur contribution respective au volume total d'écart et des prix de marché à terme. Ce coût est à retrancher du coût évité par les contrats d'achat prévu au titre de 2016.

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 **1 922,9 M€** (803,0 M€ de coût évité par la production quasi-certaine + 741,5 M€ de coût évité par la production aléatoire + 327,8 M€ de coût évité par les contrats photovoltaïques + 67,1 M€ de coût évité horosaisonnalisé + 1,5 M€ de coût évité par les installations « dispatchables » + 1,9 M€ de coût évité par les cogénérations fonctionnant en mode « dispatchable » - 20 M€ au titre de la prise en compte du coût de l'imprévisibilité de la production sous obligation d'achat).

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 les contrats d'achat dans les ZNI est calculé en valorisant l'électricité achetée par EDF à la part production des tarifs de vente appliqués aux clients non éligibles. Il s'élève à **383,0 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 2016

	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	Saint Pierre et Miquelon	Iles bretonnes	TOTAL
Quantités achetées (GWh)	1 445,0	1 847,5	1 036,4	96,9	2 415,3	0,0	0,014	6 841,1
Taux de pertes (%)	13,0%	11,9%	9,4%	10,5%	9,0%	5,0%	9,4%	
Quantités achetées et consommées (GWh) *	1 257,2	1 627,7	939,0	86,8	2 197,9	0,0	0,013	6 108,6
Part production du tarif de vente (€/MWh)	59,0	63,4	64,1	62,8	63,7	75,8	45,3	
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	74,1	103,3	60,2	5,4	139,9	0,0	0,001	383,0

* Les quantités achetées doivent être diminuées de la part correspondant aux pertes, celles-ci étant intégralement

prises en compte au titre des 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 2016 s'élèvent à :

- **4 741,1 M€** en métropole continentale (6 663,9 M€ de coût d'achat + 0,1 M€ de contrôle de cogénération – 1 922,9 M€ de coût évité) ;
- **1 034,8 M€** dans les ZNI (1 417,8 M€ de coût d'achat – 383,0 M€ de coût évité) ;

soit un total de **5 775,9 M€**

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

3.1. Contexte

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 transitoire à la capacité pour les centrales de cogénération de plus de 12 MW. L'article L. 314-1-1 du Code de l'énergie ainsi créé disposait que les centrales de cogénération de plus de 12 MW qui sont sorties de l'obligation d'achat pouvaient signer un contrat avec EDF rémunérant la disponibilité annuelle de leur capacité de production.

Un arrêté du 19 décembre 2013⁹ a fixé le montant maximal de la rémunération annuelle à 45 000 € par MWe de puissance garantie en hiver.

Ces dispositions ont été jugées contraires à la constitution par la décision 2014-410 QPC du 18 juillet 2014 du Conseil constitutionnel (société Roquette Frères). Cependant, le Conseil constitutionnel a jugé que la remise en cause, en cours d'année, de cette rémunération aurait des conséquences manifestement excessives. En conséquence, les rémunérations dues en vertu de contrats déjà conclus au titre des périodes antérieures au 1^{er} janvier 2015 ne sont pas remises en cause.

Ce dispositif a été rétabli dans par la loi n°2014-1545 du 20 décembre 2014 relative à la simplification de la vie des entreprises. Un nouvel arrêté publié en juillet 2015 a par ailleurs repris l'essentiel des modalités de l'arrêté du 19 décembre 2013.

3.2. Montant des charges prévisionnelles

EDF prévoit que 1 774 MW de puissance garantie au sein du parc de centrales cogénérations bénéficieront de cette prime en 2016, pour une rémunération moyenne de 37 k€/MW.

Les charges prévisionnelles supportées par EDF au titre de la rémunération de la disponibilité des centrales de cogénération de plus de 12 s'élèvent à **65,6 M€**

4. Charges dues au versement du complément de rémunération

4.1. Contexte

La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance a créé les articles L. 314-18 à L. 314-27 du code de l'énergie, qui instaurent un nouveau dispositif de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération : le complément de rémunération. L'introduction de ce mécanisme de soutien, qui prendra la forme d'une prime versée aux producteurs en complément de la valorisation de leur production sur les marchés, est rendue nécessaire par les lignes directrices de la Commission européenne sur les aides d'État dans les domaines de l'énergie et de la protection de l'environnement.

Ce dispositif vise a priori les installations de plus de 500 kW, pour lesquelles il viendrait se substituer à l'obligation d'achat en vigueur actuellement à horizon 2016. Il sera formalisé par un contrat conclu avec EDF, qui sera dès lors responsable du paiement de la prime et supportera en conséquence les charges de service public correspondantes. Les modalités d'application de ce dispositif seront précisées dans un décret en Conseil d'État, puis déclinées par filière dans des arrêtés tarifaires. Des premières orientations sont toutefois déjà disponibles, s'agissant notamment de la formule de calcul de la prime.

