



## ANNEXE 2

# Mise à jour des charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de l'année 2017 (CP'17)

Le décret n° 2016-158 du 18 février 2016 a introduit le principe d'une mise à jour des charges de service public de l'énergie prévisionnelles pour les opérateurs concernés au titre de l'année en cours.

Cette annexe présente la mise à jour des charges de service public de l'énergie au titre de l'année 2017<sup>1</sup> par les différents opérateurs concernés ou la prévision de ces charges pour ceux qui ne l'avaient pas faite auparavant. 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 2017 et à partir des dernières données de prix de marché de gros de l'électricité et du gaz. Pour les opérateurs n'ayant pas envoyé de mise à jour de leur prévision pour l'année 2017, la prévision initiale a été reprise.

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 Barthélémy, les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant, de Sein 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) 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. Par ailleurs, EDF Production Électrique Insulaire - EDF PEI<sup>2</sup> a exposé à la compensation les coûts liés aux études en Corse.

### Opérateurs ayant déclaré la mise à jour de leurs charges de service public de l'énergie au titre de 2017

Les différents opérateurs ayant déclaré la mise à jour 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 concernent.

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.

<sup>1</sup> Les charges initialement prévues font l'objet de l'annexe 1 de la délibération du 13 juillet 2016 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2017.

<sup>2</sup> EDF PEI est une filiale à 100 % du groupe EDF.

Dans ces conditions, la CRE a calculé la prévision des charges mise à jour 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.

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

Les cases en gris indiquent que l'opérateur ne peut pas supporter des charges de cette nature. Les cases en blanc indiquent qu'il le peut, et la marque qu'il envisage d'en supporter en 2017.

### 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.

<sup>3</sup> 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.

<sup>4</sup> Entreprises locales de distribution.

<sup>5</sup> Autres qu'EDF, EDM, EEWF et les ELD.

<sup>6</sup> 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.

<sup>7</sup> Hors contrats d'achat.

# SOMMAIRE

<b>A. CHARGES DE SERVICE PUBLIC EN ELECTRICITE .....</b>	<b>6</b>
<b>1. CHARGES DE SERVICE PUBLIC DANS LES ZONES NON INTERCONNECTEES EN DEHORS DES SURCOUTS LIES AUX CONTRATS D'ACHAT DE L'ELECTRICITE ET CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX.....</b>	<b>6</b>
1.1 SURCOUTS DE PRODUCTION DANS LES ZONES NON INTERCONNECTEES .....	7
1.1.1 Mise à jour des surcoûts de production prévus par EDF pour 2017 .....	7
1.1.1.1 Coûts de production .....	7
1.1.1.2 Recettes de production .....	8
1.1.1.3 Surcoûts de production .....	9
1.1.2 Mise à jour des surcoûts de production prévus par EDM pour 2017 .....	9
1.1.2.1 Coûts de production .....	9
1.1.2.2 Recettes de production .....	10
1.1.2.3 Surcoûts de production .....	11
1.1.3 Mise à jour des surcoûts de production et d'achat d'énergie prévus par EEFW pour 2017 .....	11
1.1.3.1 Coûts .....	12
1.1.3.2 Recettes .....	12
1.1.3.3 Surcoûts de production et d'achat d'énergie .....	12
1.2 COUTS LIES AUX PROJETS D'ETUDES .....	12
<b>2. SURCOUTS LIES AUX CONTRATS D'ACHAT .....</b>	<b>12</b>
2.1 MISE A JOUR DES SURCOUTS D'ACHAT PREVUS PAR EDF EN METROPOLE CONTINENTALE AU TITRE DE 2017	13
2.1.1 Coûts liés aux contrats d'achat.....	13
2.1.1.1 Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels .....	13
2.1.1.2 Coût du contrôle des installations de cogénération, biomasse et biogaz.....	15
2.1.2 Coûts évités à EDF par les contrats d'achat .....	15
2.1.2.1 Coûts évités liés à l'énergie produite .....	15
2.1.2.1.1 Cas général.....	15
2.1.2.1.2 Coût évité par la production photovoltaïque .....	17
2.1.2.1.3 Cas particulier des installations bénéficiant d'un contrat horosaisonnalisé.....	17
2.1.2.1.4 Cas particulier des installations bénéficiant d'un contrat « appel modulable » .....	17
2.1.2.1.5 Prise en compte de l'imprévisibilité d'une partie de la production sous obligation d'achat.....	18
2.1.2.2 Coût évité lié aux certificats de capacité .....	18
2.1.2.3 Coût total évité à EDF par les contrats d'achat .....	19
2.1.3 Surcoûts liés aux contrats d'achat pour EDF en 2017 .....	19
2.2 MISE A JOUR DES SURCOUTS D'ACHAT PREVUS PAR LES ELD AU TITRE DE 2017.....	19
2.2.1 Coûts d'achat déclarés par les ELD.....	19
2.2.2 Calcul des coûts évités .....	19
2.2.2.1 Coût évité lié à l'énergie produite.....	19
2.2.2.2 Coût évité lié aux certificats de capacité .....	20
2.2.3 Surcoûts d'achat.....	21
2.3 SURCOUTS D'ACHAT PREVUS PAR LES ORGANISMES AGREES AU TITRE DE 2017 .....	21
2.3.1 Coûts d'achat déclarés par les Organismes Agréés .....	21

2.3.2	Coûts évités.....	21
2.3.2.1	Coûts évités liés à l'énergie produite .....	21
2.3.2.2	Coûts évités liés aux certificats de capacité .....	21
2.3.3	Surcoûts d'achat.....	21
2.4	MISE A JOUR DES SURCOUTS D'ACHAT PREVUS PAR EDF DANS LES ZNI AU TITRE DE 2017 .....	21
2.4.1	Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels.....	21
2.4.2	Coûts évités à EDF par les contrats d'achat .....	23
2.4.3	Surcoûts dus aux contrats d'achat supportés par EDF dans les ZNI .....	23
2.5	SURCOUTS D'ACHAT PREVUS PAR EDM AU TITRE DE 2017 .....	23
2.5.1	Coûts liés aux contrats d'achat à Mayotte .....	23
2.5.2	Coûts évités à EDM par les contrats d'achat à Mayotte.....	23
2.5.3	Surcoûts dus aux contrats d'achat supportés par EDM à Mayotte .....	24
2.6	SURCOUTS D'ACHAT PREVUS PAR EEFW AU TITRE DE 2017.....	24
<b>3.</b>	<b>CHARGES LIEES A LA REMUNERATION DE LA DISPONIBILITE DES COGENERATIONS DE PLUS DE 12 MW 24</b>	
<b>4.</b>	<b>COMPLEMENT DE REMUNERATION .....</b>	<b>24</b>
<b>5.</b>	<b>COUTS LIES A LA CONCLUSION ET A LA GESTION DES CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLEMENT DE REMUNERATION EN METROPOLE CONTINENTALE .....</b>	<b>26</b>
<b>6.</b>	<b>BILAN DES CHARGES LIEES AUX CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLEMENT DE REMUNERATION EN METROPOLE CONTINENTALE AU TITRE DE 2017.....</b>	<b>26</b>
<b>7.</b>	<b>CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX.....</b>	<b>27</b>
7.1	CHARGES LIEES AU « TARIF DE PREMIERE NECESSITE ».....	29
7.1.1	Pertes de recettes liées au TPN .....	29
7.1.2	Surcoûts de gestion .....	29
7.1.3	Services liés à la fourniture.....	29
7.1.4	Bilan des charges liées au TPN.....	29
7.2	CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS D'AFFICHAGE DEPORTE.....	29
7.3	CHARGES LIEES AU DISPOSITIF INSTITUTE EN FAVEUR DES PERSONNES EN SITUATION DE PRECARITE	29
7.4	CHARGES RELATIVES AUX SERVICES LIES A LA FOURNITURE DES BENEFICIAIRES DU CHEQUE ENERGIE	29
7.5	BILAN DES CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX SUPPORTEES PAR OPERATEUR.....	29
<b>B.</b>	<b>CHARGES DE SERVICE PUBLIC EN GAZ .....</b>	<b>30</b>
<b>1.</b>	<b>CHARGES LIEES AUX CONTRATS D'ACHATS DE BIOMETHANE.....</b>	<b>30</b>
1.1	MISE A JOUR DES COUTS D'ACHAT PREVISIONNELS AU TITRE DE 2017 .....	30
1.2	MISE A JOUR DES COUTS EVITES PREVISIONNELS AU TITRE DE 2017.....	30
1.3	MISE A JOUR DES COUTS PREVISIONNELS DE GESTION DES ACHETEURS DE BIOMETHANE AU TITRE DE 2017	32
1.4	MISE A JOUR DE LA VALORISATION PREVISIONNELLE DES GARANTIES D'ORIGINES AU TITRE DE 2017	32
1.5	MISE A JOUR DES CHARGES PREVISIONNELLES AU TITRE DE 2017 .....	32
<b>2.</b>	<b>CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX.....</b>	<b>33</b>
2.1	MISE A JOUR DES PREVISIONS DE DEDUCTIONS ET VERSEMENTS FORFAITAIRES .....	34
2.2	MISE A JOUR DE LA PREVISION DES SURCOUTS DE GESTION.....	34
2.3	SERVICES LIES A LA FOURNITURE .....	34
2.4	BILAN DE LA MISE A JOUR DE LA PREVISION DES CHARGES LIEES AU TSS .....	34

<b>C. SYNTHÈSE.....</b>	<b>35</b>
<b>1. MISE A JOUR DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC PREVISIONNELLES AU TITRE DE 2017 .....</b>	<b>35</b>
<b>2. DETAILS DE LA MISE A JOUR DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC PREVISIONNELLES AU TITRE DE 2017 PAR LES OPERATEURS AUTRES QU'EDF, EDM, EEF, RTE ET ACHETEURS DE DERNIER RECOURS</b>	<b>37</b>

## 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 2015<sup>8</sup>, 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 ont été définies dans la délibération du 2 février 2017<sup>9</sup>. La définition de la compensation des petites actions de MDE est subordonnée à la constitution d'un comité MDE dans chaque ZNI et à l'élaboration d'un plan stratégique de déploiement des actions. Dans cette attente 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.

Les modalités d'appréciation des surcoûts liés aux projets d'ouvrages de stockage d'électricité ont été définies dans la délibération du 30 mars 2017<sup>10</sup>. Malgré le fait que les premiers projets de stockage doivent être présentés à la CRE au deuxième semestre 2017, aucun opérateur n'a déclaré de charges à ce titre.

Pour ce qui concerne les coûts liés aux projets d'études, seule EDF PEI a exposé à la compensation les coûts liés à une étude en Corse.

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

<sup>8</sup> 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.

<sup>9</sup> Délibération de la CRE du 2 février 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen des petites actions visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les zones non interconnectées.

<sup>10</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 mars 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées

## 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 ».

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 mise à jour des surcoûts de production nécessite de réévaluer, dans chaque 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 2016, de l'actualisation du bilan énergétique des ZNI et de la mise à jour des hypothèses économiques retenues pour la prévision initiale au titre de 2017. Ces éléments sont présentés dans les sections suivantes.

### 1.1.1 Mise à jour des surcoûts de production prévus par EDF pour 2017

#### 1.1.1.1 Coûts de production

Les coûts de production mis à jour déclarés par EDF dans les ZNI s'élèvent, pour 2017, à **730,1 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 2016 et prévisionnels pour 2017 dans le Tableau 2.

