

ANNEXE 1

Charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de l'année 2017 (CP'17)

Cette annexe présente les charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de l'année 2017 pour les différents opérateurs concernés. Les charges de services public sont présentées selon l'énergie – électricité ou gaz – qu'elles concernent, avant qu'une synthèse présente un récapitulatif de l'ensemble des charges.

Les charges ont été calculées à partir des déclarations envoyées par les opérateurs concernés avant le 30 avril 2016.

Les charges supportées par les opérateurs en métropole continentale sont séparées le cas échéant de celles supportées dans les zones non interconnectées. Est en outre précisée l'affectation des charges au compte d'affectation spécial (CAS) « Transition énergétique » ou au programme budgétaire « Service public de l'énergie » (budget général).

La notion des zones non interconnectées (ZNI) au réseau électrique de la métropole continentale couvre les territoires suivants : Corse, Martinique, Guadeloupe, La Réunion, Guyane, Mayotte, Wallis-et-Futuna, Saint-Pierre et Miquelon, Saint Martin, Saint Barthélemy, les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant, de Sein, l'archipel des Glénan et l'île anglo-normande de Chausey. Les collectivités territoriales autonomes Polynésie française et Nouvelle-Calédonie ne sont pas assimilées aux ZNI.

Les charges de service public de l'énergie dans les ZNI sont supportées par Electricité de Mayotte (EDM) à Mayotte, par Électricité et Eau de Wallis-et-Futuna (EEWF)¹ à Wallis-et-Futuna et dans les autres territoires par la direction Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) du groupe Électricité de France (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.

Opérateurs supportant des charges de service public de l'énergie ayant déclaré la prévision de leurs charges au titre de 2017

Les différents opérateurs ayant déclaré la prévision de leurs charges de service public de l'énergie au titre de 2017 sont listés dans le tableau suivant, qui identifie les types de charges qui les concernent².

L'ordonnance n° 2016-572 du 12 mai 2016 portant extension et adaptation aux îles Wallis et Futuna de diverses dispositions du code de l'énergie organise la mise en œuvre progressive de la péréquation tarifaire à partir de 2016. En conséquence, EEWF a transmis à la CRE une prévision des charges à supporter au titre de 2017.

L'article L. 121-19-1 du code de l'énergie précise que « *pour chaque opérateur, si le montant de la totalité des acomptes versés au titre d'une année est inférieur, respectivement supérieur, au montant constaté des charges mentionnées aux articles L. 121-7, L. 121-8 et L. 121-8-1, 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* ».

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

Dans ces conditions, la CRE a calculé les charges prévisionnelles au titre de l'année 2017 à partir des déclarations transmises par les opérateurs après avoir attiré, le cas échéant, leur attention sur les éventuelles erreurs manifestes détectées.

¹ Société concessionnaire de la distribution publique d'électricité dans les îles Wallis et Futuna, filiale du groupe ENGIE.

² Les cases grisées indiquent que le type de charges indiqué dans la colonne ne s'applique pas à l'opérateur visé par la ligne.

		EDF	EDM	EWF	RTE	Organismes agréés ³	Acheteur de dernier recours ⁴	ELD ⁵	Autres fournisseurs ⁶
Électricité	Contrats d'achat	✓	✓	✓				✓	
	Complément de rémunération	✓							
	Primes cogén. sup. 12 MW	✓							
	Effacement								
	Péréquation tarifaire dans les ZNI ⁷	✓	✓	✓					
	Dispositifs sociaux	✓	✓					✓	✓
Gaz	Obligation d'achat biométhane							✓	✓
	Dispositifs sociaux	✓						✓	✓

Avertissement

La CRE rappelle que les données indiquées dans cette annexe sont incertaines car prévisionnelles.

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.

³ Organismes mentionnés à l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie agréés pour la reprise de contrats d'obligation d'achat signés par EDF ou une ELD en métropole continentale.

⁴ Acheteur mentionné à l'article L. 314-26 du code de l'énergie désigné par l'autorité administrative, tenu de signer un contrat d'achat avec les producteurs bénéficiant du complément de rémunération qui en font la demande et qui justifient l'impossibilité de vendre leur électricité.

⁵ Entreprises locales de distribution

⁶ Autres qu'EDF, EDM, EWF et les ELD.

⁷ Hors contrats d'achat

SOMMAIRE

A. CHARGES DE SERVICE PUBLIC EN ÉLECTRICITÉ	5
1. CHARGES DE SERVICE PUBLIC DANS LES ZONES NON INTERCONNECTÉES EN DEHORS DES SURCÔUTS LIÉS AUX CONTRATS D'ACHAT DE L'ÉLECTRICITÉ ET CHARGES LIÉES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX	5
1.1 SURCÔUTS DE PRODUCTION DANS LES ZONES NON INTERCONNECTÉES	5
1.1.1 Surcoûts de production prévus par EDF pour 2017	6
1.1.1.1 Coûts de production	6
1.1.1.2 Recettes de production	7
1.1.1.3 Surcoûts de production	8
1.1.2 Surcoûts de production prévus par EDM pour 2017	8
1.1.2.1 Coûts de production	8
1.1.2.2 Recettes de production	9
1.1.2.3 Surcoûts de production	10
1.1.3 Surcoûts de production et d'achat d'énergie prévus par EEFW pour 2017	10
1.1.3.1 Coûts	10
1.1.3.2 Recettes	11
1.1.3.3 Surcoûts de production	11
2. SURCÔUTS LIÉS AUX CONTRATS D'ACHAT	11
2.1 SURCÔUTS D'ACHAT PRÉVISIONNELS POUR EDF EN MÉTROPOLE CONTINENTALE AU TITRE DE 2017	12
2.1.1 Coûts liés aux contrats d'achat	12
2.1.1.1 Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels	12
2.1.1.2 Coût du contrôle des installations de cogénération, biomasse et biogaz	13
2.1.1.3 Coûts liés à la gestion du périmètre d'équilibre dédié à l'obligation d'achat	13
2.1.2 Coûts évités à EDF par les contrats d'achat	13
2.1.2.1 Cas général	14
2.1.2.2 Coût évité par la production photovoltaïque	15
2.1.2.3 Cas particulier des installations bénéficiant d'un contrat horosaisonnalisé	16
2.1.2.4 Cas particulier des installations bénéficiant d'un contrat « appel modulable »	16
2.1.2.5 Prise en compte de l'imprévisibilité d'une partie de la production sous obligation d'achat	16
2.1.2.6 Coût total évité à EDF par les contrats d'achat	16
2.1.3 Surcoûts liés aux contrats d'achat pour EDF en 2017	16
2.2 SURCÔUTS D'ACHAT PRÉVISIONNELS POUR LES ELD AU TITRE DE 2017	17
2.2.1 Coûts d'achat déclarés par les ELD	17
2.2.2 Calcul des coûts évités	17
2.2.3 Surcoûts d'achat prévus par les ELD au titre de 2017	17
2.3 SURCÔUTS D'ACHAT PRÉVISIONNELS POUR EDF DANS LES ZNI AU TITRE DE 2017	17
2.3.1 Coûts prévisionnels liés aux contrats d'achat	17
2.3.2 Coûts évités à EDF par les contrats d'achat	19
2.3.3 Surcoûts dus aux contrats d'achat supportés par EDF dans les ZNI	19
2.4 SURCÔUTS D'ACHAT PRÉVISIONNEL POUR EDM AU TITRE DE 2017	19
2.4.1 Coûts liés aux contrats d'achat à Mayotte	19
2.4.2 Coûts évités à EDM par les contrats d'achat à Mayotte	19

2.4.3	Surcoûts dus aux contrats d'achat supportés par EDM à Mayotte	20
2.5	SURCOÛTS D'ACHAT PRÉVUS PAR EEWf AU TITRE DE 2017.....	20
3.	CHARGES LIEES A LA REMUNERATION DE LA DISPONIBILITE DES COGENERATIONS DE PLUS DE 12 MW 20	
4.	COMPLEMENT DE RÉMUNERATION	20
5.	CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX.....	21
5.1	CHARGES LIÉES AU « TARIF DE PREMIÈRE NÉCESSITÉ ».....	23
5.1.1	Pertes de recettes liées au TPN	23
5.1.2	Surcoûts de gestion	23
5.1.3	Services liés à la fourniture.....	23
5.1.4	Bilan des charges liées au TPN.....	23
5.1	CHARGES LIÉES AUX DISPOSITIFS D’AFFICHAGE DÉPORTÉ.....	23
5.2	CHARGES LIÉES AU DISPOSITIF INSTITUÉ EN FAVEUR DES PERSONNES EN SITUATION DE PRÉCARITÉ.....	23
5.3	BILAN DES CHARGES PRÉVISIONNELLES LIÉES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX PAR OPÉRATEUR.....	23
B.	CHARGES DE SERVICE PUBLIC EN GAZ	24
1.	CHARGES LIEES AUX CONTRATS D’ACHATS DE BIOMETHANE.....	24
1.1	SURCOÛTS D'ACHAT PREVISIONNELS 2017	24
1.1.1	Coûts d'achat	24
1.1.2	Coûts évité.....	24
1.1.3	Surcoûts d'achat.....	25
1.2	COÛTS PREVISIONNELS DE GESTION DES ACHETEURS DE BIOMETHANE POUR 2017.....	25
1.3	VALORISATION PREVISIONNELLE DES GARANTIES D’ORIGINES 2017	26
1.4	CHARGES PREVISIONNELLES AU TITRE DE 2017	26
2.	CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX.....	26
2.1	DÉDUCTIONS ET VERSEMENTS FORFAITAIRES.....	27
2.2	SURCOÛTS DE GESTION	28
2.3	SERVICES LIÉS À LA FOURNITURE	28
2.4	BILAN DES CHARGES LIÉES AU TSS.....	28
C.	SYNTHÈSE.....	28
1.	CHARGES DE SERVICE PUBLIC PRÉVISIONNELLES AU TITRE DE 2017	28
2.	DETAIL DES CHARGES PRÉVISIONNELLES AU TITRE DE 2017 PAR LES OPERATEURS AUTRES QU’EDF, EDM, EEWf, RTE, ORGANISMES AGRÉÉS ET ACHETEURS DE DERNIER RECOURS	31

A. CHARGES DE SERVICE PUBLIC EN ÉLECTRICITÉ

1. CHARGES DE SERVICE PUBLIC DANS LES ZONES NON INTERCONNECTÉES EN DEHORS DES SURCÔUTS LIÉS AUX CONTRATS D'ACHAT DE L'ÉLECTRICITÉ ET CHARGES LIÉES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX

Les charges de service public dans les ZNI, en dehors des surcoûts liés aux contrats d'achat de l'électricité et des charges liées aux dispositifs sociaux, correspondent :

- aux surcoûts de production d'électricité supportés dans les territoires concernés par l'opérateur historique pour l'électricité produite par les installations qu'il exploite et mentionnés au 1° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie ;
- aux surcoûts des ouvrages de stockage d'électricité gérés par le gestionnaire du système électrique mentionnés au b) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ;
- aux surcoûts supportés par les fournisseurs d'électricité en raison de la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité (MDE) mentionnés au d) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ;
- aux coûts des études mentionnés au e) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie et supportés par un producteur ou un fournisseur en vue de la réalisation de projets d'approvisionnement électrique identifiés dans le décret relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie mentionné au premier alinéa du III de l'article L. 141-5 du code de l'énergie et conduisant à un surcoût de production au titre du a) du 2° de l'article L. 121-7 dudit code, même si le projet n'est pas mené à son terme.

Pour ce qui concerne les projets de MDE dans les ZNI, en application de la délibération du 10 juin 2015⁸, la CRE a adopté la distinction suivante entre les projets de MDE :

- les projets d'infrastructure visant la MDE qui remplissent cumulativement les deux conditions suivantes :
 - Ils visent à réduire la consommation d'électricité dans les ZNI ;
 - Ils développent une infrastructure nécessitant une dépense d'investissement d'au moins un million d'euros.
- les « petites » actions de MDE, comme par exemple le remplacement des ampoules par des ampoules basse consommation, ou le remplacement d'un parc de chauffe-eau électriques par des chauffe-eau solaires, etc.

Aucun opérateur n'a déclaré de charges au titre des projets d'infrastructure visant la MDE.

Les modalités d'appréciation des surcoûts liés aux « petites » actions de MDE ainsi que les modalités d'appréciation des surcoûts liés aux projets d'ouvrages de stockage d'électricité doivent être définies dans des délibérations spécifiques de la CRE, dont la publication n'est pas intervenue au moment de la déclaration des charges. En conséquence, aucun opérateur n'a déclaré des charges à ce titre. Cependant, dans l'attente de la publication desdites délibérations et à l'instar de traitement adopté les années précédentes, les coûts de développement des « petites » actions de MDE développées dans les ZNI par les opérateurs historiques EDF SEI et EDM sont pris en compte pour le calcul de la compensation au travers des coûts commerciaux.

Pour ce qui concerne les coûts liés aux projets d'études dans les ZNI, les modalités d'application du e) du 2° de l'article L. 121-7 doivent être précisées dans des textes réglementaires dont la publication n'est pas intervenue au moment de la déclaration des charges. En conséquence, aucun opérateur n'a déclaré de charges à ce titre.

Ainsi, les paragraphes suivants de la présente section présentent uniquement les surcoûts de production d'électricité anticipés par EDF, EDM et EEWf pour l'électricité produite par les installations qu'ils exploitent.

1.1 Surcoûts de production dans les zones non interconnectées

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

⁸ Délibération de la CRE du 10 juin 2015 portant communication relative à la méthodologie appliquée pour l'examen d'un projet d'infrastructure visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les ZNI.

Le 1° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie précise que le montant des surcoûts de production d'électricité est égal, pour chaque ZNI, à la différence entre « le coût de production normal et complet pour le type d'installation de production considéré dans cette zone » et « le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du tarif réglementé de vente, pour la part relative à la production ».

En conséquence, le calcul de la prévision des surcoûts de production nécessite d'évaluer, dans les ZNI, les coûts de production et la part relative à la production dans les recettes pour 2017 sur la base des éléments constatés au titre de 2015, de l'actualisation du bilan énergétique des ZNI et des hypothèses économiques retenues. Ces éléments sont présentés dans les sections suivantes.

1.1.1 Surcoûts de production prévus par EDF pour 2017

1.1.1.1 Coûts de production

Les coûts de production prévisionnels déclarés par EDF dans les ZNI s'élèvent, pour 2017, à **750,1 M€**. La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le tableau 1 et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2015 et prévisionnels mis à jour pour 2016 dans le tableau 2.

Tableau 1 : Coûts de production dans les ZNI prévus par EDF pour 2017

M€	Nature de coûts retenus	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2017 prév
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	44,2	23,8	47,4	63,8	3,7	11,8	1,5	196,1
	Personnel, charges externes et autres achats	37,4	26,2	34,1	44,0	20,7	6,5	1,6	170,5
	Impôts et taxes	13,8	11,3	7,6	20,5	14,1	0,0	0,1	67,5
	Coûts de commercialisation	7,9	9,2	8,4	4,1	13,8	0,1	0,0	43,4
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	1,9	0,4	1,8	1,4	0,1	0,2	0,0	5,7
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	41,3	14,2	14,8	32,8	18,3	6,7	0,2	128,4
	Amortissements	17,1	13,7	12,4	14,9	9,3	4,5	0,3	72,2
	Frais de structure, de siège et prestations externes	13,1	13,8	11,4	13,4	14,3	0,1	0,0	66,2
Coût total		176,7	112,6	137,9	195,0	94,2	29,9	3,8	750,1

Comme affiché dans le tableau 2, les coûts de production prévisionnels pour 2017 dans les ZNI sont en diminution par rapport à 2015 (- 72,6 M€) et ceux prévus pour 2016 (- 35,1 M€).