4.2. Montant des charges prévisionnelles

EDF a réalisé une prévision des installations susceptibles de bénéficier du complément de rémunération au cours de l'année 2016, et des charges en résultant. Dans ce cadre, EDF estime que la plupart des filières

⁹ Arrêté du 19 décembre 2013 pris en application de l'article L 314-1-1 du code de l'énergie relatif à la prime rémunérant les disponibilités des installations de cogénération supérieures à 12 MW et ayant bénéficié d'un contrat d'obligation d'achat.

ne seront pas concernées à cette échéance, dans la mesure où, compte tenu du temps de développement des projets, les nouvelles installations de plus de 500 kW qui seront mises en service en 2016 bénéficieront du régime d'obligation d'achat demandé en 2015. Seules les filières incinération et cogénération seraient susceptibles de voir des installations bénéficiant du complément de rémunération se développer en 2016.

Les prévisions d'EDF sont détaillées dans le tableau ci-dessous. Le calcul du montant de la prime est fondé sur des hypothèses relatives aux prix de marché et aux éléments de calcul de la prime.

	Puissance installée (MW)	Energie produite (GWh)	Charges (M€)
Cogénération	150 MW	18	15,9 M€
Incinération	22 MW	25	1,2 M€
TOTAL	177 MW	214 GWh	17 M€

Les charges prévisionnelles supportées par EDF résultant des contrats de complément de rémunération en 2016 s'élèvent à **17 M€**

5. Charges dues aux dispositifs sociaux

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. L'article 4-1 du décret n° 2004-325 du 8 avril 2004 relatif à la tarification spéciale de l'électricité comme produit de première nécessité 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 susmentionné et a revu à la hausse de 10 % le niveau des réductions et des versements forfaitaires. Le chapitre I^{er} du décret n°2012-309 du 6 mars 2012 relatif à l'automatisation des procédures d'attribution des tarifs sociaux de l'électricité et du gaz naturel a modifié la procédure d'attribution du TPN aux ayants droit, rendant celle-ci automatique, sauf refus exprès de leur part.

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 a étendu 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'informations provenant des organismes de sécurité sociale et de l'administration fiscale. La loi prévoit en outre 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. Elle étend aussi à tous les fournisseurs la mise en œuvre du TPN.

Le décret n°2013-1031 du 15 novembre 2013 portant extension à de nouveaux bénéficiaires des tarifs sociaux de l'électricité et du gaz naturel a revu en profondeur le mécanisme en mettant en place des déductions forfaitaires en fonction de la composition du foyer de la puissance souscrite. Avant ce décret, l'aide consistait en une réduction sur l'abonnement et sur la consommation d'électricité des 100 premiers kWh.

La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit la création d'un chèque énergie à l'article L. 124-1 du code de l'énergie. Ce dispositif doit être mis en œuvre progressivement en remplacement du TPN d'ici le 1^{er} janvier 2018.

Par ailleurs, les charges supportées du fait du TPN 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 pertes de recettes et des coûts relatifs à la mise en œuvre du TPN, dans la limite du concours financier de l'opérateur au fonds de solidarité pour le logement (arrêté du 24 novembre 2005 fixant le pourcentage de prise en compte, dans les charges de service public de l'électricité, de la participation instituée en faveur des personnes en situation de précarité).

5.1. Charges dues au « tarif de première nécessité »

5.1.1. 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 bénéficiaires a doublé, soit 1,2 millions de personnes concernées à la fin de l'année. Il s'élève à 2,3 millions à fin 2014.

En tenant compte de l'expérimentation du chèque énergie à partir de mi 2016 et en prenant l'hypothèse qu'elle concernera 100 000 clients d'EDF, qui ne seront dès lors plus éligibles au TPN, EDF estime à 2,8 millions le nombre moyen de clients d'EDF qui bénéficieront du TPN en 2016 (métropole et Outre-mer).

Par ailleurs, EDF estime à 61 000 le nombre de logements dans des résidences sociales susceptibles de bénéficier du TPN en 2016.

La perte de recette d'EDF prévue pour 2016 s'élève à **241,4 M€** contre 174,9 M€ en 2014.

5.1.2. Surcoûts de gestion prévisionnels

Les surcoûts de gestion prévisionnels sont évalués, pour 2016, à **10,6 M€**. Ces surcoûts de gestion se décomposent en frais de personnel pour 3,4 M€ et en frais externes pour 7,2 M€. Ils sont en hausse par rapport à 2014 (10,1 M€). L'augmentation de ces frais est principalement due à l'augmentation du nombre de bénéficiaires du TPN.

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

Les dispositions introduites par le décret n° 2006-924 du 26 juillet 2006 modifiant le décret n° 2004-325 du 8 avril 2004 relatif à la tarification spéciale de l'électricité comme produit de première nécessité (abattement de 80 % sur la facturation d'un déplacement en raison d'une interruption de fourniture imputable à un défaut de règlement et gratuité de la mise en service et de l'enregistrement du contrat) entraînent des pertes de recettes pour EDF. Elles sont évaluées, pour 2016, à **5,5 M€**.