Tableau 1 : Mise à jour des coûts de production dans les ZNI prévue par EDF pour 2017

M€	Nature de coûts retenus	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2017 reprév
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	40,4	32,3	47,5	47,3	2,4	10,3	2,1	182,3
	Personnel, charges externes et autres achats	38,4	21,7	32,7	45,7	15,7	5,8	1,6	161,5
	Impôts et taxes	11,2	12,0	5,9	21,4	13,4	0,1	0,1	64,0
	Coûts de commercialisation	8,8	11,8	12,4	5,4	14,8	0,1	0,0	53,2
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	1,8	0,5	1,9	1,2	0,1	0,2	0,0	5,6
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	41,8	14,9	14,5	33,6	17,4	6,8	0,2	129,3
	Amortissements	16,2	13,8	12,5	14,2	8,6	3,0	0,3	68,7
	Frais de structure, de siège et prestations externes	12,9	13,0	9,9	13,8	15,8	0,0	0,0	65,4
<b>Coût total</b>		<b>171,5</b>	<b>119,8</b>	<b>137,3</b>	<b>182,6</b>	<b>88,2</b>	<b>26,3</b>	<b>4,3</b>	<b>730,1</b>

Comme affiché dans le Tableau 2, les coûts de production prévisionnels pour 2017 dans les ZNI sont en diminution par rapport à 2016 (- 19,1 M€), ainsi que par rapport à ceux initialement prévus (- 20,0 M€).

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

M€	Nature de coûts retenus	2017 reprév	2017 prév	Evolution		2016	Evolution	
				en M€	en %		en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	182,3	196,1	-13,8	-7%	215,6	-33,3	-15%
	Personnel, charges externes et autres achats	161,5	170,5	-9,0	-5%	145,2	16,3	11%
	Impôts et taxes	64,0	67,5	-3,5	-5%	71,3	-7,3	-10%
	Coûts de commercialisation	53,2	43,4	9,8	23%	48,1	5,1	11%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	5,6	5,7	-0,1	-2%	5,8	-0,2	-4%
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	129,3	128,4	0,8	1%	130,8	-1,5	-1%
	Amortissements	68,7	72,2	-3,5	-5%	68,2	0,5	1%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	65,4	66,2	-0,7	-1%	64,1	1,3	2%
<b>Coût total</b>		<b>730,1</b>	<b>750,1</b>	<b>-20,0</b>	<b>-3%</b>	<b>749,2</b>	<b>-19,1</b>	<b>-3%</b>

#### Evolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2016

Le principal facteur de diminution des coûts par rapport à l'année 2016 est la baisse des coûts d'achat des combustibles liée à la moindre sollicitation des moyens thermiques du fait notamment de la bonne hydraulité en Corse et en Guyane. Par ailleurs, l'évaluation des coûts d'achat se base pour une partie importante sur les prix de couvertures des combustibles établis sur les prix à terme encore relativement bas par rapport au redressement des prix spot du marché des matières premières.

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 CO<sub>2</sub> pour couvrir l'ensemble de ses émissions. La valorisation prévisionnelle des quotas d'émission de CO<sub>2</sub> acquis sur le marché est réalisée par EDF

à partir du prix à terme 2017 observé sur le marché boursier *ICE<sup>11</sup> ECX EUA futures* mi-mars 2017, soit 5,26 €/tCO<sub>2</sub> (quasiment stable par rapport au prix de 2016 : 5,22 €/tCO<sub>2</sub>).

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 des anciennes centrales thermiques d'EDF SEI remplacées par les centrales d'EDF Production Electrique Insulaire – EDF PEI<sup>12</sup> - à Jarry Nord en Guadeloupe, à Bellefontaine en Martinique, à Lucciana en Corse et au Port-Ouest à la Réunion.

L'augmentation des coûts de commercialisation de + 5,1 M€ s'inscrit dans la tendance de croissance observée entre 2015 et 2016. EDF estime que le nouveau cadre réglementaire sur les projets d'infrastructure et sur les « petites » actions visant la maîtrise de la demande d'électricité doit permettre de multiplier ces actions.

### Evolution par rapport aux coûts prévisionnels pour 2017

A l'exception de la Guadeloupe et dans une moindre mesure de la Martinique, la production des moyens thermiques dans les ZNI a été revue à la baisse. Cela concerne en particulier la Corse et la Guyane où une forte hydraulité a été observée début 2017.

Les coûts d'achat des quotas d'émission de gaz à effet de serre sont inférieurs à ceux prévus initialement en cohérence avec la baisse de production des moyens thermiques malgré le prix à terme 2017 observé sur le marché boursier *ICE ECX EUA futures* très légèrement plus élevé que celui prévu initialement (5,22 €/tCO<sub>2</sub> contre 5,01 €/tCO<sub>2</sub> prévu initialement).

Les hypothèses de croissance des autres coûts d'exploitation et des frais de commercialisation initialement prévus pour 2017 n'ont pas changé pour la mise à jour (le même taux d'inflation prévisionnelle de 1,4 % entre 2016 et 2017 a été retenu). Ainsi, la variation de la prévision de ces coûts mise à jour par rapport à leur prévision initiale – à la hausse comme à la baisse – s'explique essentiellement par la variation des coûts constatés en 2016 par rapport à ceux constatés en 2015 servant respectivement de base de calcul pour la prévision de ces coûts et sa mise à jour.

Les actifs rémunérés ont été réévalués, sur la base des actifs déclarés en 2016, à un niveau inférieur à celui initialement prévu. Ce qui a conduit, par conséquence, à une baisse des dotations aux amortissements par rapport à la première prévision pour 2017.

#### 1.1.1.2 Recettes de production

La prévision des recettes de production mise à jour dans les ZNI pour 2017 s'élèvent à **214,0 M€**, réparties comme indiqué dans le Tableau 3.

Tableau 3 : Mise à jour des recettes de production prévues par EDF dans les ZNI pour 2017

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2017 reprév
Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité <sup>(1)</sup>	202,3	197,0	149,6	82,8	289,0	4,9	1,0	926,6
Recettes réseau	86,4	76,5	51,5	32,0	110,2	1,7	0,0	358,4
Recettes gestion de la clientèle	10,1	10,2	8,3	2,9	16,1	0,1	0,1	47,9
<b>Recettes brutes de production<sup>(2)</sup></b>	105,7	110,3	89,8	47,9	162,7	3,1	0,9	520,3
Part des recettes à considérer <sup>(3)</sup>	38,8	12,7	30,9	38,7	23,2	3,1	0,9	148,3
<b>Recettes de production totales<sup>(4)</sup></b>	<b>55,2</b>	<b>28,1</b>	<b>40,9</b>	<b>45,7</b>	<b>39,7</b>	<b>3,3</b>	<b>1,0</b>	<b>214,0</b>
Part production du tarif de vente <sup>(5)</sup> (€/MWh)	53,69	60,16	64,87	57,17	60,50	68,95	89,26	-

<sup>(1)</sup> 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

<sup>(2)</sup> 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)

<sup>(3)</sup> 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.2.4

<sup>(4)</sup> incluant les recettes correspondant aux services systèmes et aux pertes

<sup>(5)</sup> la part production du tarif de vente est utilisée pour évaluer les surcoûts dus aux contrats d'achat en ZNI (cf. section A.2.4.2)

<sup>11</sup> Intercontinental Exchange.

<sup>12</sup> EDF PEI est une filiale à 100 % du groupe EDF.

L'évolution des recettes de production prévisionnelles mises à jour par rapport aux recettes constatées au titre de 2016 et à celles initialement prévues pour 2017 est indiquée dans le Tableau 4.

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

	M€	2017 reprév	2017 prév	Evolution		2016	Evolution	
				en M€	en %		en M€	en %
Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité		<b>926,6</b>	<b>950,7</b>	-24,1	-3%	<b>919,4</b>	7,1	1%
<i>Recettes réseau</i>		<b>358,4</b>	<b>356,0</b>	2,4	1%	<b>346,8</b>	11,6	3%
<i>Recettes gestion de la clientèle</i>		<b>47,9</b>	<b>48,1</b>	-0,2	0%	<b>46,9</b>	1,0	2%
<b>Recettes brutes de production</b>		<b>520,3</b>	<b>546,6</b>	-26,3	-5%	<b>525,7</b>	-5,4	-1%
Part des recettes à considérer		<b>148,3</b>	<b>160,8</b>	-12,4	-8%	<b>153,8</b>	-5,5	-4%
<b>Recettes de production totales</b>		<b>214,0</b>	<b>228,8</b>	-14,8	-6%	<b>217,2</b>	-3,2	-1%

#### Evolution par rapport aux recettes constatées au titre de 2016

La mise à jour des recettes de production est établie sur la base des recettes constatées en 2016 en prenant en compte les hypothèses suivantes :

- hausse moyenne de la consommation de 1,0 % entre 2016 et 2017. La hausse dans chaque ZNI est uniformément répartie sur l'ensemble des catégories tarifaires ;
- taux de pertes moyen relativement stable entre 2016 et 2017, entre 10,3 % et 10,8 % ;
- augmentation moyenne tarifaire quasi neutre par rapport aux tarifs en vigueur en 2016 liée à l'évolution du portefeuille clientèle ;
- les recettes de distribution et recettes de gestion de la clientèle augmentent en corrélation avec la croissance prévisionnelle de la consommation et l'évolution tarifaire envisagée.

#### Evolution par rapport aux coûts prévisionnels pour 2017

Le montant des recettes mises à jour pour 2017 est inférieur à celui initialement prévu d'environ 6 % ce qui s'explique par la prévision d'une croissance de la consommation et d'une augmentation moyenne tarifaire moins importantes que prévues initialement.

##### 1.1.1.3 Surcoûts de production

Les montants prévisionnels des coûts et des recettes de production mis à jour retenus par la CRE s'élèvent respectivement à 730,1 M€ et 214,0 M€, le montant des surcoûts de production mis à jour pour 2017 dans les ZNI est égal à **516,1 M€**. Leur décomposition par zone est présentée dans le Tableau 5.

**Tableau 5 : Surcoûts de production prévisionnels mis à jour par EDF dans les ZNI pour 2017**

	M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2017 reprév
Coût de production		171,5	119,8	137,3	182,6	88,2	26,3	4,3	<b>730,1</b>
Recettes de production		55,2	28,1	40,9	45,7	39,7	3,3	1,0	<b>214,0</b>
<b>Surcoûts (M€)</b>		<b>116,3</b>	<b>91,7</b>	<b>96,4</b>	<b>136,9</b>	<b>48,5</b>	<b>22,9</b>	<b>3,4</b>	<b>516,1</b>

Ce surcoût est affecté au programme budgétaire « service public de l'énergie ».

#### 1.1.2 Mise à jour des surcoûts de production prévus par EDM pour 2017

##### 1.1.2.1 Coûts de production

Les coûts de production prévisionnels mis à jour s'élèvent, pour 2017, à **107,4 M€**, dont 57 % au titre des combustibles – hors taxes (61,4 M€). La décomposition par grands postes de coût et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2016 et prévisionnels pour 2017 sont présentées dans le Tableau 6. Les coûts de production prévisionnels pour 2017 augmentent par rapport à ceux constatés pour 2016 (+3,9 M€), mais diminuent fortement par rapport ceux prévus initialement pour 2017 (- 12,3 M€).

Tableau 6 : Evolution des coûts de production prévisionnels mis à jour pour 2017 par rapport aux coûts constatés au titre de 2016 et prévus initialement pour 2017

M€	Nature de coûts retenus	2017 reprév	2017 prév	Evolution		2016	Evolution	
				en M€	en %		en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	61,4	74,5	-13,1	-18%	61,9	-0,5	-1%
	Personnel, charges externes et autres achats	20,7	21,3	-0,5	-2%	17,7	3,1	17%
	Impôts et taxes	0,7	0,8	-0,1	-11%	0,9	-0,2	-19%
	Coûts de commercialisation	3,1	1,8	1,2	67%	2,4	0,7	28%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	1,1	1,8	-0,6	-36%	1,0	0,1	13%
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	13,2	12,6	0,7	5%	13,0	0,2	2%
	Amortissements	6,4	6,3	0,1	2%	6,2	0,2	3%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	0,7	0,6	0,0	6%	0,4	0,2	47%
<b>Coût total</b>		<b>107,4</b>	<b>119,7</b>	<b>-12,3</b>	<b>-10%</b>	<b>103,6</b>	<b>3,9</b>	<b>4%</b>

### Evolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2016

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 d'environ 3,5 % par rapport à 2016. Un taux de pertes prévisionnel de 8,6 % a été retenu, contre 7,9 % en 2016.