Tableau 2 : Evolution des coûts de production dans les ZNI prévus par EDF pour 2017 par rapport aux coûts constatés au titre de 2015 et prévisionnels mis à jour pour 2016

M€	Nature de coûts retenus	2017 prév	2016 reprév	Evolution		2015	Evolution	
				en M€	en %		en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	196,1	236,8	-40,7	-17%	293,8	-97,7	-33%
	Personnel, charges externes et autres achats	170,5	168,3	2,2	1%	146,4	24,2	17%
	Impôts et taxes	67,5	65,6	1,9	3%	69,5	-1,9	-3%
	Coûts de commercialisation	43,4	41,4	2,0	5%	39,5	3,9	10%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	5,7	6,1	-0,4	-6%	8,9	-3,2	-36%
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	128,4	130,4	-1,9	-1%	130,9	-2,4	-2%
	Amortissements	72,2	71,2	1,0	1%	69,4	2,8	4%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	66,2	65,3	0,9	1%	64,4	1,7	3%
Coût total	750,1	785,2	-35,1	-4%	822,7	-72,6	-9%	

Evolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2015

Le principal facteur de la diminution des coûts par rapport à l'année 2015 est la mise en service intégrale de la centrale de Jarry en Guadeloupe, exploitée⁹ par EDF Production Electrique Insulaire – EDF PEI¹⁰, en remplacement de la centrale thermique d'EDF SEI arrêtée en 2015 ce qui s'accompagne d'une baisse des coûts d'achat des combustibles et d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre pour EDF SEI et une augmentation des coûts d'achat (cf. section A.2.3.2).

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 doit 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 2017 observé sur le marché boursier ICE¹¹ ECX EUA futures fin mars 2016, soit 5,01 €/tCO₂, ce qui est inférieur de 33 % par rapport au prix de 2015 (7,5 €/tCO₂).

⁹ 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.

¹⁰ EDF PEI est une filiale à 100 % du groupe EDF.

¹¹ Intercontinental Exchange.

Les autres achats et charges externes prévisionnelles augmentent de l'inflation prévisionnelle et intègrent, par ailleurs, les coûts supplémentaires dus aux travaux de mise en sécurité des centrales en fin de vie et aux travaux de démantèlement.

L'augmentation des coûts de commercialisation s'inscrit dans la tendance de croissance observée entre 2014 et 2015. EDF estime que le nouveau cadre réglementaire sur les projets d'infrastructures et sur les « petites » actions visant la maîtrise de la demande d'électricité doit permettre de multiplier ces actions.

Evolution par rapport à la mise à jour des coûts prévisionnels pour 2016

La principale variation entre les coûts prévisionnels pour 2017 et 2016 est liée à la baisse des coûts d'achat des combustibles et des quotas d'émission de gaz à effet de serre qui s'explique par les hypothèses d'hydraulicité normale dans les ZNI, ce qui a pour conséquence de diminuer le recours aux moyens thermiques de production.

Les hypothèses de croissance des autres coûts d'exploitation et des frais de commercialisation poursuivent les trajectoires tracées pour la mise à jour des charges prévisionnelles 2016 avec un taux d'inflation prévisionnelle de 1,4 % entre 2016 et 2017.

Les charges du capital sont évaluées en prenant en compte le rythme de mise en service des nouveaux actifs et leur amortissement.

1.1.1.2 Recettes de production

Les recettes de production prévisionnelles dans les ZNI pour 2017 s'élèvent à **228,8 M€**, réparties comme indiqué dans le tableau 3.

Tableau 3 : Recettes de productions prévisionnelles par EDF dans les ZNI pour 2017

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2017 prév
Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité ⁽¹⁾	206,9	200,3	159,4	84,7	293,5	5,1	0,8	950,7
Recettes réseau	85,6	75,3	56,8	29,3	107,5	1,2	0,3	356,0
Recettes gestion de la clientèle	10,2	10,1	8,3	3,0	16,2	0,2	0,1	48,1
Recettes brutes de production⁽²⁾	111,0	114,9	94,3	52,3	169,8	3,8	0,4	546,6
Part des recettes à considérer ⁽³⁾	40,7	13,2	32,3	40,8	29,5	3,8	0,4	160,8
Recettes de production totales⁽⁴⁾	58,2	28,8	42,7	47,6	47,0	4,1	0,5	228,8
Part production du tarif de vente ⁽⁵⁾ (€/MWh)	55,79	63,19	65,67	62,75	63,21	81,15	46,26	-

⁽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 à la section A.2.3.

⁽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 (cf. section A.2.3.2)

L'évolution des recettes de production prévisionnelles par rapport aux recettes constatées au titre de 2015 et à celles prévues pour 2016 est indiquée dans le tableau 4.

Tableau 4 : Evolution des recettes de production dans les ZNI prévues par EDF pour 2017 par rapport aux recettes constatées au titre de 2015 et prévisionnelles mises à jour pour 2016

M€	2017 prév	2016 reprév	Evolution		2015	Evolution	
			en M€	en %		en M€	en %
Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité ⁽¹⁾	950,7	923,4	27,4	3%	900,8	49,9	6%
Recettes réseau	356,0	344,2	11,8	3%	336,3	19,7	6%
Recettes gestion de la clientèle	48,1	47,0	1,1	2%	46,6	1,5	3%
Recettes brutes de production⁽²⁾	546,6	532,1	14,5	3%	517,8	28,8	6%
Part des recettes à considérer ⁽³⁾	160,8	160,1	0,6	0%	158,0	2,7	2%
Recettes de production totales⁽⁴⁾	228,8	226,9	1,9	1%	222,8	6,0	3%

Evolution par rapport aux recettes constatées au titre de 2015

La prévision des recettes de production est établie sur la base des recettes constatées en 2015 en prenant en compte les hypothèses suivantes :

- hausse moyenne de la consommation de 3,1 % entre 2015 et 2017. La hausse dans chaque ZNI est uniformément répartie sur l'ensemble des catégories tarifaires ;
- taux de pertes moyen relativement stable entre 2015 et 2017, autour de 10,7 % ;
- augmentation moyenne tarifaire de 2,3 % HT par rapport aux tarifs en vigueur ;
- les recettes de distribution et les recettes de gestion de la clientèle augmentent en corrélation avec la croissance prévisionnelle de la consommation et l'évolution tarifaire considérée.

Evolution par rapport aux recettes prévisionnelles mises à jour pour 2016

Le montant de recettes prévisionnelles pour 2017 est supérieur à celui prévu pour 2016 d'environ 1 % ce qui s'explique par la poursuite de la croissance de la consommation et l'évolution tarifaire considérée.

1.1.1.3 Surcoûts de production

Les coûts et les recettes de production prévisionnels retenus par la CRE s'élèvent respectivement à 750,1 M€ et 228,8 M€, le montant des surcoûts de production prévisionnels pour 2017 dans les ZNI est égal à **521,3 M€**. Leur décomposition par zone est présentée dans le tableau 5.

Tableau 5 : Surcoûts de production prévus par EDF dans les ZNI pour 2017

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2017 prév
Coût de production	176,7	112,6	137,9	195,0	94,2	29,9	3,8	750,1
Recettes de production	58,2	28,8	42,7	47,6	47,0	4,1	0,5	228,8
Surcoûts (M€)	118,5	83,9	95,2	147,4	47,2	25,8	3,4	521,3

Ce surcoût est affecté au budget général.

1.1.2 Surcoûts de production prévus par EDM pour 2017

1.1.2.1 Coûts de production

Les coûts de production prévisionnels déclarés par EDM s'élèvent, pour 2017, à **119,7 M€**, dont 62 % au titre des combustibles (74,5 M€). La décomposition par grands postes de coût et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2015 et prévisionnels pour 2016 sont présentées dans le tableau 6. Les coûts de production prévisionnels pour 2017 augmentent par rapport à ceux constatés pour 2015 (+10,4 M€) et à ceux prévus pour 2016 (+7,1 M€).

Tableau 6 : Evolution des coûts de production prévus par EDM pour 2017 par rapport aux coûts constatés au titre de 2015 et prévus pour 2016

M€	Nature de coûts retenus	2017 prév	2016 prév	Evolution		2015	Evolution	
				en M€	en %		en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	74,5	68,0	6,5	10%	71,2	3,3	5%
	Personnel, charges externes et autres achats	21,3	20,3	1,0	5%	19,8	1,5	7%
	Impôts et taxes	0,8	0,7	0,1	10%	0,7	0,1	15%
	Coûts de commercialisation	1,8	1,8	0,1	3%	1,5	0,3	20%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	1,8	1,6	0,2	11%	1,5	0,3	21%
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	12,6	13,1	-0,5	-4%	13,5	-0,9	-7%
	Amortissements	6,3	6,4	-0,1	-2%	0,5	5,8	1231%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	0,6	0,6	0,0	3%	0,6	0,0	0%
Coût total	119,7	112,6	7,1	6%	109,3	10,4	10%	

Evolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2015

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 presque 15 % par rapport à 2015. Un taux de pertes prévisionnel de 8,5 % a été retenu.

Le parc de production à Mayotte étant majoritairement thermique, la croissance de la consommation conduit à un appel accru des centrales thermiques et, en conséquence, à une augmentation des coûts d'achat des combustibles, des quotas d'émission de gaz à effet de serre et d'autres charges d'exploitation.

Les coûts prévisionnels d'achat des quotas CO₂ ont été estimés à 1,8 M€ avec l'hypothèse de prix retenue par EDM de 8,0 €/tCO₂, évalué par EDM sur la base du prix retenu pour sa prévision des coûts de production pour 2016 inflaté (7,7 €/tCO₂).

Les coûts de production incluent par ailleurs les frais de commercialisation prévisionnels qu'EDM envisage d'engager au titre des actions visant la maîtrise de la demande d'électricité (1,8 M€).

Evolution par rapport aux coûts prévisionnels pour 2016

La variation entre les prévisions des coûts pour 2017 et 2016 s'explique principalement par le fait que les coûts d'exploitation augmentent en cohérence avec la croissance de la consommation (+8 %) et l'inflation.

Les charges de capital sont évaluées en prenant en compte le rythme de mise en service des nouveaux actifs et leur amortissement.

1.1.2.2 Recettes de production

Les recettes de production prévisionnelles pour 2017 s'élèvent pour EDM à **9,6 M€**, réparties comme indiqué dans le tableau 7.

Tableau 7 : Evolution des recettes de production prévues par EDM pour 2017 par rapport aux recettes constatées au titre de 2015 et prévues pour 2016

en M€	2017 prév	2016 prév	Evolution		2015	Evolution	
			en M€	en %		en M€	en %
(+) Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité	34,4	31,7	2,8	9%	29,2	5,2	18%
(+) Chiffre d'affaires théorique lié aux agents EDM	0,2	0,2	0,0	7%	0,2	0,0	13%
Chiffre d'affaires total à considérer	34,6	31,9	2,8	9%	29,4	5,2	18%
(-) Recettes de distribution	24,3	23,0	1,3	6%	17,4	6,9	39%
(-) Recettes de gestion clientèle	1,4	1,3	0,0	3%	1,0	0,3	33%
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	1,2	1,0	0,2	15%	1,3	-0,1	-11%
Recettes brutes de production	10,1	8,6	1,6	18%	12,2	-2,1	-17%
Recettes de production totales ⁽¹⁾	9,6	8,1	1,5	19%	11,6	-2,0	-17%
Part production du tarif de vente (€/MWh)	27,77	25,36	2,4	9%	38,50	-10,7	-28%

⁽¹⁾ Résultat de la diminution des recettes brutes de production de la part des recettes issues de la vente des kWh produits dans le cadre des contrats d'achat, traités à la section A.2.4.2.

Evolution par rapport aux recettes constatées au titre de 2015

Le chiffre d'affaires suit l'évolution des ventes d'énergie en cohérence avec les hypothèses de croissance de la consommation (+15 %) et prenant en compte une hausse de 1 % s'appliquant uniformément à l'ensemble des catégories tarifaires.

Les recettes de production d'EDM prévues pour 2017 sont obtenues en retranchant du chiffre d'affaires prévisionnel, issu de la vente d'électricité aux tarifs réglementés de vente et corrigé de l'effet du tarif agent, 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).

La croissance des recettes de distribution, égales aux coûts de distribution prévisionnels pour 2017, en application de l'article L. 362-4 du code de l'énergie, explique la baisse de recettes de production entre 2015 et 2017.

Evolution par rapport aux recettes prévues pour 2016

Le montant de recettes prévisionnelles pour 2017 est supérieur à celui prévu pour 2016 d'environ 9 % ce qui s'explique par la poursuite de la croissance de la consommation et l'évolution tarifaire considérée.

1.1.2.3 Surcoûts de production

Les coûts et les recettes de production prévisionnels retenus par la CRE s'élèvent respectivement à 119,7 M€ et 9,6 M€, le montant des surcoûts de production prévisionnels pour 2017 est évalué pour EDM à **110,1 M€**. Ce surcoût est affecté au budget général.

1.1.3 Surcoûts de production et d'achat d'énergie prévus par EEWf pour 2017

L'ordonnance n° 2016-572 du 12 mai 2016 portant extension et adaptation aux îles Wallis et Futuna de diverses dispositions du code de l'énergie organise la mise en œuvre progressive de la péréquation tarifaire à partir de 2016. En conséquence, EEWf a transmis la prévision de ses charges de service public de l'énergie à supporter au titre de 2017.

Les contraintes de temps associées à cette première année d'application de la péréquation tarifaire aux îles Wallis et Futuna n'ont toutefois pas permis à EEWf de réaliser une déclaration au format complet de la comptabilité appropriée dans les délais impartis. Par conséquent, seule une analyse relativement sommaire des charges prévisionnelles supportées par EEWf au titre de 2017 a pu être réalisée sur la base des éléments transmis. A noter que l'acceptation de la déclaration de charges prévisionnelles d'EEWF ne préjuge en rien de la manière dont seront traitées ses déclarations de charges de services public ultérieures, notamment de charges constatées, pour lesquelles un niveau de justification conforme à celui prévu par les règles de la comptabilité appropriée est attendu.

Dans ce contexte de mise en place de la péréquation tarifaire, les éléments de coûts et recettes transmis par EEWf ne sont pas encore ventilés entre activités de production et de distribution. Cette assimilation n'est toutefois pas dommageable à ce stade pour le calcul des charges de service public de l'énergie, puisque l'ordonnance du 12 mai prévoit que la part acheminement des tarifs réglementés de vente dans les îles Wallis et Futuna est égale aux coûts d'utilisation des réseaux publics de distribution de l'électricité réellement supportés par EEWf, et ce jusqu'en 2020. Ainsi, la différence entre les coûts et les recettes d'EEWF correspond aux surcoûts de production et d'achat supportés par EEWf du fait de la péréquation tarifaire. Néanmoins la variation des coûts d'utilisation des réseaux supportés par EEWf se répercutera intégralement dans les charges de service public jusqu'à cette date.

L'arrêté du 29 juin 2016 relatif à la procédure et aux conditions d'alignement des tarifs réglementés de vente de l'électricité dans les îles Wallis et Futuna sur les tarifs réglementés de vente en vigueur en métropole étend notamment la péréquation tarifaire :

- à partir du 1^{er} janvier 2017 aux 100 premiers kilowattheures consommés par mois par abonné ;
- à partir du 1^{er} juillet 2017 aux 150 premiers kilowattheures consommés par mois par abonné.

Au-delà des volumes précités qui délimitent le périmètre péréqué pour l'année 2017, les prix de l'énergie restent fixés par le cahier des charges de concession, et ce jusqu'au 1^{er} janvier 2020. Par conséquent, le calcul des charges de service public de l'énergie supportées par EEWf se limite au volume de kWh péréqué.