Au total, les charges prévisionnelles supportées par EDF du fait du « tarif de première nécessité » sont évaluées, pour 2016, à **257,5 M€**.

5.2. 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 2016 aux fonds de solidarité pour le logement est prise en compte, car ceux-ci sont inférieurs au seuil de 20 % des charges liées au TPN.

5.3. Charges prévisionnelles dues aux dispositifs sociaux

Les charges prévisionnelles à compenser à EDF au titre des dispositions sociales en 2016 s'élèvent à **280,8 M€** contre 212,2 M€ de charges constatées en 2014.

B. Charges prévisionnelles supportées par les entreprises locales de distribution au titre de 2016

Les charges prévisionnelles que les ELD supporteront au titre de 2016 sont :

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

Les ELD prévoyant de supporter en 2016 de telles charges ont transmis à la CRE les données nécessaires à leur évaluation.

1. Surcoûts dus aux contrats d'achat

Les types de contrat pour lesquels les ELD prévoient de supporter des charges en 2016 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).

Six ELD prévoient de s'approvisionner à la fois aux tarifs de cession et sur le marché en 2016. Cependant, elles anticipent 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 2016 a été effectué à partir du tarif de cession pour l'ensemble de ces ELD.

Le surcoût total prévisionnel dû aux contrats d'achat en 2016 s'élève à **220,2 M€**, soit une augmentation de 27,2 M€ par rapport aux charges constatées pour l'année 2014. Cette progression est due à l'augmentation des quantités achetées : + 30 %, soit + 0,5 TWh. Les filières éolienne et photovoltaïque se développent particulièrement avec :

- une production photovoltaïque estimée à 340 GWh en 2016 (respectivement 257 GWh en 2014) et un surcoût évalué à 128 M€ (respectivement 121 M€) ;
- une production éolienne estimée à 1 056 GWh en 2016 (respectivement 740 GWh en 2014) pour un surcoût évalué à 55 M€ (respectivement 39 M€).

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

2. Charges dues aux dispositifs sociaux

Les charges prévisionnelles dues aux dispositifs sociaux en 2016 s'élèvent à **8,3 M€**, en hausse par rapport à 2014 (+ 28 %) en lien avec la croissance du nombre de bénéficiaires. Le nombre de bénéficiaires du TPN fournis par des ELD est estimé à 85 637 en 2016.

Les prévisions des ELD ne tiennent pas compte de l'instauration du nouveau dispositif du chèque énergie mentionné au paragraphe A.5.

3. Charges prévisionnelles totales des ELD au titre de 2016

Le montant prévisionnel des charges supportées par les ELD au titre de 2016 est de **228,5 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 2016

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges prévisionnelles au titre de 2016
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Régie d'Électricité du Département de la Vienne SOREGIES	418 070,0	67 582,7	14 027,5	53 555,2	402,5	53 957,8
Régie du syndicat intercommunal (fournisseur) SEOLIS DEUX SEVRES SIEDS	493 276,0	59 916,7	17 852,1	42 064,6	603,4	42 668,0
ES ENERGIES STRASBOURG	152 903,5	44 109,3	4 929,2	39 180,1	2 005,8	41 185,9
SAEML UEM USINE D'ELECTRICITE DE METZ	125 302,9	16 886,6	5 535,7	11 350,9	1 162,7	12 513,6