En dépit de la croissance de la consommation et de l'appel des centrales thermiques, les coûts d'achat des combustibles sont restés stables par rapport à 2016 du fait d'une baisse de leur coût unitaire.

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 (3,1 M€).

Lors de l'examen des coûts de commercialisation exposés par EDM au titre de 2016, il est apparu qu'EDM n'a pas été en mesure d'obtenir de CEE pour les actions de MDE qu'il a déployées à Mayotte. Or la valorisation de ces CEE permettrait de réduire la compensation versée au titre des charges de service public. Par conséquent, à compter de l'année 2017, il est attendu qu'EDM obtienne et valorise des CEE au titre des actions de MDE qu'il déploie.

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

### Evolution par rapport aux coûts prévisionnels pour 2017

Par rapport à la prévision initiale pour 2017, les coûts d'achat des combustibles et des quotas d'émission de gaz à effet de serre ont fortement diminué du fait (i) d'une baisse significative de leur coût unitaire par rapport à la prévision initiale, et (ii) d'une consommation et d'un appel des centrales thermiques inférieurs de près de 6 % par à la prévision initiale.

#### 1.1.2.2 Recettes de production

Les recettes de production prévisionnelles mises à jour pour 2017 s'élèvent pour EDM à **19,5 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 2016 et initialement prévues pour 2017

en M€	2017 reprév	2017 prév	Evolution		2016	Evolution		
			en M€	en %		en M€	en %	
(+) Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité	32,3	34,4	-2,1	-6%	30,9	1,5	5%	
(+) Chiffre d'affaires théorique lié aux agents EDM	0,2	0,2	0,0	-12%	0,2	0,0	2%	
<b>Chiffre d'affaires total à considérer</b>	<b>32,5</b>	<b>34,6</b>	<b>-2,1</b>	<b>-6%</b>	<b>31,1</b>	<b>1,5</b>	<b>5%</b>	
(-) Recettes de distribution	12,6	24,3	-11,7	-48%	12,4	0,2	2%	
(-) Recettes de gestion clientèle	1,4	1,4	0,1	4%	1,2	0,2	15%	
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	2,0	1,2	0,9	75%	1,8	0,3	14%	
<b>Recettes brutes de production</b>	<b>20,5</b>	<b>10,1</b>	<b>10,4</b>	<b>103%</b>	<b>19,2</b>	<b>1,3</b>	<b>7%</b>	
<b>Recettes de production totales <sup>(1)</sup></b>	<b>19,5</b>	<b>9,6</b>	<b>9,9</b>	<b>103%</b>	<b>18,3</b>	<b>1,1</b>	<b>6%</b>	
<hr/>								
<b>Part production du tarif de vente (€/MWh)</b>	<b>60,11</b>	<b>27,77</b>	<b>32,3</b>	<b>116%</b>	<b>58,71</b>	<b>1,4</b>	<b>2%</b>	

(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.2.5.2.

### Evolution par rapport aux recettes constatées au titre de 2016

Le chiffre d'affaires pour 2017 est supérieur à celui prévu pour 2016 d'environ 5 % ce qui s'explique principalement par la poursuite de la croissance de la consommation.

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).

### Evolution par rapport aux recettes initialement prévues pour 2017

Le chiffre d'affaires s'avère plus faible que prévu des ventes d'énergie en cohérence avec la consommation moindre qu'attendue (-6 %).

Par ailleurs, la disposition de l'article L. 362-4 du code de l'énergie qui prévoyait que les recettes d'acheminement étaient considérées égales aux coûts de réseaux réellement supportés par EDM – sur la base de laquelle la prévision initiale avait été réalisée – est abrogée depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016. A compter de cette date, les surcoûts de réseau par rapport aux recettes tarifaires d'acheminement d'EDM – déterminées par application du TURPE – font l'objet d'une couverture via les dotations du Fonds de péréquation de l'électricité (FPE).

Par conséquent, les recettes d'acheminement déterminées par application du TURPE s'élèvent à **12,6 M€** pour 2017, contre **24,3 M€** dans la prévision initiale, quand elles étaient considérées égales aux coûts de réseau supportés par EDM.

#### 1.1.2.3 Surcoûts de production

Les coûts et les recettes de production prévisionnels retenus par la CRE s'élevant respectivement à 107,4 M€ et 19,5 M€, le montant des surcoûts de production prévisionnels pour 2018 est évalué pour EDM à **87,9 M€**. Ce surcoût relève du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

#### 1.1.3 Mise à jour des 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, après avoir transmis en 2016 une première prévision de ses charges de service public de l'énergie à supporter au titre de 2017, EEWf en a transmis une reprévision en 2017.

Dans ce contexte de mise en place de la péréquation tarifaire, les éléments de coûts et recettes transmis par EEWf ne sont pas ventilés entre activités de production et de distribution d'électricité. 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 relatifs aux activités électriques 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<sup>er</sup> juillet 2016 pour les 50 premiers kilowattheures consommés par mois par abonné ;
- à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2017 aux 100 premiers kilowattheures consommés par mois par abonné ;
- à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2017 aux 150 premiers kilowattheures consommés par mois par abonné.

Au-delà des volumes précités qui délimitent le périmètre péréqué, les prix de l'énergie restent fixés par le cahier des charges de concession, et ce jusqu'au 1<sup>er</sup> janvier 2020. Par conséquent, le calcul des charges de service public de l'énergie supportées par EEWf se limite aux kWh péréqués, dont le volume croît de 359 % entre 2016 et 2017, pour représenter 23,6 % du volume d'électricité vendu en 2017, contre seulement 5,6 % en 2016.

### 1.1.3.1 Coûts

Les coûts présentés sont calculés au prorata du volume péréqué sur la base des coûts totaux supportés par EEFW 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 à des contrats d'achat d'électricité photovoltaïque hors obligation d'achat.

Les coûts prévisionnels s'élèvent, pour 2017, à **2,54 M€**, dont 48 % au titre des combustibles (1,22 M€). La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 8.

Tableau 8 : Coûts prévus par EEFW pour 2017

M€	Nature de coûts déclarés	2017 reprév (périmètre péréqué)	Part dans le total (en %)	2016 constaté (périmètre péréqué)	Evolution	
					en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	1,22	48,0%	0,22	1,0	462%
	Personnel, charges externes et autres achats	0,72	28,2%	0,15	0,6	368%
	Coûts de commercialisation	0,00	0,0%	0,00	0,0	
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	0,00	0,0%	0,00	0,0	
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	0,06	2,3%	0,01	0,0	425%
	Amortissements	0,14	5,5%	0,02	0,1	487%
	Fonctions support	0,40	15,8%	0,10	0,3	321%
Coût total hors achat d'énergie		2,54	99,7%	0,50	2,0	407%
Coût achat d'énergie		0,007	0,3%	0,002	0,006	362%
Coût total		2,54	100,0%	0,50	2,0	407%

#### Evolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2016

Le principal facteur d'augmentation des différents postes coûts par rapport à l'année 2016 est l'élargissement de l'assiette de kWh péréqués au cours de l'année 2017.

### 1.1.3.2 Recettes

La reprévision des recettes correspondant au périmètre péréqué s'élève à **0,65 M€** pour 2017, contre **0,14 M€** pour 2016, soit une augmentation de 361 %, qui s'explique essentiellement par l'extension du périmètre de la péréquation.

### 1.1.3.3 Surcoûts de production et d'achat d'énergie

Les montants prévisionnels de coûts et de recettes retenus par la CRE s'élevant respectivement à 2,54 M€ et 0,65 M€, le montant des surcoûts de production et d'achat d'énergie pour 2017 est réévalué à **1,89 M€** pour EEFW, contre 0,36 M€ en 2016, soit une augmentation de 425 %. Ce surcoût relève du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

## 1.2 Coûts liés aux projets d'études

Pour ce qui concerne les coûts liés aux projets d'études, seule EDF PEI a exposé à la compensation les coûts de l'étude relative à la chaîne d'approvisionnement gazière en Corse. La Programmation Pluriannuelle de l'Energie adoptée en fin 2015<sup>13</sup> prévoit explicitement la réalisation d'une telle étude. Son cahier des charges a été approuvé par le ministre en charge de l'énergie. Ainsi, EDF PEI expose à la compensation les coûts afférents pour un montant total prévisionnel de **0,2 M€**. Ce coût est affecté au programme budgétaire « service public de l'énergie ».

## 2. SURCOUTS LIES AUX CONTRATS D'ACHAT

### Contrats d'achat éligibles à la compensation

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 de l'énergie) ;
- les contrats d'achat conclus à l'issue d'appels d'offres (1° de l'article L. 311-12 du code précité) ;

<sup>13</sup> Décret n° 2015-1697 du 18 décembre 2015 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie de Corse.

- 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 ».

### Coût évités liés à l'énergie produite

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 (coût évité « énergie »), 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* ».

### Coût évité lié aux certificats de capacité

En métropole continentale, le coût évité comprend en outre une part « capacité ». En effet, le mécanisme de capacité étant entré en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2017, la valeur des certificats de capacité liés à ces installations s'ajoute au coût évité par l'acquisition de l'énergie présenté ci-dessus. Il s'agit du coût évité « capacité ». L'article L. 335-5 du code de l'énergie dispose en effet que les gestionnaires de contrats d'obligation d'achat en métropole continentale sont subrogés aux producteurs pour la délivrance des garanties de capacité et la responsabilité des éventuels écarts. Les gestionnaires de contrats d'obligation d'achat ont notamment l'obligation de faire certifier les installations dont ils ont la gestion pour chaque Année de Livraison. En application des dispositions de l'article L. 121-24 du code de l'énergie, la valeur des certificats de capacité acquises dans ce cadre est déduite des charges de service public et le montant des éventuelles pénalités est ajouté aux charges de service public constatées pour l'acqureur.

\* \* \*

Les sections suivantes présentent les résultats de la mise à jour de l'évaluation des surcoûts liés aux contrats d'achat en métropole continentale pour EDF, les ELD et les Organismes Agréés et, dans les ZNI, pour EDF, EDM et EEWf. L'éventuel Acheteur en dernier recours mentionné à l'article L. 314-26 du code de l'énergie est également concerné par des dispositions de calcul de surcoût liés aux contrats d'achat. Cependant, il n'a pas été désigné à ce jour et ne fait donc l'objet d'aucune section au sein de cette annexe.

## **2.1 Mise à jour des surcoûts d'achat prévus par 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 mise à jour de la prévision des quantités achetées en 2017 est établie par EDF à partir des montants constatés au titre de 2016 et au cours des mois de janvier à mars 2017, et des évolutions prévues pour le reste de l'année 2017. Comme indiqué en introduction, la CRE n'a pas modifié ces nouvelles prévisions.

Les quantités d'électricité et les coûts d'achat déclarés par EDF en métropole continentale au titre de l'année 2016 sont présentés dans le Tableau 9.

La mise à jour de la prévision pour 2017 réalisée par EDF aboutit à un volume total de **50,8 TWh** pour un coût d'achat de **6 899,9 M€**.