1.1.3.1 Coûts

Les coûts présentés sont calculés au prorata du volume péréqué sur la base des coûts totaux supportés par EEWf du fait de l'exploitation de son réseau de distribution, de son parc de production et des contrats d'achat conclus avec des producteurs tiers. L'intégralité des contrats d'achat d'énergie correspond aux contrats d'achat d'électricité photovoltaïque hors obligation d'achat.

Les coûts prévisionnels s'élèvent, pour 2017, à **3,37 M€**, dont 48 % au titre des combustibles (1,63 M€). La décomposition par grands postes de coût et leur évolution par rapport aux coûts prévisionnels pour 2016 sont présentées dans le tableau 8.

Tableau 8 : Evolution des coûts prévus par EEFW pour 2017 par rapport aux coûts prévus pour 2016

M€	Nature de coûts retenus	2017 prév périmètre péréqué	2016 prév périmètre péréqué	Evolution	
				en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	1,63	0,31	1,32	420%
	Personnel, charges externes et autres achats	1,13	0,25	0,88	358%
	Impôts et taxes	0,37	0,07	0,30	416%
	Coûts de commercialisation				
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre				
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	0,11	0,03	0,08	284%
	Amortissements	0,12	0,03	0,09	311%
	Frais de structure, de siège et prestations externes				
Coût total hors achat d'énergie		3,36	0,69	2,67	387%
Coût achat d'énergie		0,008	0,002	0,006	307%
Coût total		3,37	0,69	2,68	387%

Evolution par rapport aux coûts prévisionnels pour 2016

Les coûts prévisionnels pour 2017 sont multipliés par près de cinq par rapport à ceux prévus pour 2016 (+ 2,68 M€). Cette forte augmentation s'expliquerait principalement par l'élargissement du périmètre de la péréquation tarifaire au 1^{er} janvier et au 1^{er} juillet 2017.

1.1.3.2 Recettes

Les recettes prévisionnelles pour 2017 s'élèvent pour EEFW à **1,02 M€**.

Evolution par rapport aux recettes prévues pour 2016

Le montant de recettes prévisionnelles pour 2017 augmente de 0,79 millions d'euros par rapport à 2016, ce qui s'explique là encore essentiellement par l'élargissement du périmètre de la péréquation tarifaire.

1.1.3.3 Surcoûts de production

Les coûts et les recettes prévisionnels retenus par la CRE s'élevant respectivement à 3,37 M€ et 1,02 M€, le montant des surcoûts de production et d'achat d'énergie prévisionnels pour 2017 est évalué à **2,35 M€** pour EEFW. Ce surcoût est affecté au budget général.

2. SURCOUTS LIES AUX CONTRATS D'ACHAT

Les surcoûts d'achat prévus pour 2017, en métropole continentale et dans les ZNI, sont dus aux contrats d'achat suivants :

- les contrats relevant de l'obligation d'achat (article L. 314-1 du code l'énergie) ;
- les contrats d'achat conclus à l'issue d'appels d'offres (1° de l'article L. 311-12 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. 311-12 et L. 121-27 du code précité (2° du I de l'article R. 121-28 du code précité), dits contrats de gré-à-gré ;
- les contrats de type « appel modulable » concernant des installations dites « dispatchables ».

En application 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 le coût évité par l'acquisition de cette électricité, qui est évalué de la manière suivante :

- en métropole continentale, les coûts évités sont calculés « par référence aux prix de marché de l'électricité sauf, pour les entreprises locales de distribution, pour les quantités acquises au titre des articles L. 311-10 et L. 314-1 se substituant aux quantités d'électricité acquises aux tarifs de cession mentionnés à l'article L. 337-1, par référence à ces tarifs » ;

- dans les ZNI, les coûts évités sont calculés « par rapport à la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité ».

Les sections suivantes présentent les résultats de l'évaluation des surcoûts liés aux contrats d'achat en métropole continentale pour EDF et pour les ELD, et, dans les ZNI, pour EDF, EDM et pour EEWf.

2.1 Surcoûts d'achat prévisionnels pour EDF en métropole continentale au titre de 2017

2.1.1 Coûts liés aux contrats d'achat

2.1.1.1 Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels

La prévision des quantités achetées en 2017 est établie à partir des montants retenus au titre de 2015 et des évolutions prévues en 2016 et 2017, fournies et justifiées par EDF. Comme indiqué en introduction, la CRE n'a pas modifié ces prévisions. Celles-ci se fondent sur les hypothèses détaillées *infra*.

L'évolution de la filière cogénération sous obligation d'achat (installations de moins de 12 MW) en 2016 et 2017 est liée d'une part à l'arrivée à échéance de certains contrats d'achat, et d'autre part à la mise en service de nouvelles installations bénéficiant des dispositions de l'arrêté du 11 octobre 2013. EDF retient une hypothèse de développement de 36 MW en 2016. 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 125,7 €/MWh en 2017, soit une baisse de 3,5 % par rapport au coût moyen constaté en 2015, principalement liée à la baisse anticipée des prix du gaz.

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

Pour l'hydraulique, EDF retient une hypothèse de développement du parc à un rythme d'une dizaine de MW par an, et du maintien sous obligation d'achat des installations dont le contrat arrive à échéance, celles-ci pouvant bénéficier de l'arrêté « rénovation ». Une hypothèse d'hydraulicité normale est retenue pour le calcul du productible. Le tarif d'achat prévisionnel moyen est de 74,3 €/MWh.

Pour la filière éolienne, EDF retient une hypothèse de développement du parc installé de 90 MW par mois en 2016 et 84 MW par mois en 2017, et une durée moyenne de fonctionnement de 2 094 heures. Le tarif d'achat prévisionnel moyen est de 90,2 €/MWh, en hausse de 1,8 % par rapport à 2015 sous l'effet de l'indexation.

Le développement de la filière photovoltaïque en 2016 et 2017 se fera sous le régime tarifaire de 2011 (de l'ordre de +350 MW par an) et sous le régime des appels d'offres de 2013 et 2015 (de l'ordre de +440 MW par an en 2016 et 2017). Le prix d'achat prévisionnel moyen du photovoltaïque s'établit à 356,9 €/MWh en 2017, en baisse par rapport à la prévision 2016 (367,8 €/MWh) en raison de l'entrée en vigueur de nouveaux contrats dont les prix d'achat sont moins élevés.

Pour les centrales d'incinération, EDF prend l'hypothèse d'un développement de nouvelles installations représentant 20 MW au cours de l'année 2016 et 7 MW au cours de l'année 2017, ainsi que de la reconduction sous obligation d'achat de centrales rénovées. La durée de fonctionnement retenue est de 6 376 heures, et le tarif moyen d'achat est de 54,8 €/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 pour la filière est estimé à 168,7 €/MWh, en forte hausse en raison du développement d'installations bénéficiant des conditions de rémunération fixées par l'arrêté de 2011 et l'arrêté modificatif du 30 octobre 2015, plus favorables que la moyenne.

Pour la filière biomasse, EDF considère que 22 MW seront mis en service en 2016 par les candidats retenus à l'issue des appels d'offres de 2009 et 2010. Un développement du parc de 12 MW par an en 2016 et 2017, sous l'effet de l'arrêté tarifaire du 27 janvier 2011, est également attendu. Le coût unitaire d'achat pour la filière en 2017 est de 145,0 €/MWh.

EDF retient une hypothèse relative à l'achat des surplus des ELD (contrats RS41), en raison du développement attendu des volumes associés. Pour 2017, la prévision représente un volume de 287 GWh et un coût d'achat de 27,9 M€.

EDF prévoit le développement de la filière « gaz de mine » à horizon 2017, avec la mise en service d'une installation de 13 MW en juin 2017, représentant un volume de 51 GWh et un coût d'achat de 3 M€.

Prévisions

Les quantités d'électricité et coûts d'achat prévus par EDF en métropole continentale au titre de l'année 2017 sont présentés dans le tableau 9.

La prévision pour 2017 réalisée par EDF aboutit à un total de **50,5 TWh** pour un coût d'achat de **7 130,6 M€**.

Tableau 9 : Quantités d'électricité et coûts d'achat prévus par EDF pour 2017

	Cogénération (combustible fossile)	Cogénération (combustible fossile) dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres(*)	TOTAL
Janvier	1 185,5	0,0	0,0	500,3	2 614,7	210,8	157,5	304,9	260,4	30,6	5 264,8
Février	1 052,8	0,0	0,0	490,1	2 190,0	185,5	143,2	275,4	401,4	29,6	4 768,0
Mars	1 021,9	0,0	0,0	554,3	2 191,5	219,1	159,9	304,9	677,2	16,4	5 145,3
Avril	0,0	0,0	0,0	582,2	1 892,6	203,6	155,8	296,4	854,8	18,4	4 003,9
Mai	0,0	0,0	0,0	629,2	1 605,5	254,3	162,4	306,2	1 004,6	25,0	3 987,3
Juin	0,0	0,0	0,0	518,4	1 361,9	206,3	158,5	296,4	1 058,4	27,1	3 627,0
Juillet	0,0	0,0	0,0	364,2	1 344,0	209,9	164,5	311,0	1 099,0	22,0	3 514,7
Août	0,0	0,0	0,0	268,9	1 320,9	211,7	165,9	311,0	1 000,4	21,9	3 300,7
Septembre	0,0	0,0	0,0	234,3	1 596,0	187,2	161,4	301,0	799,2	28,3	3 307,4
Octobre	0,0	0,0	0,0	303,8	2 101,1	182,7	168,1	311,0	579,5	29,5	3 675,8
Novembre	921,8	0,0	0,0	340,4	2 387,2	187,3	164,0	301,0	323,7	43,9	4 669,4
Décembre	1 070,9	0,0	0,0	444,7	2 777,2	193,9	169,8	311,0	222,8	45,7	5 236,2
Quantités (GWh)	5 252,9	0,0	0,2	5 230,9	23 382,7	2 452,3	1 931,0	3 630,4	8 281,5	338,5	50 500,4
Quantités retenues en 2015 (GWh)	1 767,3	3 464,7	0,4	4 746,7	20 089,3	2 164,9	1 602,5	1 965,4	6 715,7	1,4	42 518,3
Coût d'achat (M€)	656,9	0,0	2,3	388,5	2 109,4	134,6	325,8	526,5	2 955,8	30,9	7 130,6
Coût d'achat retenu en 2015 (M€)	217,8	463,6	7,1	351,0	1 779,6	125,3	194,4	268,9	2 511,4	0,1	5 919,2
Coût d'achat unitaire (€/MWh)	125,1	-	14 716,6	74,3	90,2	54,9	168,7	145,0	356,9	-	141,2
Coût d'achat unitaire en 2015 (€/MWh)	123,3	133,8	19 852,4	73,9	88,6	57,9	121,3	136,8	374,0	88,6	139,2

* Autres = petites installations, surplus des ELD (RS41) et gaz de mine

Le montant des achats de l'électricité produite par les installations de cogénération est en baisse en raison de la baisse attendue du prix du gaz d'ici 2017. EDF ne prévoit pas d'appel pour les installations de cogénération en mode dispatchable.

La filière éolienne poursuit son développement avec une production estimée à 23,4 TWh, soit une augmentation de 16,4 % par rapport à 2015.

La croissance significative de la filière biomasse, qui connaît une augmentation des volumes produits de 85 % par rapport à 2015 résulte principalement de la mise en service d'installations issues de l'appel d'offres de 2010.

Les volumes d'énergie de la filière photovoltaïque augmentent de 23 % par rapport à 2015, 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. Le photovoltaïque représentera 41,5 % du coût de l'obligation d'achat en métropole, pour 16,4 % de l'énergie produite.

2.1.1.2 Coût du contrôle des installations de cogénération, biomasse et biogaz

Le contrôle des installations de cogénération, biomasse et biogaz effectué par EDF permet de vérifier leur efficacité énergétique et l'application correcte de la rémunération complémentaire facturée par le producteur.

Pour 2017, le montant prévu est identique à celui constaté en 2015, soit 0,3 M€.

2.1.1.3 Coûts liés à la gestion du périmètre d'équilibre dédié à l'obligation d'achat

EDF a déclaré au titre de l'année 2017 des coûts liés à la gestion du périmètre d'équilibre dédié à l'obligation d'achat. Ces coûts ont trait aux frais de certification des installations sous obligation d'achat au titre du mécanisme de capacité (371 k€).

La CRE avait indiqué dans sa délibération de proposition des charges 2013¹² qu'elle ne pouvait, « en l'état de la rédaction des dispositions des articles L.121-6 et suivants du code de l'énergie, inclure [les coûts de gestion attachés à la mise en œuvre de l'obligation d'achat] dans les charges à couvrir au titre des charges de service public de l'électricité. »

Les dispositions en question n'ayant pas, à la date de la présente délibération, été modifiées de sorte à permettre la compensation des coûts de gestion de l'obligation d'achat, l'analyse exposée dans la délibération du 9 octobre 2012 trouve à s'appliquer, et les coûts exposés par EDF au titre de la gestion du périmètre d'équilibre dédié à l'obligation d'achat ne peuvent dès lors pas être intégrés au montant des charges à compenser.

2.1.2 Coûts évités à EDF par les contrats d'achat

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 ».

¹² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 octobre 2012 portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2013.

2.1.2.1 Cas général

La méthodologie d'évaluation du coût évité prévisionnel pour EDF en métropole continentale est détaillée dans la délibération de la CRE du 25 mai 2016¹³. 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 de celles-ci est présenté dans les sections A.2.1.2.2 à A.2.1.2.5.

Le coût évité par la production quasi-certaine est calculé en fonction des prix de marché à terme. Le coût évité par la production aléatoire est calculé en fonction de références de prix mensuelles sur l'année 2017, qui sont calculées à partir de la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix du mois sur le prix du trimestre – ou du semestre – correspondant (poids moyen du mois dans le trimestre – ou le semestre).

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. Un facteur correctif mensuel est ainsi appliqué aux références mensuelles de prix de marché retenues.

Le coût évité ainsi obtenu pour l'année 2016 s'élève à **1 251,2 M€** (hors contrats PV, contrats à différenciation horosaisonnaire, contrats « appel modulable » et cogénérations fonctionnant en mode « dispatchable »).

Coût évité par la production quasi-certaine

La puissance quasi-certaine retenue pour l'année 2017 est indiquée dans le tableau 10.

Tableau 10 : Puissance quasi-certaine retenue pour 2017

	Puissance quasi-certaine (MW)
Ruban de base	1 100
Surplus de production Q1 ¹⁴	2 200
Surplus de production M11	2 200
Surplus de production M12	2 200

Le coût évité par les blocs du ruban de base et du Q1 est évalué par référence aux prix de marché pour les produits correspondants. Le coût évité par les blocs des mois M11 et M12 est calculé selon la méthodologie retenue pour l'évaluation du coût évité mensuel par la part aléatoire (cf. *infra*). Les références de coût évité retenues pour chaque bloc de puissance quasi-certaine sont indiquées dans le tableau 11.

Tableau 11 : Prix de marché retenus pour 2017, en €/MWh

Ruban	Q1	M11	M12
33,76	34,84	32,85	31,23

Ainsi, le coût évité par la production quasi-certaine, correspondant pour 2017 à 17,6 TWh, est de **594,1 M€**.

Coût évité par la production aléatoire relevant du cas général

Le coût évité par la part aléatoire est évalué à partir des cotations des prix du produit calendar et des produits Q1 et Q2, auxquelles sont appliquées des facteurs fondés sur des données historiques de manière à établir une référence mensuelle.

¹³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 25 mai 2016 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.

¹⁴ Premier trimestre.