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges prévisionnelles au titre de 2016
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
S.I.C.A.E. REGION DE PITHIVIERS	150 221,4	14 132,1	4 905,6	9 226,5	134,7	9 361,2
Coopérative d'Électricité SAINT-MARTIN DE LONDRES	41 252,9	9 057,8	1 585,1	7 472,6	61,0	7 533,6
S.I.C.A.E. de la SOMME et du CAMBRAIS	113 552,6	10 879,8	4 268,6	6 611,3	178,8	6 790,1
S.I.C.A.E. OISE	85 964,6	8 555,2	3 089,8	5 465,4	213,4	5 678,8
Coopérative de droit suisse ELEKTRA BIRSECK	25 489,0	4 169,9	912,2	3 257,7	51,6	3 309,4
SICAE du CARMAUSIN	10 062,6	3 460,2	345,3	3 114,8	36,6	3 151,4
GAZ ÉLECTRICITÉ DE GRENOBLE	33 626,8	4 455,4	1 992,1	2 463,2	532,0	2 995,2
Régie d'Électricité U.E.M. NEUF BRISACH	20 304,6	4 023,6	1 666,1	2 357,4	55,1	2 412,5
SOREA	35 994,5	3 497,0	1 103,4	2 393,6	17,3	2 410,9
Énergie Développement Services du BRIANÇONNAIS	48 419,1	3 694,7	1 393,8	2 300,8	34,5	2 335,4
Régie du Syndicat Électrique Intercommunal PAYS CHARTRAIN	69 693,2	4 547,6	2 730,7	1 817,0	145,6	1 962,6
EPIC ENERGIES SERVICES LAVAUR - Pays de Cocagne	15 649,9	2 699,3	889,7	1 809,6	50,2	1 859,8
SICAE EST	11 206,7	2 133,4	397,2	1 736,2	66,3	1 802,4
S.I.C.A.E. DE LA REGION DE PRECY SAINT-MARTIN	7 009,8	1 866,5	223,6	1 642,8	10,2	1 653,0
Régie Municipale d'Électricité CREUTZWALD	24 879,6	2 936,0	1 389,1	1 546,9	46,0	1 592,9
ENERGIE ET SERVICES DE SEYSEL (SAEML)	3 346,3	1 640,0	108,2	1 531,9	52,4	1 584,2
Société d'Électricité Régionale des CANTONS DE LASSIGNY & LIMITOPHES	11 540,5	1 817,2	367,2	1 450,0	59,9	1 509,9
Régie Communale d'Électricité MONTATAIRE	14 447,6	2 174,0	942,7	1 231,3	192,4	1 423,7
LES USINES MUNICIPALES D'ERSTEIN	7 432,6	1 546,4	322,3	1 224,0	26,3	1 250,4
Régie d'Électricité du Syndicat du SUD DE LA REOLE	3 005,9	1 255,6	110,4	1 145,1	21,4	1 166,6
SICAE de l'Aisne	3 496,9	1 221,5	131,1	1 090,4	66,4	1 156,7
GASCOGNE ENERGIES SERVICES AIRE SUR L'ADOUR (ex Régies Municipales)	2 725,0	1 213,4	105,9	1 107,5	18,8	1 126,3
VIALIS - REGIE MUNICIPALE DE COLMAR	1 804,2	806,2	65,4	740,8	349,2	1 090,0

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges prévisionnelles au titre de 2016
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Régie municipale d'Électricité SAVERDUN	5 071,9	1 376,7	339,5	1 037,1	29,8	1 066,9
Régie Communale d'Électricité MONTDIDIER	15 364,1	1 509,9	607,7	902,2	28,3	930,6
Régie Municipale d'Électricité MAZERES	1 938,2	976,5	68,4	908,1	9,5	917,6
Régie Municipale d'Électricité et de Gaz Energie Services Occitans CARMAUX ENEO	8 626,1	1 241,2	463,1	778,1	89,2	867,2
R.S.E. REGIE SERVICES ENERGIE AMBERIEUX	1 427,6	703,5	47,1	656,4	22,1	678,5
Régie municipale d'Électricité VARILHES	1 244,5	640,1	50,8	589,3	10,0	599,2
Régie Municipale d'Énergie Électrique QUILLAN	5 812,2	649,8	211,3	438,4	21,6	460,1
S.I.C.A.E. E.L.Y. :RÉGION EURE & LOIR YVELINES	1 259,0	470,3	47,0	423,3	11,8	435,2
Syndicat d'Electricité SYNERGIE MAURIENNE	7 108,7	688,6	277,1	411,5	6,5	418,0
Energies Services LANNEMEZAN	641,4	344,9	20,3	324,5	79,6	404,1
Régie Municipale de Distribution d'Énergie VILLARD BONNOT	13 226,7	989,7	655,3	334,5	13,6	348,1
Régie Intercommunale d'Électricité NIEDERBRONN REICHSHOFFEN	591,0	316,7	17,7	299,0	7,1	306,0
Régie Municipale d'Électricité CAZÈRES	624,5	296,0	23,8	272,2	23,6	295,8
Régie Municipale d'Electricité BAZAS	543,6	255,1	19,5	235,6	21,8	257,4
Société d'économie mixte locale DREUX - GEDIA	56,1	28,7	1,7	27,0	222,7	249,7
Régie d'Électricité d'Elbeuf	118,1	56,0	4,1	51,9	192,2	244,1
Régie du Syndicat Intercommunal d'Énergies VALLÉE DE THÔNES	388,0	208,9	12,9	196,0	26,8	222,8
Régie d'Électricité SAINT-QUIRC - CANTE - LISSAC - LABATUT	404,5	217,8	16,5	201,3	4,6	205,8
Régie Municipale d'Électricité GIGNAC	420,0	190,1	13,6	176,5	21,6	198,1
Régie Municipale d'Électricité LA BRESSE	7 203,5	540,1	358,6	181,4	5,5	186,9
S.I.C.A.E. CANTONS DE LA FERTE-ALAIS & LIMITOPHES	337,9	172,4	11,3	161,0	8,1	169,2