Tableau 9 : Mise à jour des 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	1 323,3	0,0	0,0	337,7	1 900,0	188,9	158,3	194,2	316,6	7,5	4 426,4
Février	1 179,1	0,0	0,0	497,4	2 385,7	176,8	146,0	190,4	403,4	20,6	4 999,4
Mars	1 168,0	0,0	0,0	790,0	2 592,0	219,0	165,0	169,0	645,9	2,0	5 751,0
Avril	0,0	0,0	0,0	610,3	1 907,6	160,6	159,4	201,5	815,7	24,5	3 879,7
Mai	0,0	0,0	0,0	659,9	1 620,6	194,7	166,2	209,6	966,1	25,4	3 842,6
Juin	0,0	0,0	0,0	544,1	1 376,5	181,9	162,3	276,6	1 025,7	27,9	3 595,0
Juillet	0,0	0,0	0,0	382,4	1 360,3	192,9	168,5	287,2	1 072,6	21,4	3 485,4
Août	0,0	0,0	0,0	282,5	1 338,6	197,7	170,0	288,6	984,2	22,0	3 283,6
Septembre	0,0	0,0	0,0	246,3	1 619,1	171,2	166,0	280,6	792,3	19,3	3 294,8
Octobre	0,0	0,0	0,0	319,5	2 133,3	154,3	171,8	291,3	578,3	24,5	3 673,1
Novembre	1 191,8	0,0	0,0	358,2	2 428,5	179,1	167,7	283,3	325,4	34,2	4 968,1
Décembre	1 391,0	0,0	0,0	468,2	2 828,7	187,4	173,3	294,1	225,6	15,5	5 584,0
<b>Quantités (GWh)</b>	<b>6 253,1</b>	<b>0,0</b>	<b>0,1</b>	<b>5 496,6</b>	<b>23 491,0</b>	<b>2 204,4</b>	<b>1 974,7</b>	<b>2 966,4</b>	<b>8 151,9</b>	<b>244,8</b>	<b>50 783,1</b>
Prévision initiale pour 2017 (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 2016 (GWh)	1 656,4	3 992,0	0,7	5 355,2	19 944,3	2 027,0	1 760,1	2 325,8	7 540,9	1,8	44 604,2
<b>Coût d'achat (M€)</b>	<b>877,8</b>		<b>3,1</b>	<b>412,8</b>	<b>2 110,3</b>	<b>125,0</b>	<b>271,5</b>	<b>416,6</b>	<b>2 660,7</b>	<b>22,1</b>	<b>6 899,9</b>
Prévision initiale pour 2017 (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 2016 (M€)	192,7	511,7	5,1	400,0	1 761,9	115,6	245,0	321,2	2 575,0	0,2	6 128,4
<b>Coût d'achat unitaire (€/MWh)</b>	<b>140,4</b>		<b>26 700,9</b>	<b>75,1</b>	<b>89,8</b>	<b>56,7</b>	<b>137,5</b>	<b>140,4</b>	<b>326,4</b>	<b>90,4</b>	<b>135,9</b>
Prévision initiale pour 2017 (€/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 2016 (€/MWh)	116,4	128,2	7 535,1	74,7	88,3	57,0	139,2	138,1	341,5	89,8	137,4

\* Autres = petites installations et surplus des ELD (RS41)

Par rapport à l'année 2016, le volume d'énergie acheté sous obligation d'achat en 2017 augmente de 13,9 %. Cette hausse est liée à la croissance en volume des filières éolienne (+3,5 TWh, en raison de la croissance du parc éolien mais aussi car la production de l'année 2016 a été relativement faible en fin d'année), biomasse (+0,6 TWh), photovoltaïque (+0,6 TWh) et cogénération (+0,6 TWh). Le coût d'achat unitaire moyen du MWh diminue de 1,1 % pour s'établir à 135,9 €/MWh. Le coût d'achat total progresse de 13 %, soit une hausse de 772 M€ entre 2016 et 2017.

La mise à jour de la prévision d'achat pour 2017 conduit à augmenter les volumes d'achat de 283 GWh (soit +0,6 % par rapport à la prévision initiale). Cette augmentation résulte de différentes évolutions suivant les filières de production : hausse de la production des filières cogénération et hydraulique notamment et baisse de la production des filières incinération et biomasse. Le coût d'achat total est en revanche en diminution de 231 M€ (soit -3,2 % par rapport à la prévision initiale). Cette baisse est principalement portée par la diminution du coût d'achat moyen de la filière photovoltaïque et la baisse des volumes d'achat prévus pour la filière biomasse, partiellement contrebalancées par l'augmentation du coût d'achat de la filière cogénération.

La prévision de production pour la filière éolienne conduit à une légère hausse de la production par rapport à la prévision initiale (+108 GWh soit +0,5%). Les effets de l'augmentation de la puissance installée prévisionnelle (d'environ +450 MW) sont en partie annulés par la réévaluation du productible. En effet, la mise à jour de la production 2017 tient compte du faible niveau de la production constatée sur le 1<sup>er</sup> trimestre en raison des conditions météorologiques. Le coût d'achat augmente légèrement (+0,9 M€), la hausse de la production ayant été partiellement compensée par une légère baisse du coût d'achat unitaire prévisionnel (-0,4 %). Par rapport à l'année 2016, la mise à jour de la prévision conduit à une augmentation significative des volumes et des coûts d'achat (respectivement 3,5 TWh et 348,4 M€), résultant du développement attendu de la filière.

S'agissant de la filière photovoltaïque, la prévision de volumes pour 2017 est revue à la baisse (-130 GWh par rapport à la prévision initiale), tandis que la prévision de coût d'achat évolue fortement à la baisse (-295 M€), sous l'effet de l'intégration de la baisse du coût d'achat moyen constaté en 2016. La nouvelle prévision 2017 s'établit à 2 661 M€, soit une hausse de 3,3 % par rapport au coût d'achat constaté en 2016 qui s'explique par une prévision de hausse de la production (+8,1 %) contrebalancée par une baisse attendue du coût d'achat moyen (-4,4 %).

La prévision de production de la filière cogénération est revue à la hausse de 19 %, en raison d'une réprévision à la hausse du flux entrant de nouveaux contrats d'achat pour l'année 2017. Le coût d'achat augmente dans des proportions significatives (+34 %), la hausse du coût unitaire d'achat sous l'effet de l'augmentation des prix du gaz s'ajoutant à cette croissance des volumes produits. La nouvelle prévision pour l'année 2017 repose sur un volume de 6,3 TWh (+10,7% par rapport à 2016) et un coût d'achat de 877,8 M€ (+25 % par rapport à 2016).

La mise à jour de la prévision de production de la filière biomasse est plus basse que la prévision initiale (-664 GWh, soit -18%) en raison du décalage de la date de mise en service d'une installation de taille importante à juin 2017. La prévision initiale anticipait une production de cette installation sur l'intégralité de l'année. Par conséquent, le coût d'achat est revu à la baisse de -110 M€ soit -21%. La nouvelle prévision 2017 s'établit ainsi à 3,0 TWh et 416,6 M€, en hausse de près de 30 % par rapport à l'année 2016.

La prévision de production pour la filière biogaz évolue à la hausse (+2,3%), mais le coût d'achat est revu à la baisse (-16,7%), en raison d'une estimation du coût unitaire d'achat à 137,5 €/MWh en baisse de -18,5 % par

rapport à la prévision initiale. La nouvelle prévision de coût d'achat pour 2017 est de 271,5 M€ (+10,8 % par rapport à 2016).

La mise à jour de la prévision pour la filière hydroélectrique sous obligation d'achat en 2017 repose sur un volume de 5,5 TWh et un coût d'achat de 413 M€, ce qui correspond à une hausse de l'ordre de 3,2 % par rapport à l'année 2016 et de 6,2 % par rapport à la prévision initiale.

Les volumes achetés à la filière incinération sont en baisse de 10 % par rapport à la prévision initiale pour 2017 et s'élèvent à 2,2 TWh. Les coûts d'achat sont estimés pour 2017 à 125 M€, soit +8,2 % par rapport à 2016.

Le parc des diesels dispatchables continuera sa décroissance en 2017 avec une puissance de 25 MW en moyenne. Les volumes produits représentent 0,1 GWh en 2017 et les coûts d'achat s'élèvent à 3,1 M€.

EDF prévoit le développement de la filière « gaz de mine » à horizon 2017, avec la mise en service d'une installation de 7,5 MW en juin 2017, représentant un volume de 36 GWh et un coût d'achat de 2,5 M€.

Par ailleurs, EDF intègre à sa nouvelle prévision pour l'année 2017 une hypothèse relative à l'achat des surplus des ELD (contrats RS41). Pour 2017, la prévision représente un volume de 209 GWh et un coût d'achat de 19,7 M€.

### 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 2016, soit **0,3 M€**.

## 2.1.2 Coûts évités à EDF par les contrats d'achat

### 2.1.2.1 Coûts évités liés à l'énergie produite

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* ».

#### 2.1.2.1.1 Cas général

La méthodologie d'évaluation du coût évité prévisionnel au titre de l'année en cours pour EDF en métropole continentale est détaillée dans la délibération de la CRE du 16 décembre 2014<sup>14</sup>, du 25 mai 2016<sup>15</sup> et du 22 juin 2017<sup>16</sup>. 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.2.1.2.1.2 à A.2.1.2.1.5.

Le coût évité par la production quasi-certaine est calculé par référence aux prix de marché à terme. Le coût évité par la production aléatoire est calculé pour les 5 premiers mois de l'année à partir des prix spot constatés, et pour les 7 derniers mois à partir des prix de marché à terme : cotation du produit M6 pour le mois de juin, et cotations des produits Q3 et Q4 auxquelles sont appliqués des coefficients mensuels correspondants à la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix du mois sur le prix du trimestre correspondant (poids moyen du mois dans le trimestre) pour les mois de juillet à décembre.

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 2017 s'élève à **1 603,5 M€** (hors contrats photovoltaïques, contrats à différenciation horosaisonnaire, contrats « appel modulable » et cogénérations fonctionnant en mode « dispatchable »).

<sup>14</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie 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.

<sup>15</sup> 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.

<sup>16</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 22 juin 2017 portant communication relative à la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat et à la valorisation des certificats de capacité attachés à la production sous obligation d'achat

Il est en hausse de 27% par rapport à la prévision initiale pour l'année 2017, en raison de la hausse observée des prix de marché, notamment pendant le 1<sup>er</sup> trimestre 2017.

### Coût évité par la production quasi-certaine

La puissance quasi-certaine retenue pour l'année 2017<sup>17</sup> 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 <sup>18</sup>	2 200
Surplus de production M11	1 800
Surplus de production M12	1 800

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
35,72	44,59	44,25	42,59

Ainsi, le coût évité par la production quasi-certaine, correspondant à 17,0 TWh, est de **670,4 M€**.

### Coût évité par la production aléatoire relevant du cas général

Le coût évité par la part aléatoire est évalué à partir des prix spot, des cotations du produit M6, et des cotations des produits Q3 et Q4 auxquelles sont appliquées des facteurs fondés sur des données historiques de manière à établir une référence mensuelle.

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

Mois	Référence mensuelle
Janvier	78,00
Février	51,16
Mars	35,42
Avril	34,77
Mai	34,23
Juin	33,66
Juillet	34,53
Août	31,05
Septembre	37,57
Octobre	44,38
Novembre	44,25
Décembre	42,59

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 à **933,0 M€**. Ce montant est détaillé dans le Tableau 13.

<sup>17</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 14 décembre 2016 relative aux valeurs de la puissance équivalente quasi-certaine nécessaires pour le calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale.

<sup>18</sup> Premier trimestre.

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

Mois	Prix mensuel	Quantité hors éolien	Prix mensuel éolien	Quantité éolien	Coût évité
	(€/MWh)	(GWh)	(€/MWh)	(GWh)	(M€)
Janvier	78,00	946,0	59,7	607,4	110,1
Février	51,16	1 011,0	46,3	1 218,1	108,1
Mars	35,42	1 113,4	23,8	1 299,4	70,4
Avril	34,77	714,8	33,4	1 374,1	70,8
Mai	34,23	790,8	32,2	1 069,3	61,5
Juin	33,66	771,1	31,0	843,0	52,1
Juillet	34,53	670,6	29,6	809,0	47,1
Août	31,05	609,0	28,7	787,3	41,5
Septembre	37,57	551,0	36,9	1 085,6	60,7
Octobre	44,38	598,5	42,6	1 582,0	94,0
Novembre	44,25	1 212,9	40,0	1 234,4	103,1
Décembre	42,59	1 478,5	32,2	1 581,7	113,9
<b>Total 2017</b>	<b>41,8</b>	<b>10 468</b>	<b>36,4</b>	<b>13 491</b>	<b>933,0</b>

#### 2.1.2.1.2 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 mise à jour de la prévision 2017 est calculée en appliquant aux prix de marché mensuels, dont le calcul est décrit dans la partie précédente, le rapport moyen des prix de marchés 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 **361,0 M€**.