Tableau 12 : Prix de marché mensuels pour la part aléatoire pour 2017, en €/MWh

Mois	Référence mensuelle
Janvier	36,28
Février	37,56
Mars	34,25
Avril	26,94
Mai	23,54
Juin	25,41
Juillet	27,70
Août	24,90
Septembre	29,59
Octobre	33,39
Novembre	32,85
Décembre	31,23

Le coût évité par la production aléatoire relevant du cas général (hors contrats photovoltaïques, contrats à différenciation horosaisonnaire, contrats « appel modulable » et cogénérations « dispatchables ») s'élève pour 2017 à **657,1 M€**. Ce montant est détaillé dans le tableau 13.

Tableau 13 : Prix de marché mensuels et coût évité à EDF par les contrats d'achat en 2017 (hors contrats PV, contrats horosaisonnalisés, contrats « appel modulable » et cogénérations « dispatchables »)

Mois	Prix mensuel (€/MWh)	Quantité hors éolien (GWh)	Prix mensuel éolien (€/MWh)	Quantité éolien (GWh)	Coût évité (M€)
Janvier	36,28	1 118,9	27,8	1 280,2	76,2
Février	37,56	1 017,4	34,0	984,6	71,6
Mars	34,25	989,6	23,0	856,9	53,6
Avril	26,94	792,3	25,9	1 390,2	57,3
Mai	23,54	889,2	22,1	1 086,3	45,0
Juin	25,41	761,6	23,4	859,4	39,5
Juillet	27,70	663,2	23,7	824,8	37,9
Août	24,90	599,5	23,0	801,6	33,4
Septembre	29,59	552,4	29,0	1 093,5	48,1
Octobre	33,39	604,8	32,0	1 581,9	70,9
Novembre	32,85	857,9	29,7	1 009,7	58,2
Décembre	31,23	1 087,0	23,6	1 337,7	65,5
Total 2017	30,3	9 934	26,4	13 107	657,1

2.1.2.2 Coût évité par la production photovoltaïque

Le calcul du coût évité par les installations photovoltaïques fait l'objet d'un traitement particulier. À 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 2017 est calculée en appliquant aux références de prix de marché mensuelles, 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 2017 est de **277,3 M€**.

2.1.2.3 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 2017, 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 2017 a varié, par kWh, par rapport à 2015, dans la même proportion que le prix de marché moyen pondéré entre 2015 et 2017. Le coût évité est ainsi estimé à **48,5 M€**.

2.1.2.4 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 2017, une puissance garantie de 19 MW. Leur production prévisionnelle s'élève à 0,2 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 0,6 M€.

La valorisation du coût évité « énergie » s'effectue, quant à elle, suivant la même méthode que celle retenue pour les contrats horosaisonnalisés décrite ci-dessus (i.e. variation dans la même proportion que le prix de marché moyen pondéré entre 2015 et 2017). Sur cette base, le coût évité « énergie » par les installations « dispatchables » est évalué à 0,02 M€. Le coût évité total est donc de **0,6 M€**.

2.1.2.5 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, l'évaluation des charges constatées en tient compte à compter de cette date.

EDF a estimé le coût résultant pour l'année 2017 à **11 M€**, en tenant comptes 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 2017.

2.1.2.6 Coût total évité à EDF par les contrats d'achat

Le coût total évité à EDF par les contrats d'achat en métropole en 2017 est évalué à **1 566,5 M€** (594,1 M€ de coût évité par la production quasi-certaine + 657,1 M€ de coût évité par la production aléatoire + 277,3 M€ de coût évité par les contrats photovoltaïques + 48,5 M€ de coût évité horosaisonnalisé + 0,6 M€ de coût évité par les installations « dispatchables » - 11 M€ au titre de la prise en compte du coût de l'imprévisibilité de la production sous obligation d'achat).

2.1.3 Surcoûts liés aux contrats d'achat pour EDF en 2017

Les surcoûts supportés par EDF résultant des contrats d'achat en 2017 s'élèvent à **5 564,3 M€** en métropole continentale (7 130,6 M€ de coût d'achat + 0,3 M€ de coût de contrôle des cogénérations - 1 566,6 M€ de coût évité).

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- **5 064,1 M€** au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- **500,3 M€** au titre des charges relevant du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

2.2 Surcoûts d'achat prévisionnels pour les ELD au titre de 2017

2.2.1 Coûts d'achat déclarés par les ELD

135 ELD ont déclaré la prévision des charges au titre des contrats d'achat. Parmi elles, sept ELD ont annoncé des surplus de production dus à l'obligation d'achat et revendus à EDF. Les volumes et les coûts d'achat prévisionnels corrigés de surplus s'élèvent respectivement à 2,5 TWh et à **345,1 M€** au titre de 2017.

2.2.2 Calcul des coûts évités

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. La CRE vérifie donc dans quel périmètre a été injectée l'électricité issue des contrats d'obligation d'achat, afin de savoir si cette électricité se substitue à de l'énergie achetée au prix de marché ou au tarif de cession.

Onze ELD prévoient de s'approvisionner à la fois aux tarifs de cession et sur le marché en 2017. 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 2017 a été effectué à partir du tarif de cession pour l'ensemble de ces ELD.

Une ELD prévoit de s'approvisionner uniquement sur le marché en 2017. Le calcul du coût évité de cette ELD prend en compte les prix de marché à termes mensuels évalués par la CRE (voir le tableau 11).

Au total le coût évité prévisionnel est évalué à **78,4 M€**.

2.2.3 Surcoûts d'achat prévus par les ELD au titre de 2017

Le surcoût total prévisionnel dû aux contrats d'achat en 2017 s'élève à **266,7 M€** (345,1 M€ - 78,4 M€), soit une augmentation de 56,0 M€ par rapport aux charges constatées pour l'année 2015 (+27 %). Cette progression est due à l'augmentation des quantités achetées (+ 38 %, soit + 0,7 TWh) portant principalement sur trois filières :

- une production éolienne estimée à 1 509 GWh en 2017 pour un surcoût évalué à 84 M€ (respectivement 950 GWh et 49 M€ en 2015) ;
- une production biomasse estimée à 183 GWh en 2017 et un surcoût évalué à 21 M€ (respectivement 107 GWh et 12 M€ en 2015) ;
- une production photovoltaïque estimée à 357 GWh en 2017 et un surcoût évalué à 133 M€ (respectivement 317 GWh et 127 M€ en 2015).

Ce montant de surcoût d'achat prévisionnel se répartit de la manière suivante :

- 261,6 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 5,1 M€ au titre des charges relevant du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par ELD sont indiqués dans le tableau 28.

2.3 Surcoûts d'achat prévisionnels pour EDF dans les ZNI au titre de 2017

2.3.1 Coûts prévisionnels liés aux contrats d'achat

Les quantités et coûts d'achat prévisionnels d'EDF dans les ZNI pour l'année 2017 sont présentés dans le tableau 14. Le coût d'achat total prévu par EDF dans les ZNI s'élève à **1 429,1 M€** au titre de 2017.

Tableau 14 : Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels d'EDF dans les ZNI au titre de 2017

	Interconnexion*	Bagasse/ Charbon	Thermique	Bagasse/ Biomasse	Eolien	Hydraulique	Incinération	Géothermie	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	TOTAL
Corse	687,0	0,0	507,0	0,0	33,0	61,0	0,0	0,0	12,0	0,0	174,0	1 474,0
Guadeloupe	0,0	580,5	1 007,2	0,0	58,2	20,3	0,0	79,3	0,0	0,0	102,6	1 848,1
Martinique	0,0	0,0	811,4	117,7	7,3	0,0	26,2	0,0	2,6	0,0	91,3	1 056,4
Guyane	0,0	0,0	98,1	0,0	0,0	19,9	0,0	0,0	0,0	21,9	68,4	208,4
La Réunion	0,0	1 460,0	705,4	0,0	15,5	1,7	0,0	0,0	16,3	0,0	275,5	2 474,4
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	0,0
Iles bretonnes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,013
Quantités (GWh)	687,0	2 040,5	3 129,1	117,7	114,0	102,9	26,2	79,3	30,9	21,9	711,9	7 061,3
Représentation 2016 (GWh)	638,1	2038,1	3114,7	0	96,9	108,1	23,2	78,5	34,6	12,0	680,7	6 824,9
Constatées en 2015 (GWh)	692,1	1901,0	3173,3	0	94,6	82,3	24,1	82,8	26,5	11,4	605,8	6 693,9
Coût d'achat (M€)	30,9	305,5	708,5	21,4	12,6	8,9	1,8	13,1	3,0	4,7	318,7	1 429,1
Représentation 2016 (M€)	28,5	295,9	793,4	0	9,8	9,5	1,5	13,2	3,3	2,6	302,7	1 460,4
Constatées en 2015 (M€)	39,9	283,2	902,6	0	10,4	7,3	1,6	9,9	2,6	2,6	270,2	1 530,1

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

Evolution par rapport aux quantités d'électricité et coûts d'achat constatés au titre de 2015

Les volumes d'achat prévus pour 2017 sont en hausse de 5,5 % par rapport à 2015, tandis que les coûts d'achat correspondant sont en baisse de 6,6 %. L'évolution du volume et du coût d'achat entre 2015 et 2017 est toutefois très hétérogène en fonction des territoires et des filières considérés :

- EDF a supposé une hydraulité normale pour l'ensemble des territoires en 2017. Cela induit notamment un très forte hausse des volumes d'achat hydrauliques en Corse (+ 40 %) par rapport à l'année 2015, particulièrement sèche dans ce territoire ;
- Comme en 2015, près de 45 % de l'électricité achetée en 2017 devrait provenir de centrales thermiques et de groupes de secours. Le coût d'achat associé à la filière thermique est quant à lui en très forte baisse par rapport à 2015 (- 22 %). Cette tendance s'explique en partie par des prix des combustibles fossiles relativement bas en 2017 par rapport à 2015. A noter que la rémunération prévisionnelle associée à la modulation et aux arrêts/démarrages a été prise en compte en 2017 pour les centrales d'EDF PEI ;
- Comme en 2015, les installations fonctionnant à la bagasse et au charbon devraient constituer la deuxième source d'approvisionnement à ces horizons (près de 30 % des volumes achetés). Après les problèmes techniques et sociaux qui ont affecté les installations guadeloupéennes au début de l'année 2015, il est attendu que la production de cette filière retrouve un niveau normal en 2017. Pour les centrales concernées à la Réunion et en Guadeloupe, l'impact financier des avenants signés début 2016 liés aux travaux consécutifs à la « directive IED », à la gestion des effluents liquides et à celle des résidus solides a été pris en compte. Une prime bagasse de 14,5 €/t a par ailleurs été retenue pour 2017, en application de l'arrêté du 8 octobre 2015 ;
- Une nouvelle installation fonctionnant à la bagasse et à la biomasse importée devrait être mise en service courant 2017 en Martinique ;
- S'agissant de la filière éolienne, une nouvelle installation devrait être mise en service en 2017 en Martinique ;
- La filière photovoltaïque devrait continuer à se développer mais à un rythme légèrement ralenti (prévision d'une croissance de 17,5 % de la production et des coûts d'achat afférents entre 2015 et 2017, contre une prévision de croissance de 20 % entre 2014 et 2016) avec :
 - d'une part, la croissance à un rythme ralenti de la puissance installée des nouvelles installations sans stockage ;
 - d'autre part, la mise en service de 50,4 MW de capacités photovoltaïques avec stockage, lauréates de l'appel d'offre de 2011 (19 MW à la Réunion, 5 MW en Martinique, 9,8 MW en Guyane et 16,6 MW en Corse) d'ici à 2017 ;

L'électricité photovoltaïque devrait constituer le deuxième poste de charges en 2016 et 2017, juste devant la production d'électricité des installations fonctionnant à la bagasse et au charbon.

Evolution par rapport à la mise à jour des quantités d'électricité et coûts d'achat prévus pour 2016

Les volumes d'achat prévus pour 2017 sont en hausse de 3,5 % par rapport à la mise à jour des prévisions pour 2016. A l'inverse, les coûts d'achat correspondant sont en baisse de 2,1 % par rapport à 2016.

D'une manière générale, la tendance observée entre 2015 et 2017 se retrouve entre 2016 et 2017.

2.3.2 Coûts évités à EDF par les contrats d'achat

En application du a) du 2° du I de l'article R. 121-28 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 **391,6 M€**, comme détaillé dans le tableau 15.

Tableau 15 : Coût prévisionnel évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2017

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2017 prév
Quantités achetées (GWh)	1 474,0	1 848,1	1 056,4	208,4	2 474,4	0,0	0,013	7 061,3
Taux de pertes (%)	13,0%	11,6%	9,4%	10,4%	9,0%	5,0%	7,9%	
Quantités achetées et consommées (GWh) *	1 282,4	1 633,0	957,1	186,6	2 251,7	0,0	0,012	6 310,8
Part production du tarif de vente (€/MWh)	55,79	63,19	65,67	62,75	63,21	81,15	46,26	---
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	71,5	103,2	62,9	11,7	142,3	0,00	0,0006	391,6

* 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.

2.3.3 Surcoûts dus aux contrats d'achat supportés par EDF dans les ZNI

Les surcoûts prévisionnels d'EDF résultant des contrats d'achat en 2017 s'élèvent à **1 037,5 M€** dans les ZNI (1 429,1 M€ de coût d'achat - 391,6 M€ de coût évité).

Ce montant se répartit par compte de financement budgétaire de la manière suivante :

- 290,9 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 746,6 M€ au titre des charges relevant du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

La décomposition des surcoûts supportés par EDF par zone et par compte de financement budgétaire est présentée dans le tableau 16.

Tableau 16 : Surcoûts d'achat prévisionnels d'EDF dans les ZNI au titre de 2017

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2017 prév
Coût d'achat	244,1	365,3	245,2	59,1	515,4	0,0	0,008	1 429,1
Coût évité	71,5	103,2	62,9	11,7	142,3	0,0	0,001	391,6
Surcoûts	172,6	262,1	182,3	47,4	373,0	0,0	0,007	1 037,5
<i>dont ENR OA affectées au CAS</i>	<i>67,8</i>	<i>42,7</i>	<i>35,3</i>	<i>29,3</i>	<i>115,7</i>	<i>0,0</i>	<i>0,007</i>	<i>290,9</i>
<i>dont ENR hors OA affectées au budget</i>	<i>0,1</i>	<i>8,7</i>	<i>14,4</i>	<i>3,5</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,000</i>	<i>26,6</i>
<i>dont autres contrats affectés au budget</i>	<i>104,7</i>	<i>210,7</i>	<i>132,6</i>	<i>14,6</i>	<i>257,3</i>	<i>0,0</i>	<i>0,000</i>	<i>720,0</i>

2.4 Surcoûts d'achat prévisionnel pour EDM au titre de 2017

2.4.1 Coûts liés aux contrats d'achat à Mayotte

EDM prévoit l'installation de 1,3 MW supplémentaires par rapport au parc en fonctionnement à fin 2015 ce qui est inférieur à l'hypothèse de croissance retenue pour les charges prévisionnelles au titre de 2016 (+1,4 MW). Les volumes d'achat prévisionnels pour 2017 sont de 17,0 GWh pour un montant de **7,7 M€**.

2.4.2 Coûts évités à EDM par les contrats d'achat à Mayotte

L'électricité achetée par EDM, valorisée à la part production estimée à 27,77 €/MWh (cf. section A.1.1.2.2), est évaluée à **0,4 M€**, comme détaillé dans le tableau 17.

Tableau 17 : Coût évité à EDM par les contrats d'achat en 2017

Quantités achetées	17,0 GWh
<i>Taux de pertes</i>	<i>8,56 %</i>
Quantités achetées et consommées ⁽¹⁾	15,5 GWh
<i>Part production dans le tarif de vente</i>	<i>27,77 €/MWh</i>
Coût évité par les contrats d'achat	0,4 M€

⁽¹⁾ Les quantités achetées doivent être diminuées de la part correspondant aux pertes, celles-ci étant intégralement prises en compte dans le calcul des surcoûts de production

2.4.3 Surcoûts dus aux contrats d'achat supportés par EDM à Mayotte

Les surcoûts prévus par EDM résultant des contrats d'achat en 2017 s'élèvent à **7,2 M€** (7,7 M€ - 0,4 M€). Ces surcoûts relèvent du CAS « transition énergétique ».