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales k€	Charges prévisionnelles au titre de 2016 k€
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Régie Municipale d'Électricité MONTESQUIEU VOLVESTRE	328,1	162,8	11,4	151,4	9,8	161,2
Régie d'Énergies SAINT-MARCELLIN	219,9	118,7	12,4	106,3	51,9	158,2
Régie Municipale d'Électricité SALLANCHES	228,9	119,6	10,1	109,5	35,4	144,9
Régie Municipale d'Électricité CAZOULS LÈS BÉZIERS	226,6	123,0	9,7	113,3	18,2	131,5
Régie Communale d'Électricité UCKANGE	801,1	141,2	39,9	101,3	27,1	128,4
Régie Municipale d'Électricité LOOS	30,8	16,7	1,6	15,0	109,7	124,7
Régie Électrique Municipale PRATS DE MOLLO LA PRESTE	3 002,9	224,6	110,4	114,2	4,4	118,6
SAEML HUNELEC Service de Distribution Public HUNELEC	151,3	91,1	5,0	86,1	28,2	114,3
Régie Municipale d'Électricité ENERGIS SAINT-AVOLD	117,1	64,4	4,1	60,2	51,6	111,9
Régie municipale d'Électricité TARASCON-SUR-ARIÈGE	5 170,3	301,8	208,6	93,2	16,5	109,8
Régie Gaz Électricité de la Ville BONNEVILLE	175,5	81,3	8,0	73,3	31,0	104,3
Régie Électrique ALLEVARD	193,8	101,4	11,0	90,4	10,2	100,6
S.I.V.U. LABERGEMENT SAINTE-MARIE	1 749,3	166,5	79,6	86,9	1,9	88,8
GAZELEC DE PERONNE	202,5	42,6	8,6	34,0	48,1	82,1
Régie Municipale d'Électricité ARIGNAC	325,7	91,4	12,0	79,4	1,5	80,8
GAZ DE BARR	139,6	59,3	4,1	55,2	20,5	75,7
Coopérative d'Électricité VILLIERS SUR MARNE	56,4	29,2	2,1	27,0	44,1	71,2
Régie Communale d'Électricité GATTIÈRES	136,3	73,2	5,1	68,1	1,5	69,6
S.I.C.A.E. VALLEE DU SAUSSERON	84,6	40,0	3,3	36,7	29,8	66,5
Régie Municipale d'Électricité AMNÉVILLE	99,2	56,2	3,5	52,7	10,5	63,2
Régie d'Électricité BITCHE	60,6	33,6	2,1	31,5	21,7	53,2
Régie Municipale d'Électricité SAINT-PIERRE D'ALLEVARD	89,6	53,0	5,0	48,0	4,7	52,7

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges prévisionnelles au titre de 2016
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Régie Électrique AIGUEBLANCHE	91,2	51,4	2,9	48,4	2,9	51,3
Régie Municipale d'Électricité SALINS LES BAINS	60,4	32,8	2,6	30,2	20,0	50,2
Régie Électrique GERVANS	92,0	53,9	3,8	50,1	-	50,1
Régie Municipale d'Électricité VINAY	131,4	48,6	7,3	41,3	8,7	50,0
Régie Municipale d'Électricité ROMBAS	65,9	36,2	3,3	32,9	13,7	46,6
Régie Municipale d'Électricité et de Télédistribution MARANGE SILVANGE TERNEL	40,0	23,8	1,5	22,3	24,0	46,3
Régie Municipale d'Électricité HOMBORG HAUT	36,2	17,9	1,0	16,9	28,6	45,5
Régie Communale de Distribution d'Electricité MITRY MORY	48,8	25,8	1,3	24,5	19,0	43,5
Régie SDED EROME	76,8	45,8	4,3	41,5	1,1	42,7
Régie d'Électricité SCHOENECK	66,9	37,7	2,0	35,7	4,3	40,0
Régie municipale d'Électricité MIRAMONT DE COMMINGES	94,9	38,6	3,6	35,1	3,4	38,4
Régie Municipale de Distribution d'Électricité de HAGONDANGE	40,4	23,4	1,6	21,9	12,7	34,6
Régie Municipale d'Électricité LARUNS	81,2	34,8	4,6	30,2	3,2	33,4
Régie Électrique DALOU	91,6	33,4	1,7	31,7	0,9	32,6
Régie Électrique Communale BOZEL	55,8	32,6	1,8	30,8	1,7	32,5
S.A.I.C. PERS LOISINGES	65,9	35,7	3,3	32,4	-	32,4
Régie Municipale d'Électricité de la ville de SARRE UNION	40,3	15,0	1,6	13,4	18,1	31,6
Régie Électrique Municipale SAINT-LAURENT DE CERDANS	14,0	10,0	0,6	9,4	21,4	30,8
Régie de Distribution d'Énergie Électrique SAINT-MARTIN SUR LA CHAMBRE	52,5	30,0	1,5	28,5	0,3	28,7
Régie Municipale Multiservices de LA REOLE	24,3	10,8	0,9	9,8	16,5	26,4
R.M.E.T. TALANGE	26,9	14,4	0,9	13,5	12,7	26,2
SEM BEAUVOIS DISTRELEC	42,1	19,2	1,4	17,7	7,5	25,2