#### 2.1.2.1.3 Cas particulier des installations bénéficiant d'un contrat horosaisonnalisé

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

Ne pouvant prévoir, pour 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 MWh, par rapport à 2016, dans la même proportion que le prix de marché moyen pondéré entre 2016 et 2017. Le coût évité est ainsi estimé à **69,0 M€**.

#### 2.1.2.1.4 Cas particulier des installations bénéficiant d'un contrat « appel modulable »

Les installations « dispatchables », qui font l'objet de contrat type « appel modulable », devraient représenter, fin 2016, une puissance garantie de 22 MW. Leur production prévisionnelle s'élève à 0,1 GWh. La moyenne des résultats des appels d'offres de RTE pour la mise à disposition de réserves complémentaires a été retenue pour l'évaluation du coût fixe évité à l'acheteur obligé. Le coût fixe évité prévisionnel est ainsi évalué à 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 2016 et 2017). Sur cette base, le coût évité « énergie » par les installations « dispatchables » est évalué à 0,01 M€. Le coût évité total est de **0,6 M€**.

### 2.1.2.1.5 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<sup>er</sup> 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 **19 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.

### 2.1.2.2 Coût évité lié aux certificats de capacité

Dans ses délibérations du 14 décembre 2016 et du 22 juin 2017, la CRE a défini les principes de la prise en compte des revenus liés aux garanties de capacité respectivement pour l'Année de Livraison 2017 (la première année concernée par le mécanisme) puis pour l'ensemble des Années de Livraison (AL) du mécanisme de capacité. Ceux-ci conduisent à prendre en compte la valorisation qui pourrait être obtenue par un gestionnaire d'installation sous obligation d'achat aux enchères organisées pendant une année par EPEX Spot.

Pendant l'année 2017, les enchères suivantes seront tenues par EPEX Spot :

	AL2017	AL2018	AL2019
nombre d'enchères organisées en 2017	1	2	1

Le coût évité prévisionnel lié aux certificats de capacité au titre de l'année 2017 porte ainsi sur la valorisation qui pourrait être faite, lors de ces enchères des volumes de certificats pour les Années de Livraison 2017, 2018, et 2019.

Dans le cadre de la mise à jour de sa déclaration prévisionnelle, EDF a déclaré sa meilleure estimation des volumes destinés à être vendus aux enchères qui se tiendront en 2017 pour les différentes Années de Livraisons qui y seront traitées :

	AL2017	AL2018	AL2019
Vente totale prévisionnelle en 2017	3170	59 284	29 642

Ces volumes prennent en compte les « contraintes d'offres »<sup>19</sup> auxquelles est soumis EDF OA car le volume de certificats de capacité dont il dispose est supérieur à 3 GW pour chaque Année de Livraison. Les règles du mécanisme de capacité imposent dans ce cadre d'offrir à la vente un volume minimal par année en amont de l'Année de Livraison.

La CRE a vérifié la cohérence de ces volumes avec (i) l'application des règles du mécanisme de capacité s'agissant notamment des « contraintes d'offres » et (ii) les volumes certifiés anticipés par EDF au regard de ceux pris en compte pour les Années de Livraison 2017 et 2018. Pour ces Années de Livraison, la certification des installations est en cours ou a déjà eu lieu et les puissances installées correspondantes font l'objet de prévisions détaillées par EDF dans le cadre des charges prévisionnelles 2017 et 2018. Les volumes prévisionnels de vente de certificats sont répartis par filière de la manière suivante :

	Cogénération	Hydraulique	Eolien	Incinération	Photovoltaïque	Biomasse	Biogaz	Autres
Vente totale prévisionnelle de certificats de capacité en 2017	33 173	12 956	30 809	3 450	3 787	4 871	3 050	-

En application de la délibération de la CRE du 22 juin 2017, et en l'absence à date de la tenue d'enchères pour les Années de Livraison 2018, 2019, 2020, 2021 et 2022, ces volumes sont valorisés pour le calcul du coût évité

<sup>19</sup> Cf. section 7.12.3.3 des règles du mécanisme de capacité en vigueur définies par RTE.

prévisionnel à la moyenne des prix des enchères qui ont eu lieu pour l'Année de Livraison 2017, soit 1 021 €/certificats de capacité<sup>20</sup>.

Le coût évité total prévisionnel retenu pour EDF au titre de l'année 2017 est de **94,0 M€** répartis de la manière suivante : 33,9 M€ pour le budget et 60,2 M€ pour le CAS.

	Budget	CAS						
	Cogénération	Hydraulique	Eolien	Incinération	Photovoltaïque	Biomasse	Biogaz	Autres
Coût évité prévisionnel 2017 liés aux certificats de capacité (M€)	33,9	13,2	31,5	3,5	3,9	5,0	3,1	-

### 2.1.2.3 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 **2 108,8 M€** (670,4 M€ de coût évité par la production quasi-certaine + 933,0 M€ de coût évité par la production aléatoire + 361,0 M€ de coût évité par les contrats photovoltaïques + 69,0 M€ de coût évité horosaisonnalisé + 0,6 M€ de coût évité par les installations « dispatchables » + 94,0 M€ de coût évité liés aux certificats de capacité - 19 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 **4 791,5 M€** en métropole continentale (6 899,9 M€ de coût d'achat + 0,3 M€ de coût de contrôle des cogénérations - 2 108,8 M€ de coût évité).

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 4 228,8 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 562,7 M€ au titre des charges relevant du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

La mise à jour de la prévision conduit à un montant de charges inférieur de 773 M€ à la prévision initiale pour 2017 (5 564,3 M€). Cette baisse s'explique par les effets conjoints de la hausse des prix de marchés et des baisse des coûts d'achats des filières biomasse et photovoltaïque, qui ont toutefois été partiellement atténués par l'augmentation du coût d'achat de la filière cogénération.

## 2.2 Mise à jour des surcoûts d'achat prévus par les ELD au titre de 2017

### 2.2.1 Coûts d'achat déclarés par les ELD

47 ELD ont transmis une mise à jour des prévisions de charges liées aux contrats d'achat au titre de 2017. Parmi elles, trois ELD ont annoncé des surplus de production dus à l'obligation d'achat et revendus à EDF.

2 ELD qui ont déclaré la prévision initiale pour 2017 ont fusionné leurs activités avec d'autres ELD au cours de l'année 2017. Les prévisions initiales pour ces ELD sont donc annulées dans la nouvelle prévision.

Pour les autres ELD, en l'absence de mise à jour, les éléments de la prévision initiale pour 2017 sont repris.

Les volumes et les coûts d'achat corrigés des surplus retenus au titre de la mise à jour 2017 s'élèvent respectivement à 2,5 TWh et à **353,5 M€**.

### 2.2.2 Calcul des coûts évités

#### 2.2.2.1 Coût évité lié à l'énergie produite

Conformément au mécanisme introduit par la loi de finances rectificative pour 2011, les coûts évités énergie 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. Les ELD ont donc déclaré dans quel périmètre a été injectée l'électricité issue des contrats d'obligation d'achat, pour indiquer à la CRE si cette électricité se substitue à de l'énergie achetée au prix de marché ou au tarif de cession. La CRE a procédé à des interrogations complémentaires lorsque des incertitudes demeuraient.

L'entrée en vigueur du mécanisme de capacité au 1<sup>er</sup> janvier 2017 a rendu possible la modification des modes d'approvisionnement des ELD. Afin de bénéficier des certificats de capacité liés aux tarifs de cession, les ELD

<sup>20</sup> Un certificat de capacité correspond à 0,1 MW

peuvent décider d'approvisionner leurs clients aux tarifs règlementés de vente exclusivement à partir du tarif de cession. Dans ce cas, une part importante de la production sous OA permettra d'approvisionner les clients en « Offre de Marché » ou compte-tenu des volumes correspondants, sera vendue sur le marché spot.

Lorsque les ELD ont choisi de vendre sur les marchés de gros de l'électricité issue de l'obligation d'achat, cette activité peut soit être réalisée directement par l'ELD soit être assurée par un tiers. Le coût évité énergie correspondant a été évalué en prenant en compte les prix de marché spot (cf. section A.2.1.2.1.1). Pour les ELD qui envisagent de substituer l'intégralité de l'électricité produite sous obligation d'achat aux tarifs de cession en l'injectant sur le périmètre de vente aux tarifs règlementés de vente, le coût évité énergie correspondant est donc calculé uniquement en référence aux tarifs de cession. Enfin, pour les ELD qui envisagent une gestion de l'électricité produite sous obligation d'achat reposant sur les deux principes exposés ci-dessus, le coût évité énergie est calculé de manière différenciée, par rapport aux tarifs de cession ou par rapport aux prix de marché, selon l'utilisation que l'ELD anticipe pour l'énergie produite.

Au total le coût évité énergie est évalué à **103,5 M€** au titre de la mise à jour de la prévision 2017.

### 2.2.2.2 Coût évité lié aux certificats de capacité

Dans ses délibérations du 14 décembre 2016 et du 22 juin 2017, la CRE a défini les principes de prise en compte des revenus liés aux garanties de capacité respectivement pour l'Année de Livraison 2017 (la première année concernée par le mécanisme) puis pour l'ensemble des Années de Livraison (AL) du mécanisme de capacité.

Pendant l'année 2017, les enchères suivantes seront tenues par *EPEX Spot* et permettront aux différents acteurs de marché d'échanger des certificats portant sur les Années de Livraison 2017, 2018 et 2019 :

	AL2017	AL2018	AL2019
nombre d'enchères organisées en 2017	1	2	1

Pour les ELD disposant d'un volume total de certificats de capacité inférieur à 20 MW, le calcul du coût évité au titre de 2017 prend en compte la valorisation des certificats de l'Année de Livraison 2018, et éventuellement de certificats de l'Année de Livraison 2017 si des rééquilibrages ont été déclarés. L'intégralité des volumes déclarés pour l'Année de Livraison 2018 sont utilisés pour la valorisation.

Pour les ELD disposant d'un volume de certificats de capacité de plus de 20 MW, le calcul coût évité prend en compte l'ensemble des enchères qui auront lieu pendant l'année 2017 pour les Années de Livraison 2018 et suivantes. Le volume à valoriser pour chaque Année de Livraison est égal au volume total de certificats multiplié par la proportion d'enchères qui auront lieu au cours de l'année 2017 par rapport au nombre total d'enchères. En l'occurrence, la valorisation de ces ELD prend en compte l'intégralité des volumes déclarés pour l'Année de Livraison 2018 et 1/7 des volumes déclarés pour l'Année de Livraison 2019. En effet, sur les 7 enchères dédiées à l'Année de Livraison 2019 qui se tiendront durant les années précédant l'année 2019, une seule aura lieu en 2017.

Les ELD ont déclaré les volumes de certificats de capacité déjà obtenus ou anticipés pour les Années de Livraison 2018 et 2019. Dans le cadre de l'exercice de mise à jour de la prévision des charges 2017, la CRE a corrigé des erreurs manifestes dans les déclarations de certaines ELD (installations déclarées mais n'étant pas sous obligation d'achat ou erreur de saisie).

Toutefois, la CRE a relevé un certain nombre de déclarations qui étaient incomplètes ce qui a empêché, totalement ou partiellement, leur prise en compte. Le coût évité correspondant sera pris en compte l'année prochaine lors de la déclaration des charges constatées au titre de l'année 2017.

Au total, 287,1 MW de certificats de capacité ont été pris en compte :

- 54,0 MW au titre de rééquilibrage pour l'Année de Livraison 2017 ;
- 213,2 MW pour l'Année de Livraison 2018 ;
- 19,9 MW pour l'Année de Livraison 2019.