2.5 Surcoûts d'achat prévus par EEFW au titre de 2017

Dans le contexte de la mise en place de la péréquation tarifaire aux îles Wallis et Futuna et en prenant en compte les délais réduits pour EEFW pour la réalisation de sa déclaration de charges prévisionnelles au titre de 2017, EEFW n'a pas dissocié les coûts d'achat des coûts de production. Cette assimilation n'est toutefois pas dommageable à ce stade pour le calcul des charges de service public de l'énergie, car, d'une part il s'agit du calcul des charges prévisionnelles et, d'autre part, les coûts d'achat et les coûts de production d'EEFW relèvent tout deux du budget général. De ce fait, l'évaluation du surcoût d'achat a été intégrée dans le calcul du surcoût de production pour la prévision des charges au titre de 2017 (cf. section A.1.1.3). A noter que l'acceptation de la déclaration de charges prévisionnelles d'EEFW ne préjuge en rien de la manière dont seront traitées ses déclarations de CSPE ultérieures, notamment en matière de charges constatées, pour lesquelles un niveau de justification conforme à celui prévu par les règles de comptabilité appropriée est attendu

3. CHARGES LIEES A LA REMUNERATION DE LA DISPONIBILITE DES COGENERATIONS DE PLUS DE 12 MW

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 peuvent signer un contrat avec EDF qui rémunère la disponibilité annuelle de leur capacité de production pendant une durée maximale de 3 ans qui se termine au plus tard le 31 décembre 2016.

Un arrêté du 19 décembre 2013 a fixé le montant maximal de la rémunération annuelle à 45 000 € par MWe de puissance garantie. Cette rémunération est composée d'une rémunération plancher de la puissance garantie en été et en hiver et de la prise en compte de l'amortissement des investissements de rénovation. La rémunération plancher peut être diminuée en cas d'économie d'énergie primaire Ep inférieure à l'Ep de référence ou en cas de mauvaise disponibilité de l'installation.

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.

Une disposition similaire a été réintroduite à l'article L. 314-1-1 du code de l'énergie par la loi n°2014-1545 du 20 décembre 2014 relative à la simplification de la vie des entreprises. Un nouvel arrêté reprenant l'essentiel des modalités de l'arrêté du 19 décembre 2013, a été publié le 1^{er} juillet 2015.

Montant des charges prévisionnelles pour 2017

Le dispositif de rémunération de la disponibilité des cogénérations de plus de 12 MW devant s'arrêter au plus le 31 décembre 2016, EDF ne prévoit pas de montant de charges associé au titre de l'année 2017.

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 **0 M€**.

4. COMPLEMENT DE REMUNERATION

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. 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 dispositions ont été précisées dans un décret définissant les installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat et du complément de rémunération¹⁵ et dans un décret définissant les modalités d'application du complément de rémunération¹⁶.

Les modalités d'application de ce dispositif doivent encore être déclinées par filière dans des arrêtés tarifaires. Des premières orientations sont toutefois déjà disponibles, s'agissant notamment du niveau de la prime.

Montant des charges prévisionnelles pour 2017

EDF a réalisé une prévision des installations susceptibles de bénéficier du complément de rémunération au cours de l'année 2017, et des charges en résultant. Dans ce cadre, EDF estime que la plupart des filières ne seront pas concernées à cette échéance. Seules les filières cogénération, hydraulique et photovoltaïque seraient susceptibles de voir des installations bénéficiant du complément de rémunération se développer en 2017.

Les prévisions d'EDF sont détaillées dans le tableau 18. 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.

Tableau 18 : Prévision relative au complément de rémunération pour 2017

	Puissance installée (MW)	Energie produite (GWh)	Charges (M€)
Cogénération	5	7	0,2
Hydraulique	22	53	3,1
Photovoltaïque	143	33	2,4
TOTAL	171 MW	94 GWh	5,6 M€

Les charges prévisionnelles supportées par EDF résultant des contrats de complément de rémunération en 2017 s'élèvent à **5,6 M€**.

5. CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX

Le tarif de première nécessité

La tarification spéciale « produit de première nécessité » est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2005. Elle a par la suite été renommée « tarif de première nécessité » (TPN).

En application des articles R. 337-1 à R. 337-3, deux catégories de clients bénéficiant du TPN sont distinguées :

- les personnes physiques titulaires d'un contrat de fourniture d'électricité se voient appliquer une déduction forfaitaire sur le prix de leur fourniture pour leur résidence principale, qui dépend du nombre d'unités de consommation du foyer et de la puissance souscrite ;
- et, depuis le 15 novembre 2013¹⁷, dans le cas d'une résidence sociale au sens de l'article L. 633-1 du code de la construction et de l'habitation dont les résidents ne disposent pas d'un contrat individuel de fourniture, le gestionnaire de ladite résidence perçoit une déduction sur le prix de fourniture contractuellement établi entre le gestionnaire et son fournisseur d'électricité, qui est calculée en fonction du nombre de logements de la résidence sociale concernée.

L'article R. 337-13 du code de l'énergie prévoit en outre, pour les personnes physiques bénéficiaires de la tarification de première nécessité, la gratuité de la mise en service et une réduction de 80 % sur les frais de déplacement pour impayés.

Les pertes de recettes et coûts de gestion supplémentaires liés à la mise en œuvre du TPN font l'objet d'une compensation au profit des opérateurs concernés. Les coûts de gestion supplémentaires supportés par les fournisseurs correspondent aux frais spécifiques dus à la mise en œuvre du TPN (gestion d'un centre d'appel,

¹⁵ Décret n°2016-691 du 28 mai 2016 définissant les listes et les caractéristiques des installations mentionnées aux articles L. 314-1, L. 314-2, L. 314-18, L. 314-19 et L.314-21 du code de l'énergie.

¹⁶ Décret n°2016-682 du 27 mai 2016 relatif à l'obligation d'achat et au complément de rémunération prévus aux articles L. 314-1 et L. 314-18 du code de l'énergie et complétant les dispositions du même code relatives aux appels d'offres et à la compensation des charges de service public de l'électricité

¹⁷ Cette nouvelle catégorie des bénéficiaires du TPN a été introduite par 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.

envoi et traitement des attestations, affranchissement et retour par lettre T, développement d'outils informatiques, etc.).

Par ailleurs, en application de l'article L. 337-3-1 du code de l'énergie, les fournisseurs d'électricité doivent proposer à leurs clients bénéficiant du TPN une offre de transmission des données de consommation, exprimées en euros, au moyen d'un dispositif déporté d'affichage en temps réel. Les coûts correspondants sont compensés, dans la limite d'un montant unitaire maximal par ménage fixé par arrêté.

Rappel sur l'historique récent du dispositif

Le dispositif du TPN a subi des modifications structurantes au cours des trois dernières années qui se sont traduites par une évolution du nombre de bénéficiaires et des charges supportées par les fournisseurs en conséquence.

Le chapitre I^{er} 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 leur part. Précédemment, les ayants droit souhaitant bénéficier du dispositif devaient en faire la demande expresse.

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 est désormais établi à partir d'informations provenant des organismes de sécurité sociale et de l'administration fiscale. Cette extension des critères d'éligibilité a eu pour effet de permettre l'application du TPN à Mayotte, ce qui n'était pas possible auparavant en raison de l'absence d'organisme d'assurance maladie sur ce territoire. La loi prévoit en outre l'extension à tous les fournisseurs la mise en œuvre du TPN.

Le décret n°2013-1031 du 15 novembre 2013 a revu en profondeur le mécanisme en mettant en place des déductions forfaitaires en fonction de la composition du foyer et 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.

Dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité

Les charges supportées du fait du TPN permettent aux opérateurs de bénéficier d'une compensation en cas de participation aux fonds de solidarité logement. 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 logement¹⁸.

Dispositions applicables aux bénéficiaires du chèque énergie

La loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a instauré le chèque énergie. L'article L. 124-1 du code de l'énergie définit le chèque énergie comme « *un titre spécial de paiement permettant aux ménages dont le revenu fiscal de référence est, compte tenu de la composition du ménage, inférieur à un plafond d'acquitter tout ou partie du montant des dépenses d'énergie relatives à leur logement ou des dépenses qu'ils assument pour l'amélioration de la qualité environnementale ou la capacité de maîtrise de la consommation d'énergie de ce logement comprises parmi celles mentionnées à l'article 200 quater du code général des impôts.* »

Afin d'être généralisé au plus tard le 1^{er} janvier 2018, le chèque énergie est mis en place progressivement en commençant par le remplacement des tarifs sociaux dans les départements de l'Ardèche, de l'Aveyron, des Côtes d'Armor et du Pas de Calais à compter de mai 2016. Les caractéristiques du chèque énergie, en tant que titre spécial de paiement, ont été déterminées par le décret n°2016-555 du 6 mai 2016. Les coûts relatifs au chèque énergie ne font pas partie du périmètre des charges de service public de l'énergie.

Par ailleurs, en application de l'article R. 124-16 du code de l'énergie, les bénéficiaires du chèque énergie prévu à l'article L. 124-1 dudit code bénéficient des mêmes réductions portant sur les services liés à la fourniture que les clients bénéficiant du TPN, à savoir la gratuité de la mise en service et une réduction de 80 % sur les frais de déplacement pour impayés. Les coûts supportés par les fournisseurs à ce titre sont intégrés au périmètre des charges de service public de l'énergie. Aucun coût n'a été prévu à ce titre pour 2017.

* * *

Au titre de l'année 2017 les charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux ont été déclarées par EDF en métropole continentale et en ZNI, par EDM à Mayotte, par 128 ELD et 8 fournisseurs alternatifs¹⁹ en métropole continentale.

¹⁸ 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.

¹⁹ Engie, Direct Energie, Proxelia, Selia, Planete Oui, Gedia Energies & Services, Enercoop, Energem.

5.1 Charges liées au « tarif de première nécessité »

5.1.1 Pertes de recettes liées au TPN

Le nombre prévisionnel de bénéficiaires du TPN à la fin de l'année 2017 est estimé à environ 3 340 000 en métropole continentale et dans les ZNI (prenant en compte environ 75 200 logements dans les résidences sociales), soit une augmentation de 3 % par rapport à la fin de l'année 2015. Cette estimation tient compte de l'expérimentation du chèque énergie à partir de mi-2016, notamment EDF prend l'hypothèse qu'elle concernera 140 000 de ses clients.

EDM envisage une mise en œuvre progressive du TPN après les premières fournitures en 2015 avec une augmentation notable du nombre de bénéficiaires en 2017 (11 720 contre 1 250 en 2015).

Au total, les déductions et versements forfaitaires sont évalués à **275,0 M€**, soit une augmentation par rapport à 2015 de 11 %.

5.1.2 Surcoûts de gestion

Les surcoûts de gestion prévisionnels sont évalués, pour 2017, à **11,6 M€**. Ces surcoûts de gestion se décomposent en frais de personnel pour 4,4 M€ et en frais externes pour 7,2 M€. Ils augmentent par rapport à 2015 (11,3 M€) légèrement moins vite que le nombre de bénéficiaires.

5.1.3 Services liés à la fourniture

Le montant des charges relatives aux services liés à la fourniture retenues pour 2017 s'élève à **7,8 M€**. Ces charges sont en baisse par rapport à celles constatées en 2015 (9,4 M€). En effet, le montant de l'année 2015 intègre la perte de recettes supportée par EDF en 2014 mais qui n'avaient pas été déclarés en raison d'un dysfonctionnement du système informatique d'EDF.

5.1.4 Bilan des charges liées au TPN

Le total des charges prévisionnelles liées au TPN à compenser aux opérateurs au titre de 2017 s'élève à **294,4 M€**, ZNI incluses (275,0 M€ + 11,6 M€ + 7,8 M€).

5.1 Charges liées aux dispositifs d'affichage déporté

EDF a déclaré pour l'année 2017 des éléments relatifs au déploiement du dispositif d'affichage déporté. Le coût prévisionnel correspondant est estimé par EDF à **8,5 M€**. Il fera l'objet d'une régularisation le cas échéant une fois les coûts définitifs constatés, sur la base du plafond par ménage bénéficiaire qui doit être arrêté.

5.2 Charges liées au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité

En application des dispositions réglementaires, la compensation des charges dues aux versements effectués aux fonds de solidarité logement au titre du dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité s'effectue, pour chaque opérateur, à hauteur de 20 % de ses charges dues au titre du TPN.

Pour 2017, cette compensation s'élève à **28,6 M€** pour l'ensemble des opérateurs ayant déclaré des charges afférentes à ce dispositif (contre 26,6 M€ en 2015).

5.3 Bilan des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux par opérateur

Les charges prévues par les opérateurs au titre de 2017 au titre des dispositifs sociaux en métropole continentale et dans les ZNI s'élèvent à **331,5 M€** (294,4 M€ + 8,5 M€ + 28,6 M€), contre 294,3 M€ en 2015. Ces surcoûts relèvent du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

Les détails de charges par type d'opérateur sont indiqués dans le tableau 19. Les détails par ELD et pour les autres fournisseurs sont indiqués dans le tableau 28.

Tableau 19 : Charges liées aux dispositifs sociaux prévues par les opérateurs au titre de 2017

	Charges supportées au titre du TPN				Afficheurs déportés	Charges retenues au titre du FSL	2017 prévision	2015 constaté	2016 prévision actualisée
	Nombre de bénéficiaires en fin 2017	Pertes de recette	Frais de mise en œuvre	Total retenu au titre du TPN					
		M€	M€	M€					
EDF	2 863 803	245,0	9,4	254,4	8,5	23,4	286,3	256,4	277,6
EDF MC*	2 614 638	222,4	7,9	230,3	8,5	22,8	261,6	234,9	253,2
EDF ZNI	249 166	22,6	1,5	24,1	0,0	0,6	24,7	21,5	24,4
EDM	11 720	1,1	0	1,1	0,0	0,0	1,1	0,1	1,8
ELD	111 431	7,9	1,1	8,9	0,0	0,7	9,6	8,9	8,3
Autres fournisseurs	352 426	28,8	1,1	29,9	0,0	4,6	34,5	28,9	30,1
Total	3 339 381	282,8	11,6	294,4	8,5	28,6	331,5	294,3	317,7

* Les frais de prestation externes supportés par EDF ne sont pas distingués entre ceux relevant de la métropole et ceux relevant des ZNI

B. CHARGES DE SERVICE PUBLIC EN GAZ

1. CHARGES LIEES AUX CONTRATS D'ACHATS DE BIOMETHANE

L'obligation d'achat de biométhane injecté a été mise en place par l'article L. 446-2 du code de l'énergie. Le tarif d'achat est défini dans l'arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

L'article L. 121-36 du code de l'énergie dispose que les charges imputables aux obligations de service public assignées aux fournisseurs de gaz naturel au titre de l'obligation d'achat du biométhane sont compensées.

En application de l'article R. 121-30 du code de l'énergie, les fournisseurs de gaz doivent transmettre à la CRE avant le 30 avril 2016 leurs prévisions de volumes, de coût d'achat de biométhane, de frais de gestion et de valorisation financière des garanties d'origine au cours de l'année 2017.

1.1 SURCOUTS D'ACHAT PREVISIONNELS 2017

1.1.1 Coûts d'achat

Sept fournisseurs ont prévu d'acheter 606 929 MWh de biométhane provenant de 74 installations en 2017 pour un coût d'achat de 59 244 k€.