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges prévisionnelles au titre de 2016
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Régie d'électricité TOURS EN SAVOIE	45,3	25,0	1,9	23,1	0,3	23,4
Régie d'Electricité du Morel	40,6	23,1	1,5	21,6	0,4	22,0
Régie Municipale d'Électricité ROQUEBILLIERE	35,9	19,4	1,3	18,1	3,4	21,5
Régie Municipale d'Électricité SAINT-PRIVAT LA MONTAGNE	34,7	21,0	1,1	19,9	1,2	21,1
Régie Municipale d'Électricité LA CHAMBRE	91,5	21,2	2,7	18,5	1,7	20,2
Centrale Électrique VONDERSCHEER	43,8	20,1	1,8	18,3	1,2	19,4
Régie Communale d'Électricité SAINTE-MARIE AUX CHENES	34,0	16,9	1,2	15,7	3,6	19,3
Régie Électrique TIGNES	217,8	23,5	6,8	16,6	2,3	18,9
Régie Municipale de Distribution CLOUANGE	25,1	13,7	0,7	13,0	5,0	18,0
Régie Municipale d'Électricité de SAINT-AVRE	33,0	17,7	1,7	16,0	1,3	17,4
Régie Municipale d'Électricité MONTOIS LA MONTAGNE	16,9	8,4	0,7	7,7	9,3	17,0
Régie Municipale d'Électricité MARTRES TOLOSANE	19,2	10,2	0,7	9,5	7,4	16,9
S.I.C.A.E. CARNIN	49,5	16,5	1,7	14,9	1,3	16,2
Régie Municipale d'Électricité ALLEMONT	33,5	16,0	1,9	14,1	1,8	15,9
Régie Municipale Électrique LES HOUCHES	27,3	13,2	1,1	12,1	3,0	15,1
Régie Électrique MONTVALEZAN	42,0	17,0	2,3	14,7	0,3	15,0
S.I.V.U. d'Électricité LUZ SAINT-SAUVEUR - ESQUIEZE SERE - ESTERRE	168,5	17,0	5,4	11,6	1,7	13,3
Régie Municipale d'Électricité SÉCHILLENNE	26,9	11,9	1,5	10,4	1,0	11,4
Régie Électrique FONTAINE AU PIRE	14,3	6,5	0,5	6,0	4,7	10,7
Régie Municipale d'Électricité GANDRANGE BOUSSANGE	17,9	9,5	0,6	8,9	1,4	10,3
Régie Électrique VILLARODIN BOURGET	21,8	10,7	0,6	10,1	-	10,1
Régie Électrique CAPVERN LES BAINS	18,6	8,7	1,0	7,7	2,3	10,1

ELD	Charges dues aux contrats d'achats				Charges sociales	Charges prévisionnelles au titre de 2016
	quantité achetée ¹	coût d'achat	coût évité	surcoût		
	MWh	k€	k€	k€		
Régie Communale d'Électricité PIERREVILLERS	17,0	9,6	0,6	9,0	0,8	9,7
Régie Communale Électrique SAULNES	12,0	6,5	0,6	5,9	3,5	9,4
Régie Électrique Municipale LA CHAPELLE	25,9	10,3	1,4	8,9	0,5	9,4
Régie Municipale d'Électricité SAINTE-MARIE DE CUINES	17,8	9,0	0,7	8,3	0,9	9,3
Régie Municipale d'Électricité PONTAMAFREY MONTPASCAL	18,0	9,8	0,8	9,0	-	9,0
Régie Municipale d'Électricité MOUTARET	18,1	9,5	1,0	8,5	0,4	8,9
Régie Électrique MERCUS GARRABET	11,1	5,8	0,5	5,4	2,3	7,6
Régie Électrique LA CABANASSE	14,7	7,5	0,6	6,9	0,3	7,2
Régie Municipale d'Électricité VICDESSOS	10,7	6,3	0,4	5,9	0,7	6,7
Régie Municipale d'Électricité PRESLE	12,8	6,9	0,8	6,1	0,5	6,6
Régie Électrique SAINTE-FOY TARENTEISE	17,1	7,2	0,9	6,3	0,3	6,6
Régie d'Électricité PINSOT	10,3	6,1	0,3	5,8	0,5	6,3
Régie Municipale d'Électricité MERENS LES VALS	10,2	6,0	0,5	5,5	0,4	5,9
Régie Municipale d'Électricité SAINT-PAUL CAP DE JOUX	5,9	2,6	0,3	2,3	3,4	5,7
Régie Municipale Électrique SAINT-LÉONARD DE NOBLAT	765,7	31,4	31,9	- 1	5,6	5,1
Régie d'Électricité LA FERRIERE D'ALLEVARD	9,2	4,2	0,6	3,6	0,6	4,2
Régie Électrique AVRIEUX	7,0	4,2	0,4	3,8	0,2	4,0
Régie Électrique PETIT COEUR	3,8	2,2	0,2	2,0	1,0	3,0
Régie municipale d'Électricité QUIÉ	3,0	1,8	0,1	1,7	0,3	2,0
Régie Électrique Municipale VILLAROGER	1,2	0,8	0,1	0,7	0,2	0,8