En application de la délibération de la CRE du 22 juin 2017, et en l'absence à date de la tenue d'enchères pour les Années de Livraison 2018 et 2019, les volumes des Années de Livraison 2018 et 2019 sont valorisés pour le calcul du coût évité prévisionnel à la moyenne des prix des enchères qui ont eu lieu pour l'Année de Livraison 2017, soit 1 021 €/certificats de capacité. Les volumes de l'Année de Livraison 2017 correspondant à un rééquilibrage sont valorisés au prix de l'enchère du 27/04/2017 soit 1 042 €/certificats de capacité.

Le coût évité lié aux certificats de capacité est évalué à **2,9 M€** au titre de la mise à jour de la prévision 2017.

### 2.2.3 Surcoûts d'achat

Les surcoûts retenus au titre de l'obligation d'achat s'élèvent ainsi, en 2017, à **247,1 M€** (353,5 M€ - 103,5 M€ - 2,9 M€), soit une diminution de 5,1 M€ par rapport aux charges initialement prévues. Cette diminution s'explique par le rythme de mise en service des nouvelles installations sur le périmètre de gestion de cette ELD moins intense que prévu initialement et la prise en compte des coûts évités liés aux certificats de capacité.

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 238,3 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 8,8 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 30.

## 2.3 Surcoûts d'achat prévus par les Organismes Agréés au titre de 2017

### 2.3.1 Coûts d'achat déclarés par les Organismes Agréés

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2017, les Organismes Agréés mentionnés à l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie, ont la possibilité de récupérer la gestion de contrats d'obligation d'achat en métropole continentale. Ce transfert de contrat depuis un acheteur obligé « historique » (EDF ou une ELD) vers l'Organisme Agréé est réalisé à la demande du producteur.

Seul ENERCOOP a transmis une prévision de charges liées aux contrats d'achat récupérés en 2017 pour un volume de 0,4 GWh et un coût d'achat prévisionnel de **0,2 M€**.

### 2.3.2 Coûts évités

#### 2.3.2.1 Coûts évités liés à l'énergie produite

Le coût évité énergie évalué en prenant en compte la moyenne arithmétique mensuelle des prix de marché spot s'élève à **0,01 M€**.

#### 2.3.2.2 Coûts évités liés aux certificats de capacité

Les contrats d'obligation d'achat récupérés n'étant composés que des contrats photovoltaïques, la valorisation des certificats de capacité afférents conduit à retenir zéro au titre du coût évité capacité.

### 2.3.3 Surcoûts d'achat

Le surcoût résultant s'élève à **0,2 M€** (0,2 M€ - 0,01 M€). Ce montant relève du CAS « transition énergétique ».

Les principaux éléments de calcul du surcoût d'achat d'ENERCOOP sont indiqués dans le Tableau 30.

## 2.4 Mise à jour des surcoûts d'achat prévus par EDF dans les ZNI au titre de 2017

### 2.4.1 Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels

La mise à jour de la prévision des quantités et des coûts d'achat d'EDF dans les ZNI pour l'année 2017 est présentée dans le Tableau 14.

Tableau 14 : Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels mis à jour par EDF dans les ZNI en 2017

	Interconnexion*	Bagasse/ Charbon	Thermique	Bagasse/ Biomasse	Eolien	Hydraulique	Incinération	Géothermie	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	TOTAL
Corse	694,6	0,0	504,9	0,0	33,0	50,0	0,0	0,0	9,9	0,0	161,7	1 454,1
Guadeloupe	0,0	521,5	1 050,0	0,0	57,4	52,9	0,0	88,3	4,0	0,0	96,7	1 870,7
Martinique	0,0	0,0	852,6	48,8	1,4	0,0	24,2	0,0	4,2	0,0	86,9	1 018,1
Guyane	0,0	0,0	88,2	0,0	0,0	25,5	0,0	0,0	0,0	11,9	58,6	184,1
La Réunion	0,0	1 468,7	801,7	0,0	18,7	2,0	0,0	0,0	15,9	0,0	262,0	2 569,0
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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,011
												0
Quantités (GWh)	<b>694,6</b>	<b>1 990,2</b>	<b>3 297,5</b>	<b>48,8</b>	<b>110,4</b>	<b>130,3</b>	<b>24,2</b>	<b>88,3</b>	<b>34,0</b>	<b>11,9</b>	<b>665,8</b>	<b>7 095,9</b>
Prévision 2017 (GWh)	687,0	2040,5	3129,1	117,7	114,0	102,9	26,2	79,3	30,9	21,9	711,9	7 061,3
Constatées en 2016 (GWh)	662,6	1944,0	3299,6	0,0	105,6	107,9	27,3	84,1	26,9	11,7	621,4	6 891,2
Coût d'achat (M€)	<b>34,8</b>	<b>327,7</b>	<b>729,5</b>	<b>10,4</b>	<b>11,6</b>	<b>13,7</b>	<b>1,7</b>	<b>14,2</b>	<b>3,6</b>	<b>2,6</b>	<b>292,5</b>	<b>1 442,2</b>
Prévision 2017 (M€)	30,9	305,5	708,5	21,4	12,6	8,9	1,8	13,1	3,0	4,7	318,7	1429,1
Constatés en 2016 (M€)	32,0	300,5	853,6	0,0	10,3	10,3	1,9	14,2	2,6	2,6	276,4	1504,4

\* 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 2016

Les volumes d'achat prévisionnels mis à jour pour 2017 sont relativement stables par rapport à 2016 (en hausse de 3,0 %). Dans le même temps, le coût d'achat – toutes filières confondues – devrait quant à lui baisser de 4,1 %.

L'évolution du volume et du coût d'achat de l'électricité produite est toutefois très hétérogène en fonction de la filière et du territoire considérés :

- L'année 2017 est marquée par la mise en service, en novembre, de la centrale Galion 2 fonctionnant à partir de bagasse et de biomasse en Martinique. C'est la première centrale bagasse/biomasse dans les ZNI. Sa mise en service permet de réduire la production de la turbine à combustion Galion dont le coût de fonctionnement est élevé, ce qui explique une légère baisse de la production thermique totale dans les ZNI et contribue à la baisse du coût associé. La baisse du coût de la production thermique, malgré une hausse du prix des combustibles fossiles est aussi due au fait que les prévisions n'intègrent pas les bonus/malus versés (or en 2016, EDF PEI a bénéficié d'importants bonus). La prévision des coûts d'arrêt/démarrage et de modulation peut également être une explication.
- La production de la filière bagasse/charbon à la Réunion devrait être en hausse en 2017 par rapport à 2016 car les installations d'Albioma ont connu des avaries en 2016.
- La production hydraulique devrait être plus importante en 2017 qu'en 2016 grâce à une meilleure hydraulité en Guyane et à la mise en service de l'installation La Rose (2,4 MW) en Guadeloupe début 2017.
- Sous l'arrêté tarifaire de 2011, plusieurs installations biogaz sont mises en service en 2017 : la centrale La Gabarre (2,2 MW) en Guadeloupe en juillet, la centrale STOC2 (637 kW) en Corse ainsi qu'une installation à Mayotte. La production biogaz sur l'ensemble des ZNI devrait ainsi augmenter d'environ 26 % par rapport à 2016.
- La filière photovoltaïque devrait elle aussi continuer à se développer. L'augmentation de puissance la plus importante sera en Corse où les deux installations Aghione et Folelli seront mises en service mi-2017 pour une puissance totale de 22,8 MW.
- La quantité d'énergie importée par les interconnexions en Corse devrait revenir à la normale en 2017 après une baisse en 2016 suite à des travaux de maintenance.
- Le coût de production des installations bagasse/charbon devrait être plus important en 2017 qu'en 2016 en raison d'une augmentation du prix du combustible.
- Enfin, le prix unitaire moyen de la production éolienne augmente en 2017 car, outre l'indexation des tarifs, l'installation Petite Place mise en service en 2016 a été rémunérée à un faible tarif pendant sa période d'essai en 2016. Celle-ci est désormais rémunérée au tarif contractuel.

### Evolution par rapport aux quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels pour 2017

Le volume d'achat total prévisionnel mis à jour pour 2017 demeure très stable (+ 0,5 %) par rapport à la première prévision réalisée pour cette même année. Il en est de même pour le coût d'achat total (+ 0,9 %).

Toutefois, la date de mise en service de la centrale bagasse/biomasse Galion 2 a été repoussée conduisant à une baisse de production pour cette filière. La production à partir de bagasse/charbon a également été revue à la baisse. Ces deux postes de réduction de production sont compensés par une prévision d'augmentation de la production thermique.

Par ailleurs, la mise à jour des données relatives à l'hydraulicité pour 2017 a permis la révision des prévisions et particulièrement l'augmentation de la production prévisionnelle en Guyane. La production biogaz a également été revue à la hausse par la prise en compte de la mise en service de nouvelles installations.

Enfin, concernant le coût d'achat, les prix des combustibles fossiles (charbon et fioul) ont été revus à la hausse suite aux évolutions constatées des prix de marché entre 2016 et 2017. Les coûts prévisionnels de 2017 pour les filières bagasse/charbon et thermiques en sont ainsi augmentés.

### 2.4.2 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. Celles-ci ont été réévaluées comme présenté en section A.1.1.1.2. Le coût évité s'élève à **377,8 M€**, comme détaillé dans le Tableau 15.

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

	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2017 reprév
Quantités achetées (GWh)	1 454,1	1 870,7	1 018,1	184,1	2 569,0	0,0	0,011	7 095,9
Taux de pertes (%)	12,8%	12,0%	9,5%	11,5%	8,9%	5,7%	7,8%	
Quantités achetées et consommées (GWh) *	1 267,9	1 646,9	921,0	163,0	2 340,4	0,0	0,010	6 339,2
Part production du tarif de vente (€/MWh)	53,69	60,16	64,87	57,17	60,50	68,95	89,26	---
<b>Coût évité par les contrats d'achat (M€)</b>	<b>68,1</b>	<b>99,1</b>	<b>59,7</b>	<b>9,3</b>	<b>141,6</b>	<b>0,00</b>	<b>0,0009</b>	<b>377,8</b>

\* Les quantités achetées doivent être diminuées de la part correspondant aux pertes, celles-ci étant intégralement prises en compte au titre des surcoûts de production.

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

Les surcoûts prévisionnels mis à jour d'EDF résultant des contrats d'achat en 2017 s'élèvent à **1 064,4 M€** dans les ZNI (1 442,2 M€ de coût d'achat – 377,8 M€ de coût évité).

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

- 271,3 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 793,1 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 mis à jour d'EDF dans les ZNI en 2017

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2017 reprév
Coût d'achat	238,7	378,7	241,0	48,9	534,9	0,0	0,007	1 442,2
Coût évité	68,1	99,1	59,7	9,3	141,6	0,0	0,001	377,8
<b>Surcoûts</b>	<b>170,6</b>	<b>279,7</b>	<b>181,2</b>	<b>39,6</b>	<b>393,4</b>	<b>0,0</b>	<b>0,006</b>	<b>1 064,4</b>
dont ENR OA affectées au CAS	61,0	43,2	33,0	25,9	108,2	0,0	0,006	271,3
dont ENR hors OA affectées au budget	0,1	10,5	7,5	2,0	0,0	0,0	0,000	20,1
dont autres contrats affectés au budget	109,4	226,0	140,7	11,7	285,2	0,0	0,000	773,0

## 2.5 Surcoûts d'achat prévus par EDM au titre de 2017

### 2.5.1 Coûts liés aux contrats d'achat à Mayotte

Les volumes d'achat prévisionnels mis à jour pour 2017 sont de 19,3 GWh, pour un montant de **8,6 M€**. Ils concernent uniquement la filière photovoltaïque.

EDM prévoit dorénavant la mise en service de 6 nouvelles installations photovoltaïques de 100 kW par rapport au parc en fonctionnement à fin 2016, ce qui se traduit par une augmentation des charges et volumes d'achat par rapport à 2016 et à la première prévision pour 2017 (Tableau 17).