Le nombre d'installations injectant du biométhane connaît une croissance forte. 15 installations ont injecté du biométhane en 2015 pour un coût d'achat de 8 719 k€ et les fournisseurs prévoient que 29 installations injecteront du biométhane en 2016 pour un coût d'achat prévisionnel – mis à jour – de 24 037 k€.

1.1.2 Coûts évité

Pour obtenir le coût évité prévisionnel, le volume mensuel de biométhane acheté par un fournisseur est multiplié par un prix de référence mensuel prévisionnel sur la zone d'équilibrage concernée : Point d'échange de gaz (PEG) Nord ou Trading Region South (TRS).

Le marché *Powernext Gas Futures* permet d'échanger des produits à terme à différents horizons temporels allant d'un mois à deux semestres, les cotations trimestrielles et saisonnières recouvrant l'année 2017 ne sont disponibles que pour le PEG Nord. La CRE retient les cotations de prix suivantes, observées entre le 16 mai et le 31 mai 2016 :

- pour le premier trimestre 2017, les prix des produits Q1-2017 (fourniture de gaz au cours du premier trimestre de l'année 2017) ;
- pour le deuxième trimestre, le prix du produit Q2-2017 ;
- pour le troisième trimestre, le prix du produit Summer-2017 ;
- pour le quatrième trimestre, le prix du produit Winter-2017.

Le prix de référence mensuel correspond à ces cotations auxquelles est appliquée la moyenne, depuis 2010, des rapports du prix spot moyen de chaque mois sur le prix spot moyen de la période de cotation.

Pour les installations situées en zone TRS, il n'existe pas de référence de prix de marché *forward* pour 2017. La référence des prix mensuels est celle retenue pour le PEG Nord augmentée des prix de la capacité Nord-Sud issus des enchères pour les produits trimestriels.

Tableau 20 : Référence de prix trimestrielle retenue par zone d'équilibrage, en €/MWh

Année 2017	Cotation	Rapport mensuel par rapport à la période de cotation	PEG Nord	Coût de la capacité Nord Sud	TRS
Janvier	15,52	0,997	15,47	0,57	16,04
Février	15,52	1,004	15,57	0,57	16,14
Mars	15,52	1,000	15,51	0,57	16,08
Avril	14,89	1,004	14,95	0,57	15,52
Mai	14,89	1,004	14,94	0,57	15,51
Juin	14,89	0,992	14,78	0,57	15,35
Juillet	14,78	0,994	14,69	0,57	15,26
Août	14,78	0,969	14,32	0,57	14,89
Septembre	14,78	1,035	15,30	0,57	15,87
Octobre	16,24	1,017	16,52	0,57	17,09
Novembre	16,24	1,036	16,82	0,57	17,39
Décembre	16,24	1,062	17,25	0,57	17,82

1.1.3 Surcoûts d'achat

Cette référence de prix permet le calcul du coût évité prévisionnel pour 2017. Le surcoût d'achat pour chacune des zones est calculé comme la différence entre le coût d'achat et le coût évité. Les charges prévisionnelles d'achat du biométhane au titre de 2017 s'élèvent donc à **49,6 M€**, soit 7 fois plus que celles constatées en 2015 (7 M€).

Tableau 21 : Décomposition du surcoût d'achat

	Quantité (MWh)	Coût d'achat (k€)	Coût évité (k€)	Surcoûts d'achat (k€)
PEG Nord	475 671	47 023	7 457	39 567
TRS	131 258	12 221	2 139	10 082
Total	606 929	59 244	9 596	49 648

1.2 COÛTS PREVISIONNELS DE GESTION DES ACHETEURS DE BIOMETHANE POUR 2017

Le tableau 22 détaille la somme des coûts de gestion prévisionnels des acheteurs de biométhane pour 2017 et les compare aux coûts de gestion constatés pour 2015 et la mise à jour des charges prévisionnelles pour 2016.

Tableau 22 : Evolution des coûts de gestion prévisionnels des acheteurs de biométhane pour 2017 par rapport à ceux constatés pour 2015 et prévus mis à jour pour 2016

k€	Constaté 2015	Mise à jour du prévisionnel 2016	Prévisionnel 2017
Frais de personnel	67	246	291
Frais de gestion supplémentaires : SI, prestations externes...	1	81	41
Frais supportés au titre de l'inscription au registre national des garanties d'origine	14	46	152
Coûts de gestion	82	373	484

Les coûts de gestion des acheteurs de biométhane augmentent du fait d'un nombre croissants d'installations.

1.3 VALORISATION PREVISIONNELLE DES GARANTIES D'ORIGINES 2017

Sur la base des déclarations des acheteurs de biométhane, la CRE retient une hypothèse de réduction de **223 k€** des charges de service public par la valorisation des garanties d'origine. Près de 480 000 garanties d'origine devraient être émises et 430 000 garanties d'origine valorisées.

1.4 CHARGES PREVISIONNELLES AU TITRE DE 2017

Les charges prévisionnelles au titre de 2017 s'élèvent à **50 M€** et relèvent du CAS « transition énergétique ».

Les détails de l'évaluation des charges par opérateur sont indiqués dans le tableau 23 et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2015 et prévisionnels mis à jour pour 2016 dans le tableau 24.

Tableau 23 : Charges prévisionnelles au titre de 2017

Opérateur	Volume acheté (kWh)	Coût d'achat (€)	Coût évité (€)	Surcoût d'achat (€)	Coûts de gestion (€)	Valorisation des garanties d'origine venant en déduction des charges (€)	Charges prévisionnelles au titre de 2017 (€)
Direct Energie	10 592 582	1 306 477	165 468	1 141 009	14 187	0	1 155 196
ENGIE	351 923 138	34 852 826	5 514 148	29 338 678	298 068	158 365	29 478 381
SAVE	100 200 854	10 055 595	1 607 718	8 447 877	75 742	37 575	8 486 044
SEGE	89 347 000	8 142 812	1 433 463	6 709 350	73 691	0	6 783 040
Terreal	31 600 000	2 180 400	508 127	1 672 273	10 578	0	1 682 852
Total Energie Gaz	13 265 801	1 450 974	206 206	1 244 768	8 267	23 345	1 229 691
GEG	9 999 996	1 255 199	160 799	1 094 400	3 000	3 735	1 093 665
TOTAL	606 929 370	59 244 283	9 595 928	49 648 355	483 534	223 020	49 908 869

Tableau 24 : Evolution des charges prévisionnelles pour 2017 par rapport aux charges constatées au titre de 2015 et prévisionnelles mises à jour pour 2016

k€	Constaté 2015	Mise à jour prévisionnel 2016	Prévisionnel 2017
Surcoûts d'achat constatés	7 144	20 644	49 648
Coûts de gestion constatés	82	373	484
Valorisation des GO	-94	-68	-223
Charges	7 132	20 948	49 909

2. CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX

Le tarif spécial de solidarité

Les fournisseurs de gaz naturel alimentant des clients en situation de précarité au tarif spécial de solidarité (TSS) bénéficient de la compensation des charges imputables aux missions de service public en application de l'article L. 121-35 du code de l'énergie.

En application de l'article R. 445-9 du code de l'énergie, trois catégories de clients bénéficiant du TSS sont distinguées :

- les clients titulaires d'un contrat individuel se voient appliquer une déduction forfaitaire sur le prix de leur fourniture pour leur résidence principale, qui dépend du nombre d'unités de consommation du foyer et de la consommation ;
- les clients résidant dans un logement chauffé collectivement perçoivent un versement forfaitaire dépendant du nombre d'unités de consommation du foyer ;
- et, depuis le 15 novembre 2013²⁰, dans le cas d'une résidence sociale au sens de l'article L. 633-1 du code de l'habitation et de la construction dont les résidents ne disposent pas d'un contrat individuel de fourniture, le gestionnaire de ladite résidence perçoit une déduction sur le prix de fourniture contractuellement établi entre le gestionnaire et son fournisseur de gaz naturel, qui est calculée en fonction du nombre de logements de la résidence sociale concernée.

²⁰ Cette nouvelle catégorie des bénéficiaires du TSS a été introduite par 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.

De plus, les clients titulaires d'un contrat individuel peuvent prétendre à la gratuité des mises en service ainsi qu'à une réduction de 80 % sur les interventions pour impayés, à l'instar des bénéficiaires de la tarification de l'électricité comme produit de première nécessité (cf. section A.4).

Les pertes de recettes et coûts supplémentaires supportés par les fournisseurs du gaz naturel en raison de la mise en œuvre du TSS font l'objet d'une compensation au profit des opérateurs concernés.

Par ailleurs, en application de l'article L. 445-6 du code de l'énergie, les fournisseurs de gaz naturel doivent proposer à leurs clients bénéficiant du TSS une offre de transmission des données de consommation, exprimées en euros, au moyen d'un dispositif déporté. Les coûts correspondants sont compensés, dans la limite d'un montant unitaire maximal par ménage fixé par arrêté. La mise en service pratique de cette disposition est prévue en 2017. Cependant, en l'absence de calendrier précis et de l'arrêté fixant le montant de plafond de compensation, aucun fournisseur n'a transmis de prévisions à ce titre.

Rappel sur l'historique récent du dispositif

Le dispositif du TSS a subi des modifications structurantes au cours des trois dernières années qui se sont traduites par l'évolution du nombre de bénéficiaires et des charges supportées par les fournisseurs en conséquence.

Le chapitre Ier du décret n°2012-309 du 6 mars 2012 a modifié la procédure d'attribution du TSS aux ayants droit, rendant celle-ci automatique, sauf refus exprès de leur part.

Le 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 prolongé la durée des droits au TSS de six mois au-delà du moment où le bénéficiaire ne respecte plus les critères d'attribution.

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 TSS en introduisant un critère de revenu fiscal de référence par part. Le fichier des ayants droit est désormais établi à partir d'information provenant des organismes d'assurance maladie et de l'administration fiscale.

En application de l'arrêté du 21 mars 2014 le niveau de déductions et versements forfaitaires a été revu à la hausse à partir du 1^{er} avril 2014 pour compenser en totalité l'instauration de la contribution climat énergie prévue à l'article 32 de la loi n°2013-1278 du 29 décembre 2013 de finances pour 2014.

Dispositions applicables aux bénéficiaires du chèque énergie

La loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a instauré le chèque énergie. L'article L. 124-1 du code de l'énergie définit le chèque énergie comme « *un titre spécial de paiement permettant aux ménages dont le revenu fiscal de référence est, compte tenu de la composition du ménage, inférieur à un plafond d'acquitter tout ou partie du montant des dépenses d'énergie relatives à leur logement ou des dépenses qu'ils assument pour l'amélioration de la qualité environnementale ou la capacité de maîtrise de la consommation d'énergie de ce logement comprises parmi celles mentionnées à l'article 200 quater du code général des impôts.* »

Afin d'être généralisé au plus tard le 1^{er} janvier 2018, le chèque énergie est mis en place progressivement en commençant par le remplacement des tarifs sociaux TPN et TSS dans les départements de l'Ardèche, de l'Aveyron, des Côtes d'Armor et du Pas de Calais à compter de mai 2016. Les caractéristiques du chèque énergie, en tant que titre spécial de paiement, ont été déterminées par le décret n°2016-555 du 6 mai 2016. Les coûts relatifs au chèque énergie ne font pas partie du périmètre des charges de service public de l'énergie.

Par ailleurs, en application de l'article R. 124-16 du code de l'énergie, les bénéficiaires du chèque énergie prévu à l'article L. 124-1 dudit code bénéficient également des mêmes réductions portant sur les services liés à la fourniture, à savoir la gratuité de la mise en service et une réduction de 80 % sur les frais de déplacement pour impayés. Les coûts supportés par les fournisseurs à ce titre sont intégrés au périmètre des charges de service public de l'énergie.

2.1 Déductions et versements forfaitaires

Les déductions et versements forfaitaires sont évalués à **102,4 M€**, soit en augmentation en 2017 par rapport à 2015 (+14 %). Cependant, cette augmentation est supérieure à celle du nombre prévisionnel de bénéficiaires du tarif spécial de solidarité dans le même temps, lequel est estimé à la fin de l'année 2017 à environ 1 355 300 (+3 %). Ce décalage est lié à la relative faiblesse des versements effectués en 2015 par l'opérateur fournissant 90 % des clients bénéficiaires, à savoir Engie, du fait de diverses difficultés (notamment arrêt de l'émission de chèques collectifs consécutif à une erreur de calcul de prix).

La hausse du nombre de bénéficiaires porte sur les clients individuels, tandis que le nombre de clients hébergés dans des résidences sociales et en résidence collective accuse une légère baisse (l'érosion du portefeuille de l'entité « Entreprises et Collectivités » à la suite de la disparition du tarif réglementé Engie se poursuivant).

Néanmoins le nombre de bénéficiaires prévu pour 2017 est en baisse par rapport aux prévisions mises à jour pour 2016 (-2 %). Ce qui s'explique par l'effet de l'expérimentation du chèque énergie prévu par certains fournisseurs.

2.2 Surcoûts de gestion

Les frais prévisionnels s'élèvent pour 2017 à **5,3 M€**, dont 0,8 M€ de frais de personnel. Ces surcoûts de gestion sont en hausse de 4 % par rapport à l'année 2015 (5,1 M€ dont 0,9 M€ de frais de personnel), en cohérence avec l'augmentation du nombre de bénéficiaires.

2.3 Services liés à la fourniture

Le montant des charges relatives aux services liés à la fourniture retenues pour 2017 s'élève à **1,0 M€**. Ces charges sont en légère hausse par rapport à celles constatées en 2015 (0,9 M€) et inférieur aux coûts prévisionnels mis à jour pour 2016. L'évolution des charges relatives aux services liés à la fourniture suit globalement l'évolution du nombre de bénéficiaires.

2.4 Bilan des charges liées au TSS

Le total des charges prévisionnelles au titre de 2017 s'élève donc à **108,7 M€** (102,4 M€ + 5,3 M€ + 1,0 M€). Ces surcoûts relèvent du programme budgétaire « service public de l'énergie ». Les détails de charges par type d'opérateur sont indiqués dans le tableau 25. Les détails par ELD et pour les autres fournisseurs sont indiqués dans le tableau 28.

Tableau 25 : Charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux pour 2017

	Nombre de bénéficiaires en fin 2017	Pertes de recette M€	Frais de mise en œuvre M€	Total à compenser en 2017 M€
EDF	140 033	15,5	0,3	15,8
ELD	28 428	2,1	0,2	2,4
Autres fournisseurs	1 186 845	85,7	4,8	90,5
Total	1 355 306	103,4	5,3	108,7

C. SYNTHÈSE

1. CHARGES DE SERVICE PUBLIC PRÉVISIONNELLES AU TITRE DE 2017

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'électricité au titre de 2017 est évalué à **8 005,3 M€**.

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 5 679,2 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 2 326,1 M€ au titre des charges relevant du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

Le détail de la répartition par type de charges, par type d'opérateur, ainsi que la distinction entre les charges relevant du CAS « transition énergétique » et du programme budgétaire « service public de l'énergie » est fournie dans le tableau 26.

La comparaison de ce montant avec les charges constatées au titre de 2015 et prévues initialement au titre de 2016 est fournie dans le tableau 27.