¹ nette du surplus revendu à EDF

C. Charges prévisionnelles supportées par les fournisseurs alternatifs au titre de 2016

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 peuvent 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, sept prévoient de supporter des charges en 2016 au titre de la mise en œuvre du TPN, pour 311 236 bénéficiaires et des charges totales s'élevant à 25,7 M€. Le détail est donné dans le tableau suivant.

	Nombre de bénéficiaires	Pertes de recette	Frais de mise en œuvre	Charges prévisionnelles au titre du TPN en 2016
	-	k€	k€	k€
ENGIE (ex-GDF SUEZ SA)	250 000	21 474,7	367,1	21 841,8
Direct Energie	58 866	3 230,7	379,6	3 610,4
Enercoop	1 455	119,5	22,0	141,6
PLANETE OUI	680	58,1	7,0	65,0
PROXELIA	163	15,4	6,7	22,1
Energem	40	3,2	-	3,2
SELIA	32	3,0	1,1	4,2

Conformément à l'arrêté du 24 novembre 2005, la compensation des charges dues au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité s'effectue, pour chaque fournisseur alternatif, à hauteur de 20 % des charges dues au TPN, dans la limite des versements effectués au fonds de solidarité pour le logement. Pour 2016, cette compensation s'élève à **4,4 M€** pour l'ensemble des fournisseurs alternatifs ayant déclaré des charges afférentes à ce dispositif.

Les charges dues aux dispositions sociales prévues au titre de l'année 2016 s'élèvent à **30,1 M€** (25,7 M€ + 4,4 M€).

D. Charges prévisionnelles supportées par Electricité de Mayotte au titre de 2016

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 de vente d'électricité 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 évalués, à l'instar des autres zones non interconnectées, comme 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

L'évolution prévisionnelle de différentes composantes du coût de production d'EDM est établie sur la base d'une hypothèse de hausse de la consommation électrique de 12,3 % par rapport à 2014. Un taux de pertes prévisionnel de 8,5 % a été retenu.

Les coûts de production tiennent compte également d'un prix de la couverture financière du fioul domestique et 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). Les coûts prévisionnels d'achat des quotas CO₂ ont été estimés à 1,6 M€ avec l'hypothèse de prix retenue par EDM de 7,7 €/tCO₂ (sur la base du prix à terme du produit DEC 2016 observé sur le marché boursier ICE¹⁰ EUA le 12 juin 2015).

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 (1,8 M€).

Le montant total prévisionnel des coûts de production d'EDM est évalué, pour 2016, à **112,6 M€**, dont 60 % au titre des combustibles (68,0 M€).

1.2. Recettes de production prévisionnelles

Les recettes de production d'EDM en 2016 sont obtenues en retranchant du chiffre d'affaires prévisionnel, issu de la vente d'électricité aux tarifs réglementés de vente, 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 2016, conformément à l'article L. 362-4 du code de l'énergie, s'élèvent à **22,0 M€**

Les recettes totales prévisionnelles d'EDM en 2016 s'élevant à 31,9 M€. Les recettes de production prévisionnelles, incluant celles provenant de la vente des pertes et des services systèmes, s'établissent à 8,1 M€ comme indiqué dans le tableau 1.11.

Tableau 1.11 : recettes de production prévisionnelles au titre de 2016

(+) Recettes prévisionnelles 2016	31,7 M€
(+) Recettes théoriques tarif agents EDM 2016	0,2 M€
Recettes totales 2016 à considérer	31,9 M€
(-) Recettes de distribution 2016	23,0 M€
(-) Recettes de gestion clientèle 2016	1,3 M€
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	1,0 M€
Recettes brutes de production	8,6 M€
Recettes de production 2016*	8,1 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 D.2.

1.3. Surcoûts de production prévisionnels

Les coûts et recettes prévisionnels d'EDM pour 2016 étant respectivement de 112,6 M€ et 8,1 M€, le montant prévisionnel des surcoûts de production d'EDM pour 2016 est donc estimé à **104,5 M€**. Il est en augmentation de 14% par rapport à 2014 (91,2 M€).

2. Surcoûts dus aux contrats d'achat

Les surcoûts dus aux contrats d'achat sont évalués comme 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 ».

Le développement de la filière photovoltaïque ralentit. EDM prévoit l'installation de 1,4 MW supplémentaires par rapport au parc en fonctionnement à fin 2014. Les volumes d'achat prévisionnels pour 2016 sont de 18,4 GWh pour un montant de 8,0 M€.