### 2.5.2 Coûts évités à EDM par les contrats d'achat à Mayotte

L'électricité achetée par EDM, valorisée à la part production estimée à 60,11 €/MWh (cf. section A.1.1.2.2), est évaluée à **1,1 M€**, comme détaillé dans le Tableau 17.

La forte augmentation de la PPTV par rapport à la première prévision pour 2017 se traduit par une augmentation du coût évité dans des proportions semblables.

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

	2017 reprév	2017 prév	Evolution		2016	Evolution	
			en M€	en %		en M€	en %
Coût d'achat (M€)	8,6	7,7	0,9	12%	7,4	1,2	17%
Quantités achetées (GWh)	19,3	17,0	2,3	14%	16,4	2,9	18%
Taux de pertes	8,60%	8,56%	0,0	0%	7,88%	0,0	9%
Quantités achetées et consommées (GWh) <sup>(1)</sup>	17,7	15,5	2,1	14%	15,1	2,5	17%
Part production dans le tarif de vente (€/MWh)	60,11	27,77	32,3	116%	58,71	1,4	2%
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	1,1	0,4	0,6	146%	0,9	0,2	20%
Surcoûts d'achat (M€)	7,6	7,2	0,3	4%	6,5	1,1	16%

<sup>(1)</sup>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

### 2.5.3 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 **7,6 M€** (8,6 M€ - 1,1 M€). Ces surcoûts relèvent du CAS « transition énergétique ».

## 2.6 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, les coûts d'achat – peu significatifs – n'ont pas été distingué 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 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).

## 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.

### Mise à jour du montant des charges prévisionnelles pour 2017

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

La mise à jour des charges prévisionnelles supportées par EDF au titre de la rémunération de la disponibilité des centrales de cogénération de plus de 12 MW s'élève à **0 M€**.

## 4. COMPLEMENT DE REMUNERATION

Le dispositif de complément de rémunération a été introduit aux articles L. 314-18 à L. 314-27 du code de l'énergie par la loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Ces dispositions prévoient que les producteurs d'électricité à partir d'énergie renouvelable commercialiseront leur énergie directement sur les marchés. Une prime viendra compenser l'écart entre la rémunération tirée de cette vente et un niveau de rémunération de référence fixé selon le type d'installations, dans le cadre d'un arrêté tarifaire, ou résultant d'une procédure de mise en concurrence. Cette prime est versée par EDF qui supporte en conséquence les charges de service public correspondantes.

Cette prime consiste en une prime proportionnelle à l'électricité produite, de laquelle est déduite la valorisation des garanties de capacité, et à laquelle est ajoutée une prime de gestion :

$$CR = \underbrace{\text{Energie} * (T_e - M_0)}_{\text{Prime à l'électricité}} - \underbrace{(Nb_{\text{capa}} \cdot \text{prix}_{\text{réf, capa}})}_{\text{Capacité}} + \underbrace{\text{Energie} * P_{\text{gestion}}}_{\text{Prime de gestion}}$$

La prime à l'électricité peut être qualifiée de prime variable, dans la mesure où son montant s'ajuste pour compenser la différence entre un niveau de tarif de référence  $T_e$  et un revenu marché de référence  $M_0$ . Elle garantit ainsi aux producteurs un niveau de rémunération sur le long terme proche du tarif de référence tout en les exposant aux signaux des prix de marché de court terme. Le décret n° 2016-682 du 27 mai 2016 relatif à l'obligation d'achat et au complément de rémunération a précisé les modalités d'application du complément de rémunération.

Les cadres de soutien de plusieurs filières ont été fixés et permettent à des producteurs de signer des contrats de complément de rémunération<sup>21</sup> :

- Filière éolien terrestre : un arrêté concerne les installations pour lesquelles une demande de contrat a été envoyée au cours de l'année 2016 quelle que soit leur puissance, un arrêté concerne les installations de six aérogénérateurs au maximum pour lesquelles une demande de contrat a été envoyée à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2017. Un appel d'offres concerne les installations composées de plus de six aérogénérateurs ;
- Filière photovoltaïque : trois appels d'offres sont dédiés aux installations photovoltaïques au sol, sur bâtiments et innovantes ;
- Filière autoconsommation : un appel d'offres permet aux installations produisant de l'électricité à partir d'énergies renouvelables et autoconsommant une partie de celle-ci de bénéficier d'une prime pour l'énergie autoconsommée et pour l'énergie vendue ;
- Filière cogénération au gaz : un arrêté concerne les installations de puissance électrique inférieure à 1 MW et un appel d'offres permet aux producteurs d'installations de cogénération au gaz de puissance électrique supérieure à 12 MW de bénéficier d'un contrat de 4 ans durant lesquels ils construiront une installation de cogénération alimentée au bois-énergie ;
- Filière hydro-électricité : un arrêté concerne les installations de puissance inférieure à 1 MW et un appel d'offres concerne les installations de puissance supérieure ;
- Filière biomasse – bois énergie : un appel d'offres concerne les installations de puissance électrique comprise entre 0,3 et 25 MW ;
- Filière méthanisation : un appel d'offres concerne les installations de puissance électrique comprise entre 0,5 et 5 MW ;
- Filière stations d'épuration : un arrêté concerne les installations utilisant le biogaz issu du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles d'une puissance comprise entre 500 kW et 12 MW ;
- Filière géothermie : un arrêté concerne les installations utilisant l'énergie extraite de gîtes géothermiques, quelle que soit leur puissance.

### Mise à jour de la prévision pour 2017

EDF a mis à jour sa prévision des installations susceptibles de bénéficier du complément de rémunération au cours de l'année 2017, et des charges en résultant. Seules les filières cogénération (dans le cadre de l'arrêté tarifaire 2016), éolienne (dans le cadre de l'arrêté tarifaire 2016), hydraulique (dans le cadre de l'arrêté tarifaire 2016) et photovoltaïque (dans le cadre de l'appel d'offre « autoconsommation » qui s'est tenu en 2016) seraient susceptibles de voir des installations bénéficiant du complément de rémunération se développer en 2017.

La nouvelle prévision est détaillée dans le Tableau 18.

<sup>21</sup> Cette liste est potentiellement non exhaustive.

Tableau 18 : Mise à jour de la prévision relative au complément de rémunération pour 2016

	Puissance installée (MW)	Energie produite (GWh)	Charges (M€)
Cogénération	5	7,8	0,2
Hydraulique	0,9	0,9	0,1
Photovoltaïque	0	0	0
Eolien	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>6 MW</b>	<b>9 GWh</b>	<b>0,3 M€</b>

Les charges prévisionnelles supportées par EDF résultant des contrats de complément de rémunération en 2016 s'élèvent à **0,3 M€** :

- 0,1 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 0,2 M€ au titre des charges relevant du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

La mise à jour de la prévision conduit à un montant de charges inférieur de 5,3 M€ à la prévision initiale pour 2017 (5,6 M€), résultant d'une révision à la baisse de sa prévision par EDF en raison du retard pris dans la mise en œuvre du dispositif.

## 5. COÛTS LIÉS A LA CONCLUSION ET A LA GESTION DES CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION EN METROPOLE CONTINENTALE

La loi de finances rectificative pour 2016 a introduit, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017, la compensation des coûts directement induits par la conclusion et la gestion des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération pour les gestionnaires de ces contrats. Cette mesure a été introduite au 5° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie. Cet article dispose notamment que ces coûts sont imputables aux charges de ces opérateurs « *dans la limite des coûts qu'une entreprise moyenne, bien gérée et adéquatement équipée des moyens nécessaires, aurait encourus* ».

En application des dispositions de cet article, les règles relatives à la comptabilité appropriée délibérées par la CRE le 2 mars 2017 permettent aux gestionnaires de contrats d'obligation d'achat – EDF, ELD et les Organismes Agréés - de déclarer les coûts correspondants qu'ils prévoyaient de supporter au titre de 2017.

Au titre des coûts prévisionnels liés à la conclusion et à la gestion des contrats d'obligation d'achat (et de complément de rémunération), les opérateurs ont déclaré des coûts correspondant au fonctionnement du périmètre d'équilibre dédié aux installations sous obligation d'achat pour les installations dont ces opérateurs ont la gestion ou, le cas échéant, aux coûts de gestion facturés par les organismes qui sont en charge de le faire à leur place, ainsi qu'aux coûts de suivi et à la comptabilité de ces contrats, et à des charges de ressources humaines, d'infrastructure et de prestations informatiques.

Au total, au titre des coûts prévisionnels liés à la conclusion et à la gestion des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération les opérateurs ont déclaré **47,9 M€** (dont 44,7 M€ prévus par EDF, 3,2 M€ prévus par 31 ELD et 0,004 M€ prévu par un Organisme Agréé).

Ces montants ont été retenus par la CRE dans le cadre de l'exercice de mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2017. Cela ne préjuge cependant pas des montants qui seront finalement retenus en tant que charges constatées au titre de 2017.

Ce montant relève du CAS « transition énergétique ».

## 6. BILAN DES CHARGES LIÉES AUX CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION EN METROPOLE CONTINENTALE AU TITRE DE 2017

En prenant en compte (i) les surcoûts d'achat évalués pour EDF, les ELD et les Organismes Agréés (cf. sections A.2.1, A.2.2 et A.2.3 respectivement), (ii) les charges liées au dispositif de complément de rémunération

supportées par EDF (cf. section A.4) et (iii) les coûts liés à la conclusion et à la gestion des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération (cf. section A.5), les charges résultant des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en métropole continentale prévues par EDF, ELD et les Organismes Agréés en 2017 s'élèvent à **5 086,9 M€**.

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 4 515,2 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 571,8 M€ au titre des charges relevant du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

Les principaux éléments sont indiqués dans le Tableau 19.

**Tableau 19 : Bilan des charges liées aux contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en métropole continentale au titre de 2017**

en M€		EDF	ELD	Organismes agréés	Total 2017	
Surcoûts d'achat	CAS	4 228,8	238,3	0,2	<b>4 467,2</b>	5 038,7
	Budget	562,7	8,8	0,0	<b>571,5</b>	
Complément de rémunération	CAS	0,1	0,0	0,0	<b>0,1</b>	0,3
	Budget	0,2	0,0	0,0	<b>0,2</b>	
Coût de gestion des contrats	CAS	44,7	3,2	0,004	<b>47,9</b>	47,9
<b>Total</b>		<b>4 836,5</b>	<b>250,2</b>	<b>0,2</b>	<b>5 086,9</b>	
		CAS	4 273,5	241,5	0,2	4 515,2
		Budget	563,0	8,8	0,0	571,8

## 7. CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX

### Le tarif de première nécessité

La tarification spéciale « produit de première nécessité » est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> 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 2013<sup>22</sup>, 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, 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, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018, 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.

<sup>22</sup> 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.

### 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<sup>er</sup> 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.

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 logement<sup>23</sup>.

### **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<sup>er</sup> 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.

\* \* \*

Au titre de l'année 2017, une mise à jour de sa prévision des charges liées aux dispositifs sociaux a été déclarée par EDF, en métropole continentale et en ZNI, par EDM à Mayotte et par 11 ELD. Les éléments relatifs à la prévision initiale sont donc repris pour les autres fournisseurs ayant prévu de supporter des charges en 2017, à l'exception des 2 ELD ayant fusionné leurs activités avec d'autres ELD et pour lesquelles la prévision initiale pour 2017 est ramenée à 0.

<sup>23</sup> 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.

## **7.1 Charges liées au « tarif de première nécessité »**

### **7.1.1 Pertes de recettes liées au TPN**

La mise à jour de la prévision des opérateurs retient une légère baisse du nombre de foyers bénéficiant du TPN en 2017, en raison d'une révision à la hausse de l'estimation du nombre de foyers qui devraient en perdre le bénéfice au profit du chèque énergie.