Tableau 26 : Prévion des charges de service public de l'énergie au titre de 2017

	en M€	EDF			EDM	EEWF	RTE	Organismes agréés	Acheteur de dernier recours	ELD	Autres fournisseurs	Charges prévues au titre de 2017	
		hors ZNI	en ZNI	Total EDF									
Electricité	Contrats d'achat ⁽¹⁾	CAS	5 064,1	290,9	5 354,9	7,2				261,6		5 623,8	6 875,8
		Budget	500,3	746,6	1 246,9					5,1		1 251,9	
	Complément de rémunération	CAS	5,5		5,5							5,5	5,6
		Budget	0,2		0,2							0,2	
	Prime cogénération > 12 MW	Budget	0,0		0,0							0,0	0,0
	Effacement	CAS											0,0
Budget			521,3	521,3	110,1	2,3						633,7	633,7
Dispositifs sociaux ⁽³⁾	Budget	261,6	24,7	286,3	1,1				9,6	34,5	331,5	331,5	
Gaz	Obligation d'achat biométhane	CAS								1,1	48,8	49,9	49,9
		Budget	15,8		15,8					2,4	90,5	108,7	108,7
Total			5 847,4	1 583,4	7 430,9	118,4	2,3	0,0	0,0	279,8	173,9	8 005,3	
	Electricité	5 831,6	1 583,4	7 415,1	118,4	2,3	0,0	0,0	276,3	34,5		7 846,7	
	Gaz	15,8	0,0	15,8	0,0	0,0	0,0	0,0	3,5	139,3		158,6	
	CAS	5 069,5	290,9	5 360,4	7,2	0,0	0,0	0,0	262,7	48,8		5 679,2	
	Budget	777,9	1 292,6	2 070,5	111,2	2,3	0,0	0,0	17,0	125,0		2 326,1	

(1) Les contrats d'achat dans les ZNI en plus aux contrats d'obligation d'achat intègrent les contrats négociés entre EDF SEI et les producteurs tiers.

(2) Les charges liées à la péréquation tarifaires d'EEWF intègrent les surcoûts d'achat qui, exceptionnellement au titre de charges prévisionnelles 2017, étaient pris en compte dans le calcul de surcoût de production (cf. section A.1.1.3).

(3) Les frais de prestation externes supportés par EDF ne sont pas distingués entre ceux relevant de la métropole et ceux relevant des ZNI.

Tableau 27 : Evolution des charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de 2017 par rapport aux charges constatées au titre de 2015 et prévisionnelles mises à jour au titre de 2016

	en M€		Charges prévues au titre de 2017	Charges prévisionnelles mises à jour au titre de 2016	Evolution 2017prév-2016reprév		Charges constatées au titre de 2015	Evolution 2017prév-2015	
					en M€	en %		en M€	en %
Electricité	Contrats d'achat	CAS	5 623,8	5 082,1	541,7	11%	4 198,8	1 425,0	34%
		Budget	1 251,9	1 301,2	-49,3	-4%	1 386,1	-134,1	-10%
	Complément de rémunération	CAS	5,5	0,5	5,0	1046%	0,0	5,5	0%
		Budget	0,2	0,0	0,2	0%	0,0	0,2	0%
	Prime cogénération > 12 MW	Budget	0,0	68,2	-68,2	-100%	32,3	-32,3	-100%
	Effacement	CAS	0,0	0,0	0,0	0%	0,0	0,0	0%
Budget		633,7	663,2	-29,4	-4%	697,6	-63,9	-9%	
Dispositifs sociaux	Budget	331,5	317,7	13,8	4%	294,3	37,3	13%	
Gaz	Obligation d'achat biométhane	CAS	49,9	20,9	29,0	138%	7,1	42,8	600%
		Budget	108,7	99,5	9,2	9%	95,7	13,0	14%
Total			8 005,3	7 553,3	452,0	6%	6 712,0	1 293,3	19%
	Electricité		7 846,7	7 432,9	413,8	6%	6 609,1	1 237,6	19%
	Gaz		158,6	120,4	38,2	32%	102,9	55,7	54%
	CAS		5 679,2	5 103,5	575,6	11%	4 205,9	1 473,3	35%
	Budget		2 326,1	2 449,8	-123,7	-5%	2 506,0	-180,0	-7%

Évolution par rapport aux charges constatées au titre de 2015

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie au titre de 2017 est plus élevé de 1 293 M€ que celui constaté en 2015.

Les principales explications de cette évolution sont les suivantes :

- La hausse des charges liées aux contrats d'achat de 1 290,9 M€ s'explique essentiellement par les facteurs suivants :

- En métropole continentale, le développement des filières renouvelables, notamment éolien, photovoltaïque et biomasse, associé à la baisse des prix de marché de gros de l'électricité explique la hausse des charges liées aux contrats d'achat entre 2015 et 2017 ;
- Cette hausse est légèrement compensée par la baisse des coûts d'achat prévus dans les ZNI par EDF en raison de prix des combustibles fossiles relativement bas en 2017 par rapport à 2015.
- L'entrée en vigueur attendu du complément de rémunération conduit à une augmentation du montant des charges y afférant de 5,7 M€ entre 2015 et 2017 ;
- L'arrivée à échéance fin 2016 du mécanisme de soutien aux cogénérations de plus de 12 MW induit des charges prévisionnelles nulles sur ce poste et donc une baisse de 32 M€ des charges par rapport à 2015 ;
- La baisse des charges liées à la péréquation tarifaires (hors contrat d'achat) en ZNI de 63,9 M€ est en lien avec la mise en service intégrale de la centrale de Jarry d'EDF PEI en remplacement de celle d'EDF SEI, ce qui s'accompagne d'une baisse des coûts d'achat des combustibles et d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre. Elle s'explique également par la diminution des coûts d'achat des combustibles en raison de la baisse des prix à terme observés sur le marché des matières premières et d'une hydraulité plus « normale » que celle – particulièrement faible – observée en 2015 ;
- Les charges liées aux dispositifs sociaux en électricité et en gaz sont de 13 % et 14 % plus élevées que les charges constatées en 2015 en lien avec la croissance prévue du nombre de bénéficiaires du TPN et du TSS ;
- S'agissant du biométhane, les fournisseurs prévoient une augmentation importante de nombre d'installations par rapport à 2015. En outre, le nombre de fournisseurs augmente : sept fournisseurs ont prévu d'acheter de biométhane en 2017, contre quatre en 2015.

Évolution par rapport aux charges prévisionnelles mises à jour au titre de 2016

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie au titre de 2017 est plus élevé de 452 M€ que le montant des charges prévisionnelles au titre de 2016 résultant de la mise à jour présentée en annexe 2.

Les principales explications de cette évolution sont les suivantes :

- La hausse des charges liées aux contrats d'achat de 492,4 M€ s'explique essentiellement par les facteurs suivants :
 - En métropole continentale, la hausse des charges entre 2016 et 2017 résulte d'une anticipation du développement des filières éolien et photovoltaïque, ainsi que de la baisse des prix de marché de gros de l'électricité ;
 - Dans les ZNI, la baisse des surcoûts d'achat est liée à l'anticipation d'un moindre recours aux moyens de production thermique du fait de la prévision d'un retour à un niveau d'hydraulité « normal ».
- Le développement attendu des installations bénéficiant du complément de rémunération entre 2016 et 2017 explique la hausse de 5,2 M€ du montant des charges associées ;
- L'arrivée à échéance fin 2016 du mécanisme de soutien aux cogénérations de plus de 12 MW induit des charges prévisionnelles nulles sur ce poste et donc une baisse de 68 M€ des charges entre 2016 et 2017 ;
- La baisse des charges liées à la péréquation tarifaires en ZNI (hors contrats d'achat) de 29,4 M€ s'explique principalement par la prise en compte d'une hypothèse d'hydraulité « normale » par rapport à au niveau relativement faible prévu pour 2016, ce qui a pour effet de diminuer le recours aux moyens thermiques de production et en conséquence les coûts d'achat des combustibles et des quotas d'émission de gaz à effet de serre ;
- Les charges liées aux dispositifs sociaux en électricité et en gaz sont de 4 % et de 9 % plus élevées par rapport à la prévision mise à jour pour 2016 en lien avec la croissance prévue du nombre de bénéficiaires du TPN et du TSS ;
- S'agissant du biométhane, la hausse de 29,0 M€ s'inscrit dans la trajectoire envisagée de la mise en service des nouvelles installations.

13 juillet 2016

2. DETAIL DES CHARGES PRÉVISIONNELLES AU TITRE DE 2017 PAR LES OPERATEURS AUTRES QU'EDF, EDM, EEFW, RTE, ORGANISMES AGRÉÉS ET ACHETEURS DE DERNIER RECOURS

Le tableau 28 présente les détails des charges prévisionnelles au titre de 2017 pour les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEFW, RTE, les organismes agréés et les acheteurs de dernier recours.

Tableau 28 : Détails des charges prévisionnelles au titre de 2017 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEFW, RTE, organismes agréés et acheteurs de dernier recours

	Electricité						Gaz			Montant de la compensation					
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité	Charges dues aux contrats d'achats			Dispositifs sociaux	Obligation d'achat biométhane	Dispositifs sociaux	Total	dont CAS	dont Budget			
				Total	dont CAS	dont Budget							Budget	CAS	Budget
ANTARGAZ									98 270	98 270	0	98 270			
CALED									22 527	22 527	0	22 527			
Centrale Electrique VONDERSCHER	37	18 050	1 577	16 473	16 473	0	693			17 166	16 473	693			
Coopérative de droit suisse ELEKTRA BIRSECK	25 371	4 193 367	925 884	3 267 483	3 267 483	0	55 035			3 322 518	3 267 483	55 035			
Coopérative d'Electricité SAINT-MARTIN DE LONDRES	46 329	9 520 451	1 792 327	7 728 124	7 728 124	0	73 800			7 801 924	7 728 124	73 800			
Coopérative d'Electricité VILLIERS SUR MARNE	56	29 163	2 206	26 957	26 957	0	45 403			27 360	26 957	45 403			
DIRECT ENERGIE	0	0	0	0	0	0	6 860 077	1 155 196	2 772 741	10 778 014	1 155 196	9 622 818			
ENERCOOP	0	0	0	0	0	0	149 273			149 273	0	149 273			
ENERGEM	0	0	0	0	0	0	5 000			5 193	0	10 193			
Energie Développement Services du BRIANÇONNAIS	48 491	3 827 088	1 591 728	2 235 360	2 235 360	0	33 119			2 268 479	2 235 360	33 119			
ENERGIE ET SERVICES DE SEVSEL (SEMS)	3 416	1 656 433	144 014	1 512 419	1 512 419	0	84 250		0	1 596 668	1 512 419	84 250			
Energies Services LANMEZAN	609	330 743	20 011	310 731	310 731	0	98 894		28 748	438 373	310 731	127 642			
ENGIE (ex-GDF SUEZ SA)	0	0	0	0	0	0	27 382 656	29 478 361	83 156 236	140 020 272	29 478 361	110 541 891			
ENI GAS & POWER France									2 763 413	2 763 413	0	2 763 413			
EDN France Energie Solutions SAS									276 405	276 405	0	276 405			
EPIC ENERGIES SERVICES LAVALUR - Pays de Coccagne	23 650	3 406 202	888 176	2 518 026	2 518 026	0	56 875		14 883	2 589 789	2 518 026	71 757			
ES ENERGIES STRASSBOURG	208 011	53 576 212	6 794 725	46 781 486	46 222 893	558 593	2 736 314		319 479	49 839 279	46 222 893	3 616 386			
GAS NATURAL EUROPE (ex Gas Natural Commercialisation France SA)										111 170	111 170	0			
GASCOGNE ENERGIES SERVICES AIRE SUR LADOUR (ex Régies Municipales)	3 037	1 262 495	102 339	1 160 157	1 160 157	0	26 463		17 192	1 202 812	1 160 157	42 655			
GAZ DE BARR	136	56 990	4 390	52 599	52 599	0	19 106		26 528	98 233	52 599	45 634			
Gaz de Bordeaux									1 288 263	1 288 263	0	1 288 263			
Gaz de Paris									274 464	274 464	0	274 464			
GAZ ELECTRICITE DE GRENOBLE	37 119	4 467 452	2 026 194	2 441 258	652 064	1 789 174	643 777	1 093 665	116 816	4 295 616	1 745 749	2 549 867			
GAZELEO DE PERONNE	60 212	5 151 362	2 355 683	2 795 678	2 795 678	0	64 111		21 746	2 881 536	2 795 678	85 857			
GEDIA ENERGIES & SERVICES	0	0	0	0	0	0	6 240			6 240	0	6 240			
LAMPFRIS France									273 905	273 905	0	273 905			
LES USINES MUNICIPALES DERSTEN	7 012	1 503 734	303 459	1 200 275	916 155	284 119	29 403			1 229 677	916 155	313 522			
PLANETE OUI	0	0	0	0	0	0	90 926			90 926	0	90 926			
PROXELIA	0	0	0	0	0	0	23 084			23 084	0	23 084			
R.M.E.T. TALANGE	38	21 155	1 621	19 534	19 534	0	36 371			55 905	19 534	36 371			
R.S.E. REGIE SERVICES ENERGIE AMBERIEUX	1 586	725 678	54 695	670 983	670 983	0	20 500			691 483	670 983	20 500			
Régie Communale de Distribution d'Electricité MITRY MORY	66	33 106	1 816	31 290	31 290	0	22 227			53 516	31 290	22 227			
Régie Communale d'Electricité GATTIERES	139	73 470	5 994	67 476	67 476	0	2 280			69 756	67 476	2 280			
Régie Communale d'Electricité MONTATAIRE	14 055	1 770 185	707 614	1 062 571	144 747	917 825	92 350			1 154 921	144 747	1 010 175			
Régie Communale d'Electricité MONTDIDIER	14 909	1 463 773	598 720	865 053	865 053	0	24 209			889 262	865 053	24 209			
Régie Communale d'Electricité PIERREVILLERS	17	9 598	581	9 017	9 017	0	511			9 528	9 017	511			
Régie Communale d'Electricité SAINTE-MARIE AUX CHENES	36	17 726	1 334	16 392	16 392	0	4 344			20 736	16 392	4 344			
Régie Communale d'Electricité LUKANGE	789	123 930	41 021	82 909	35 037	47 872	23 110			106 019	35 037	70 982			
Régie Communale Electrique SAULNES	12	6 100	453	5 647	5 647	0	6 000			11 647	5 647	6 000			
Régie de Distribution d'Energie Electrique SAINT-MARTIN SUR LA CHAMBRE	52	30 000	1 623	28 377	28 377	0	410			28 787	28 377	410			
Régie d'Electricité SAINT-QUIRC - CANTE - LISSAC - LABAUT	407	219 508	17 851	201 657	201 657	0	5 283			206 940	201 657	5 283			
Régie d'Electricité BITCHE	61	33 612	2 124	31 488	31 488	0	22 254			53 743	31 488	22 254			
Régie d'Electricité COUNZOULS	9	3 330	246	3 084	3 084	0	0			3 084	3 084	0			
Régie d'Electricité d'Elbeuf	159	72 897	5 539	67 358	67 358	0	228 367			295 725	67 358	228 367			
Régie d'Electricité du Département de la Vienne SOREGIES	492 757	74 647 113	964 688	73 682 425	73 682 425	0	441 587		18 683	74 142 675	73 682 425	460 250			
Régie d'Electricité du Morel	39	24 084	1 458	22 626	22 626	0	569			23 185	22 626	559			
Régie d'Electricité du Syndicat du SUD DE LA REOLE	3 336	1 291 336	8 328	1 283 008	1 283 008	0	21 445			1 304 454	1 283 008	21 445			
Régie d'Electricité LA FERRIERE D'ALLEVARD	9	4 221	536	3 684	3 684	0	548			4 232	3 684	548			
Régie d'Electricité PINSOT	10	6 072	599	5 473	5 473	0	236			5 709	5 473	236			
Régie d'Electricité SCHONECK	72	39 341	2 160	37 181	37 181	0	5 998			43 179	37 181	5 998			
Régie d'Electricité TOURS EN SAVOIE	44	24 451	1 844	22 608	22 608	0	377			22 985	22 608	377			
Régie d'Electricité U.E.M. NEUF BRISACH	21 245	4 047 550	738 778	3 308 772	3 308 772	0	46 243			3 355 015	3 308 772	46 243			
Régie d'Electricité SAINT-MARCELLIN	278	144 070	16 199	127 870	127 870	0	43 807			171 678	127 870	43 807			
Régie du Syndicat Electrique Intercommunal PAYS CHARTRAIN	29 350	2 838 131	225 904	2 612 227	2 612 227	0	229 619			2 841 846	2 612 227	229 619			
Régie du syndicat intercommunal (fournisseur) SEOLIS DEUX SEVRES SIEDS	689 299	77 081 501	27 361 627	49 719 874	49 719 874	0	522 242			50 242 116	49 719 874	522 242			
Régie du Syndicat Intercommunal d'Energies VALLEE DE THONES	382	204 114	13 490	190 624	190 624	0	30 072			220 696	190 624	30 072			
Régie Electrique AIGUEBLANCHE	89	49 812	3 017	46 795	46 795	0	1 500			48 295	46 795	1 500			
Régie Electrique ALLEVARD	198	99 809	11 330	88 479	88 479	0	9 328			97 808	88 479	9 328			
Régie Electrique AVRIEUX	7	3 947	429	3 518	3 518	0	157			3 675	3 518	157			
Régie Electrique CARVERN LES BAINS	18	6 309	755	5 554	5 554	0	2 672			8 126	5 554	2 572			
Régie Electrique Communale AUSSOIS	13	4 508	430	4 078	4 078	0	0			4 078	4 078	0			
Régie Electrique Communale BOZEL	63	36 153	2 012	34 141	34 141	0	1 811			35 952	34 141	1 811			
Régie Electrique DALOU	92	33 447	3 614	29 833	29 833	0	2 039			31 873	29 833	2 039			
Régie Electrique FONTAINE AU PIRE	12	5 921	443	5 478	5 478	0	3 924			9 403	5 478	3 924			
Régie Electrique GERVANS	96	56 117	3 346	52 771	52 771	0	0			52 771	52 771	0			
Régie Electrique LA CABANASSE	15	7 410	569	6 841	6 841	0	1 617			8 358	6 841	1 517			
Régie Electrique MERCUS	11	5 971	479	5 492	5 492	0	1 581			7 073	5 492	1 581			