La part production dans les tarifs de vente 2016 étant estimée à 25,36 €/MWh, le surcoût prévisionnel imputable aux contrats d'achat est évalué à **7,5 M€**, comme détaillé dans le tableau 1.12.

¹⁰ Intercontinental Exchange.
21/23

Tableau 1.12 : surcoûts prévisionnels dus aux contrats d'achat supportés par EDM au titre de 2016

(+) Coût d'achat 2016	8,0 M€
Quantités achetées en 2016	18,4 GWh
Taux de pertes 2016	8,5 %
Quantités achetées et consommées ¹¹	16,8 GWh
Part production du tarif de vente	25,36 €/MWh
(-) Coût évité par les contrats d'achat	0,4 M€
Surcoût dû aux contrats d'achats en 2016	7,5 M€

3. Charges dues aux dispositifs sociaux

EDM estime que 50% de la clientèle domestique sera concernée par ce tarif, soit environ 18 873 clients. La perte de recette due à l'application du tarif de première nécessité est évaluée pour 2016 à **1,8 M€**. Ce montant ne tient pas compte de l'instauration du nouveau dispositif du chèque énergie mentionné au paragraphe A.5.

4. Charges totales prévisionnelles d'EDM au titre de 2016

Au total, les charges prévisionnelles d'EDM au titre de 2016 sont évaluées à **113,8 M€** (104,5 M€ au titre des surcoûts de production + 7,5 M€ au titre des contrats d'achat + 1,8 M€ au titre des dispositifs sociaux).

E. Charges prévisionnelles supportées par RTE au titre de 2016

1. Contexte

La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a intégré aux charges de service public de l'électricité un volet relatif à la valorisation de l'effacement de consommation. Les coûts supportés par RTE, gestionnaire du réseau public de transport d'électricité, résultant de la mise en œuvre des appels d'offres incitant au développement des effacements de consommation mentionnés à l'article L. 271-4 sont ainsi pris en compte. Ce dispositif vient en remplacement de la prime aux opérateurs d'effacement abrogée par cette même loi.

2. Montant des charges prévisionnelles

A défaut d'information sur le lancement éventuel d'un tel appel d'offres au cours de l'année 2016, la CRE n'a retenu aucune charge prévisionnelle au titre de cette disposition pour cette année.

F. Charges prévisionnelles de service public au titre de 2016

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'électricité au titre de 2016 est évalué à **7 034,8 M€**, réparti comme indiqué dans le tableau 1.13.

¹¹ 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.

Tableau 1.13 : Décomposition des charges prévisionnelles au titre de 2016

	Charges prévisionnelles au titre de 2016 (M€)	Charges constatées au titre de 2014 (M€)	Principales justifications de la variation 2014-2016
EDF	6 662,5	5 734,7	
Surcoûts contrats d'achat (hors ZNI)	4 741,1	3 758,6	Hausse des volumes achetés, en particulier pour le photovoltaïque et l'éolien. Baisse du prix de marché de référence (et donc du coût évité). Prise en compte du coût des écarts identifiés au sein d'un périmètre d'équilibre dédié à l'obligation d'achat en 2016.
Prime aux cogénérations de plus de 12 MW	65,6	24,3	
Complément de rémunération	17,0	0,0	Entrée en vigueur attendue du complément de rémunération en 2016.
Surcoûts ZNI	1 557,9	1 739,6	
<i>Surcoûts de production</i>	523,1	707,4	Diminution du coût d'achat des combustibles, des quotas CO ₂ , des coûts du personnel et des autres achats liée à la fin de remplacement des centrales de production thermiques du parc d'EDF par des centrales d'un producteur tiers
<i>Surcoûts contrats d'achat</i>	1 034,8	1 032,2	Hausse des coûts due à l'entrée en service de nouvelles centrales thermiques exploitées par EDF PEI compensée par une diminution importante des coûts de combustibles. Mise en service des premières installations photovoltaïques avec stockage.
Charges dispositions sociales	280,8	212,2	Augmentation du nombre de bénéficiaires.
ELD	228,5	199,5	Hausse des volumes et montants d'achat, en particulier photovoltaïque et éolien
Fournisseurs alternatifs	30,1	4,3	Elargissement du TPN à l'ensemble des fournisseurs d'électricité.
EDM	113,8	98,5	
<i>Surcoûts de production</i>	104,5	91,2	Hausse de la consommation (+12%) atténuée par la baisse des coûts de combustibles
<i>Surcoûts contrats d'achat</i>	7,5	7,2	Développement des achats à la filière photovoltaïque
<i>Charges dispositions sociales</i>	1,8	0,0	Fourniture des clients au TPN qui n'était pas mis en œuvre en 2014
RTE	0,0	0,0	Pas d'appel d'offres "effacement" prévu pour 2016.
Total	7 034,8	6 037,0	