	Electricité						Gaz			Montant de la compensation		
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité	Charges dues aux contrats d'achats			Dispositifs sociaux	Obligation d'achat biométhane	Dispositifs sociaux	Total	dont CAS	dont Budget
				Surcoût d'achat								
				Total	dont CAS	dont Budget						
MWh	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	
GARRABET												
Régie Electrique Municipale MONTVALEZAN	37	13 631	1 824	11 807	11 807	0	0			11 807	11 807	0
Régie Electrique Municipale LA CHAPELLE	26	10 300	1 406	8 894	8 894	0	560			9 454	8 894	560
Régie Electrique Municipale PRATS DE MOLLO LA PRESTE	2 556	194 859	88 840	106 019	106 019	0	4 907			110 926	106 019	4 907
Régie Electrique Municipale SAINT LAURENT DE CERDANS	13	8 310	661	7 649	7 649	0	6 290			13 939	7 649	6 290
Régie Electrique Municipale VILLAROGIER	2	950	65	885	885	0	0			885	885	0
Régie Electrique PETIT COEUR	4	2 308	206	2 102	2 102	0	252			2 354	2 102	252
Régie Electrique SAINTE-FOY TARENTAISE	18	7 385	950	6 435	6 435	0	256			6 691	6 435	256
Régie Electrique TIGNES	220	20 945	7 048	13 897	13 897	0	1 459			15 355	13 897	1 459
Régie Electrique VILLARODIN BOURGET	21	10 200	932	9 268	9 268	0	0			9 268	9 268	0
Régie Gaz Electricité de la Ville SONNEVILLE	176	81 300	6 142	75 158	75 158	0	23 054			98 212	75 158	23 054
Régie Intercommunale d'Electricité NIEDERBRONN REICHSHOFFEN	616	328 546	21 868	306 677	306 677	0	17 358			324 036	306 677	17 358
Régie Municipale de Distribution CLOUANGE	25	13 724	735	12 989	12 989	0	5 355			18 344	12 989	5 355
Régie Municipale de Distribution d'Electricité de HAGONDANGE	40	23 432	2 020	21 412	21 412	0	15 960			37 372	21 412	15 960
Régie Municipale de Distribution d'Energie VILLARD BONNOT	14 158	1 091 240	476 761	614 478	614 478	0	14 598	6 818		635 995	614 478	21 417
Régie Municipale d'Electricité MARTRES TOLOSANE	20	10 523	804	9 719	9 719	0	6 674			16 393	9 719	6 674
Régie Municipale d'Electricité ALLEMONT	36	16 280	2 064	14 215	14 215	0	1 653			15 868	14 215	1 653
Régie Municipale d'Electricité AMNEVILLE	103	56 172	4 103	52 070	52 070	0	12 030			64 100	52 070	12 030
Régie Municipale d'Electricité ARIGNY	312	89 400	10 495	78 905	78 905	0	1 713			80 618	78 905	1 713
Régie Municipale d'Electricité BAZAS	529	247 349	19 243	228 106	228 106	0	15 703	9 252		259 061	228 106	24 955
Régie Municipale d'Electricité CAZÈRES	1 044	353 474	41 084	312 390	312 390	0	22 042			334 432	312 390	22 042
Régie Municipale d'Electricité CAZOULS LES BEZIERS	233	126 623	10 518	116 105	116 105	0	14 038			130 144	116 105	14 038
Régie Municipale d'Electricité CREUTZWALD	26 128	3 019 051	1 812 140	1 206 912	444 390	762 522	54 979			1 261 891	444 390	817 501
Régie Municipale d'Electricité de SAINT-AVRE	33	17 700	1 699	16 001	16 001	0	1 160			17 161	16 001	1 160
Régie Municipale d'Electricité de la ville de SARRE UNION	1 994	292 730	101 129	191 601	11 006	180 595	17 447			209 048	11 006	198 042
Régie Municipale d'Electricité ENERGIS SAINT-AVOLD	115	63 396	4 333	59 063	59 063	0	95 685	73 408		228 157	59 063	169 093
Régie Municipale d'Electricité et de Gaz Energie Services Occitans CARMALUX ENED	8 840	1 396 151	477 097	919 054	396 402	522 652	87 240	47 194		1 053 488	396 402	657 086
Régie Municipale d'Electricité et de Télédistribution MARANGE SILVANGE TERNEL	40	23 800	1 817	21 983	21 983	0	32 635			54 617	21 983	32 635
Régie Municipale d'Electricité GANDRANGE BOUSSANGE	14	8 113	440	7 673	7 673	0	1 429			9 102	7 673	1 429
Régie Municipale d'Electricité GENIC	442	199 926	14 345	185 581	185 581	0	21 502			207 083	185 581	21 502
Régie Municipale d'Electricité HOMBURG HAUT	37	17 514	1 063	16 451	16 451	0	39 126			55 577	16 451	39 126
Régie Municipale d'Electricité LA BRESSE	6 454	490 646	326 482	164 164	164 164	0	6 484			170 648	164 164	6 484
Régie Municipale d'Electricité LA CHAMBRE	92	21 200	2 845	18 355	18 355	0	1 567			19 922	18 355	1 567
Régie Municipale d'Electricité LARUNS	84	35 820	4 747	31 073	31 073	0	3 316			34 389	31 073	3 316
Régie Municipale d'Electricité LOS	37	18 820	1 459	17 361	17 361	0	123 700			141 061	17 361	123 700
Régie Municipale d'Electricité MAZÈRES	1 673	972 784	70 632	902 151	902 151	0	17 853			920 004	902 151	17 853
Régie Municipale d'Electricité MERENS LES VALS	11	6 305	484	5 821	5 821	0	167			5 988	5 821	167
Régie municipale d'Electricité MIRAMONT DE COMMINGES	78	33 338	3 138	30 200	30 200	0	3 540			33 740	30 200	3 540
Régie Municipale d'Electricité MONTOIS LA MONTAGNE	17	8 389	829	7 560	7 560	0	12 687			20 246	7 560	12 687
Régie Municipale d'Electricité MOUTARET	19	9 657	1 155	8 502	8 502	0	415			8 917	8 502	415
Régie Municipale d'Electricité PONTAMAFREY MONTPASCAL	23	11 126	1 020	10 106	10 106	0	0			10 106	10 106	0
Régie Municipale d'Electricité PRESLE	16	7 801	941	6 859	6 859	0	710			7 570	6 859	710
Régie municipale d'Electricité QUIÉ	3	1 778	72	1 706	1 706	0	391			2 097	1 706	391
Régie Municipale d'Electricité ROMBAS	70	38 409	3 219	35 191	35 191	0	20 525			55 716	35 191	20 525
Régie Municipale d'Electricité ROUEBILLIERE	37	19 902	1 409	18 493	18 493	0	3 188			21 681	18 493	3 188
Régie Municipale d'Electricité SAINTE-MARIE DE CUINES	18	9 000	682	8 318	8 318	0	860			9 178	8 318	860
Régie Municipale d'Electricité SAINT-PAUL CAP DE JOUX	6	2 600	148	2 453	2 453	0	4 447			6 899	2 453	4 447
Régie Municipale d'Electricité SAINT-PIERRE D'ALLEVARD	97	54 460	5 510	48 949	48 949	0	5 234			54 184	48 949	5 234
Régie Municipale d'Electricité SAINT-PIERRE LA MONTAGNE	36	21 100	1 467	19 633	19 633	0	1 218			20 851	19 633	1 218
Régie Municipale d'Electricité SALINS LES BAINS	63	34 192	2 846	31 346	31 346	0	19 357			50 703	31 346	19 357
Régie Municipale d'Electricité SALLANCHES	229	119 600	8 012	111 588	111 588	0	18 265			129 853	111 588	18 265
Régie municipale d'Electricité SAVERDUN	9 144	1 695 595	383 948	1 311 647	1 311 647	0	32 442			1 344 089	1 311 647	32 442
Régie Municipale d'Electricité SÉCHILLENNE	29	12 475	1 677	10 798	10 798	0	799			11 597	10 798	799
Régie municipale d'Electricité TARASCON-SUR-ARIÈGE	5 121	342 935	271 773	71 162	71 162	0	11 156			82 318	71 162	11 156
Régie municipale d'Electricité VARILHES	1 275	648 665	53 804	594 861	594 861	0	12 342			607 203	594 861	12 342
Régie Municipale d'Electricité VICDESSOS	18	10 843	746	10 097	10 097	0	412			10 508	10 097	412
Régie Municipale d'Electricité VINAY	156	54 593	9 114	45 478	45 478	0	8 940			54 418	45 478	8 940
Régie Municipale d'Energie Electrique QUILLAN	5 372	563 514	200 617	362 897	362 897	0	23 190			386 088	362 897	23 190
Régie Municipale Electrique LES HOUCHE	35	15 109	1 449	13 660	13 660	0	2 076			15 736	13 660	2 076
Régie Municipale Electrique SAINT-LEONARD DE NOBLAT	766	31 397	27 058	4 339	4 339	0	4 020			8 359	4 339	4 020
Régie Municipale Multiservices de LA REOLE	25	10 968	987	9 981	9 981	0	17 930	12 984		40 895	9 981	30 914
Régie SUD EROME	77	46 152	4 040	42 112	42 112	0	1 040			43 152	42 112	1 040
S.I.C.A.E. PERS LOSINGES	74	38 082	3 207	34 875	34 875	0	314			35 189	34 875	314
S.I.C.A.E. CANTONS DE LA FERTE-ALAIS & LIMITOPHES	352	175 967	12 403	163 564	163 564	0	7 924			171 488	163 564	7 924
S.I.C.A.E. CARNIN	49	16 531	1 741	14 790	14 790	0	2 090			16 880	14 790	2 090
S.I.C.A.E. DE LA REGION DE PREY SAINT-MARTIN	7 027	2 013 533	232 880	1 780 652	1 780 652	0	19 311			1 799 963	1 780 652	19 311
S.I.C.A.E. de la SOMME et du CAMBRAIS	197 307	16 538 365	7 492 971	9 045 395	9 045 395	0	167 739			9 213 134	9 045 395	167 739
S.I.C.A.E. E.L.Y. -REGION EURE & LOIR YVELINES	1 259	470 275	43 232	427 043	427 043	0	20 101			447 145	427 043	20 101
S.I.C.A.E. OISE	83 714	8 460 819	3 238 439	5 222 380	5 222 380	0	303 835			5 526 216	5 222 380	303 835
S.I.C.A.E. REGION DE PITHIVIERS	148 671	13 906 867	5 012 592	8 894 276	8 894 276	0	235 621			9 129 896	8 894 276	235 621
S.I.C.A.E. VALLEE DU SAUSSERON	86	40 667	3 484	37 182	37 182	0	29 933			67 115	37 182	29 933
S.I.V.O.M. LABERGEMENT SAINTE-MARIE	1 711	166 991	78 948	88 043	88 043	0	9 592			97 635	88 043	9 592

	Electricité						Gaz			Montant de la compensation		
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité	Charges dues aux contrats d'achats			Dispositifs sociaux	Obligation d'achat biométhane	Dispositifs sociaux	Total	dont CAS	dont Budget
				Surcoût d'achat								
				Total	dont CAS	dont Budget						
MWh	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	
S.I.V.U. d'Electricité LUZ SAINT-SALVEUR - ESQUIEZE SERE - ESTERRE	204	21 785	6 971	14 814	14 814	0	3 017			17 831	14 814	3 017
SAEMIL UEM USINE D'ELECTRICITE DE METZ	177 382	21 969 169	7 281 542	14 687 627	14 687 627	0	1 187 147		96 180	15 939 934	14 687 627	1 252 307
SAEMIL HUNELEC Service de Distribution Public HUNELEC	159	93 252	5 430	87 822	87 822	0	30 010			117 832	87 822	30 010
SAVE								8 486 044	182 379	8 668 423	8 486 044	182 379
SELA	0	0	0	0	0	0	2 694			2 694	0	2 694
SEM BEAUVOIS DISTRELEC	42	19 169	1 510	17 659	17 659	0	18 293			36 952	17 659	18 293
SICAE de l'Aisne	3 500	1 268 731	125 887	1 142 844	1 142 844	0	69 359			1 212 203	1 142 844	69 359
SICAE du CARMASIN	9 423	3 467 489	336 685	3 130 804	3 130 804	0	37 230			3 168 034	3 130 804	37 230
SICAE EST	10 722	2 065 769	390 953	1 674 816	1 674 816	0	69 038			1 743 854	1 674 816	69 038
Société d'économie mixte locale DREUX - GEDIA	71	35 806	2 381	33 425	33 425	0	217 300		120 546	371 271	33 425	337 846
Société d'Electricité Régionale des CANTONS DE LASSIGNY & LIMITROPHES	13 544	2 511 952	478 477	2 033 475	2 033 475	0	76 905			2 110 380	2 033 475	76 905
SOCIETE EUROPEENNE DE GESTION DE L'ENERGIE								6 783 040		6 783 040	6 783 040	0
SOCIETE VALMY DEFENSE 17 SVD 17									395 857	395 857	0	395 857
SOREA	28 294	2 935 094	990 512	1 944 582	1 944 582	0	36 128			1 980 710	1 944 582	36 128
SOVEN									66 500	66 500	0	66 500
Syndicat d'Electricité SYNERGIE MAURIEENNE	8 104	708 917	305 935	402 982	402 982	0	6 200			409 182	402 982	6 200
Terreal								1 682 852		1 682 852	1 682 852	0
Total Energie Gaz (Tegaz)								1 229 691	147 050	1 376 741	1 229 691	147 050
Vestia Eau REGIONGAZ									28 583	28 583	0	28 583
TOTAL	2 515 812	345 080 680	78 368 845	266 711 835	261 648 483	5 063 352	44 121 410	49 908 969	92 865 439	453 626 562	311 567 351	142 068 201