La mise à jour de la prévision 2017 repose ainsi sur une estimation d'un nombre de bénéficiaires à 3 119 000 (intégrant 42 900 logements dans des résidences sociales), soit une baisse de 6,6 % par rapport à la prévision initiale.

La mise à jour du montant des déductions et versements forfaitaires prévu pour 2017 s'établit à **262,4 M€**.

### **7.1.2 Surcoûts de gestion**

La nouvelle révision des surcoûts prévisionnels pour 2017 est de **10,2 M€**, se décomposant en 4,4 M€ de frais de personnel et 5,8 M€ de frais de prestations externes. Elle est en baisse de 12 % par rapport à la prévision initiale pour 2017, en raison principalement de la révision à la baisse par EDF de sa prévision de dépenses externes.

### **7.1.3 Services liés à la fourniture**

Les charges imputables aux services liés à la fourniture des clients au TPN sont estimées pour l'année 2017 à **7,9 M€**, soit quasiment au même niveau que la prévision initiale.

### **7.1.4 Bilan des charges liées au TPN**

La mise à jour du total des charges à compenser aux opérateurs en 2017 au titre du « tarif de première nécessité » s'élève à **280,6 M€**, ZNI incluses (262,4 M€ + 10,2 M€ + 7,9 M€).

## **7.2 Charges liées aux dispositifs d'affichage déporté**

Seule EDF a intégré à la mise à jour de sa prévision pour l'année 2017 des éléments relatifs au déploiement du dispositif d'affichage déporté. Le coût correspondant est estimé par EDF à 3,8 M€. En l'absence de déploiement effectif du dispositif prévu pour 2017 ce coût n'est pas retenu pour la compensation au titre de la prévision 2017 actualisée. En revanche, il sera examiné et pourra donner lieu à la compensation dès lors que le dispositif sera effectivement mis en œuvre.

## **7.3 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.

La prévision pour 2017 actualisée de cette compensation s'élève à **28,7 M€** pour l'ensemble des opérateurs.

## **7.4 Charges relatives aux services liés à la fourniture des bénéficiaires du chèque énergie**

Du fait de l'expérimentation qui a lieu sur quatre départements en 2016 et 2017, seul un fournisseur a déclaré au titre de 2017 des charges relatives aux services liés à la fourniture des bénéficiaires du chèque énergie pour un total de **0,14 M€**.

## **7.5 Bilan des charges liées aux dispositifs sociaux supportées par opérateur**

La mise à jour de la prévision de charges à compenser aux opérateurs en 2017 au titre des dispositifs sociaux en métropole continentale et dans les ZNI s'élève à **309,5 M€** (280,6 M€ + 28,7 M€ + 0,14 M€). Elle est inférieure

de 7 % à la prévision initiale, en raison principalement de la révision à la baisse par EDF de son estimation du nombre de foyers bénéficiaires du TPN.

Les détails de charges par type d'opérateur sont indiqués dans le Tableau 20. Les détails par ELD et pour les autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 30.

**Tableau 20 : Mise à jour de la prévision de charges liées aux dispositifs sociaux au titre de 2017 et comparaison par rapport aux charges constatées au titre de 2016 et initialement prévues pour 2017**

	Charges au titre du TPN				Charges retenues au titre du FSL	Charges liées au chèque énergie		2017 actualisé	2016	2017 prévision initiale
	Nombre de bénéficiaires en fin 2017	Pertes de recette	Frais de mise en œuvre	Total retenu au titre du TPN		Perte de recettes liée aux réductions sur les services	M€			
		M€	M€	M€	M€		M€			
<b>EDF</b>	<b>2 643 957</b>	<b>232,6</b>	<b>8,0</b>	<b>240,6</b>	<b>23,5</b>	<b>0,1</b>	<b>264,3</b>	<b>262,5</b>	<b>286,3</b>	
EDF MC*	2 351 772	209,7	6,3	216,0	22,8	0,1	238,9	237,3	261,6	
EDF ZNI	292 185	22,9	1,7	24,6	0,7	0,0	25,3	25,2	24,7	
<b>EDM</b>	<b>7 000</b>	<b>0,7</b>	<b>0</b>	<b>0,7</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,7</b>	<b>0,2</b>	<b>1,1</b>	
<b>ELD</b>	<b>115 975</b>	<b>8,3</b>	<b>1,0</b>	<b>9,4</b>	<b>0,7</b>	<b>0,0</b>	<b>10,0</b>	<b>9,9</b>	<b>9,6</b>	
<b>Autres fournisseurs</b>	<b>352 426</b>	<b>28,8</b>	<b>1,1</b>	<b>29,9</b>	<b>4,6</b>	<b>0,0</b>	<b>34,5</b>	<b>32,0</b>	<b>34,5</b>	
<b>Total</b>	<b>3 119 358</b>	<b>270,4</b>	<b>10,2</b>	<b>280,6</b>	<b>28,7</b>	<b>0,1</b>	<b>309,5</b>	<b>304,7</b>	<b>331,5</b>	

\* 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.

Conformément à l'article R. 121-30 du code de l'énergie, les fournisseurs de gaz doivent transmettre à la CRE leur mise à jour de volumes et de coût d'achat de biométhane au titre de l'année 2017.

#### 1.1 Mise à jour des coûts d'achat prévisionnels au titre de 2017

Un fournisseur n'avait pas fait de déclaration de charges prévisionnelles au titre de 2017 et, en conséquence de la mise en service d'un site, a déclaré des charges pour cette année. Quatre fournisseurs ont mis à jour leur déclaration de charges prévisionnelles et trois autres ne l'ont pas modifiée.

Le Tableau 21 détaille, dans le cadre de la prévision initiale pour 2017 et de sa mise à jour, le nombre d'installations injectant du biométhane, le volume de biométhane acheté et le coût d'achat.

**Tableau 21 : Comparaison de la prévision initiale pour 2017 et de sa mise à jour relativement au nombre d'installations injectant du biométhane, volume de biométhane acheté et coût d'achat**

	Prévision initiale au titre de 2017	Mise à jour de la prévision au titre de 2017
Nombre d'installations	74	51
Quantité (MWh)	606 929	455 422
Coût d'achat (k€)	59 244	44 930

La révision à la baisse du nombre d'installations injectant du biométhane en 2017 est liée à un retard de la date de mise en service de certaines installations par rapport à la prévision initiale. La mise en service de la plupart de ces installations est reportée à 2018 et est déclarée par les fournisseurs au titre des charges prévisionnelles pour 2018.

#### 1.2 Mise à jour des coûts évités prévisionnels au titre de 2017

Le coût évité pour l'année 2017 est calculé à partir des informations disponibles au 31 mai 2017.

Le marché Powernext Gas permet d'échanger des produits au prix spot et des produits à terme à différents horizons temporels allant d'un mois à deux semestres. La CRE retient les références de prix suivantes :

- Pour les mois de janvier à mai, la moyenne mensuelle du prix constaté sur le marché de gros du gaz naturel de la zone d'équilibrage ;
- Pour le mois de juin, la moyenne des cotations du 15 mai au 31 mai 2017 du produit « June 2017 » pour le PEG Nord et la zone TRS ;
- Pour les mois de juillet à septembre :
  - Pour le PEG Nord : la moyenne des cotations du 15 mai au 31 mai 2017 des produits mensuels « July 2017 », « August 2017 » et « September 2017 » ;
  - Pour la zone TRS, les prix de référence retenus pour le PEG Nord augmentés des prix de la capacité Nord-Sud issus des enchères pour les produits trimestriels ;
- Pour les mois d'octobre à décembre :
  - Pour le PEG Nord : la moyenne des cotations du 15 mai 31 mai 2017 du produit « Q4 2017 » à laquelle est appliquée la moyenne, depuis 2010, des rapports du prix spot moyen de chaque mois sur le prix spot moyen du trimestre ;
  - Pour la zone TRS, les prix de référence retenus pour le PEG Nord augmentés des prix de la capacité Nord-Sud issus des enchères pour les produits trimestriels.

Tableau 22 : Référence de prix mensuelle retenue par zone d'équilibrage, en €/MWh

Année 2017	Cotation	Rapport par rapport au trimestre	Prix de référence PEG Nord	Coût de la capacité Nord-Sud	Prix de référence TRS
Janvier		-	21,29	-	34,60
Février		-	19,90	-	20,65
Mars		-	15,91	-	15,90
Avril		-	16,16	-	16,36
Mai		-	15,68	-	15,96
Juin		-	15,38	-	16,02
Juillet	15,39	-	15,39	0,57	15,96
Août	15,36	-	15,36	0,57	15,93
Septembre	15,53	-	15,53	0,57	16,10
Octobre	16,89	0,980	16,55	0,57	17,12
Novembre	16,89	0,997	16,84	0,57	17,41
Décembre	16,89	1,023	17,28	0,57	17,85

Cette référence de prix permet le calcul du coût évité issu de la mise à jour des charges prévisionnelles 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 surcoûts d'achat liés à l'injection de biométhane s'élèvent donc à **37,1 M€** au titre de 2017.

Tableau 23 : Éléments de calcul du surcoût d'achat en 2017 décomposé par zone d'injection

	Quantité (MWh)	Coût d'achat (k€)	Coût évité (k€)	Surcoûts d'achat (k€)
PEG Nord	339 402	34 338	5 649	28 690
TRS	116 021	10 592	2 103	8 489
<b>Total</b>	<b>455 422</b>	<b>44 930</b>	<b>7 752</b>	<b>37 178</b>

L'écart entre les surcoûts d'achat prévisionnels calculés en 2016 et cette mise à jour s'élève à -12,5 M€. Cet écart s'explique principalement par la révision à la baisse du nombre d'installations injectant du biométhane en 2017 : les acheteurs en prévoient 51 contre 74 précédemment, et le coût d'achat du biométhane est en baisse de plus de 14 M€.

Cet effet est amplifié par la hausse du prix de marché du gaz. En effet, alors que le coût évité unitaire moyen permettant le calcul des charges prévisionnelles au titre de 2017, basé sur les prix de marché à terme, était de 15,9 €/MWh, le coût évité unitaire moyen permettant de mettre à jour cette prévision, fondé en partie sur les prix de marché spot constatés début 2017 et en partie part sur les prix de marché à terme pour le reste de l'année, est de 17,0 €/MWh.

### 1.3 Mise à jour des coûts prévisionnels de gestion des acheteurs de biométhane au titre de 2017

Le Tableau 24 détaille la mise à jour de la prévision des coûts de gestion pour 2017 des acheteurs de biométhane et les compare aux coûts de gestion constatés pour 2016 et initialement prévus pour 2017.

**Tableau 24 : Évolution de la mise à jour des coûts de gestion prévisionnels des acheteurs de biométhane pour 2017 par rapport à ceux constatés pour 2016 et à ceux initialement prévus pour 2017**

k€	Constaté 2016	Prévisionnel 2017	Mise à jour de la prévision 2017
Frais de personnel	88	291	176
Frais de gestion supplémentaires : SI, prestations externes, etc.	58	41	189
Frais supportés au titre de l'inscription au registre national des garanties d'origine	25	152	185
<b>Coûts de gestion</b>	<b>171</b>	<b>484</b>	<b>551</b>

Bien que la prévision du nombre d'installations injectant du biométhane soit en baisse, les acheteurs ont revu à la hausse leurs déclarations de frais de gestion pour 2017. La CRE vérifiera lors de l'exercice de charges constatées de l'année prochaine que les coûts de gestion sont effectivement liés à la mise en œuvre du dispositif.

### 1.4 Mise à jour de la valorisation prévisionnelle des garanties d'origines au titre de 2017

La mise à jour de la prévision de la réduction des charges résultant de la valorisation des garanties d'origine s'élève à **447 k€**, en hausse de 224 k€ par rapport à la prévision initiale (223 k€). Malgré une baisse du nombre de garanties d'origine valorisées, les fournisseurs de gaz prévoient une hausse de la valorisation unitaire des garanties d'origine.

### 1.5 Mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2017

La mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2017 s'élève à **37,3 M€** et relève du CAS « transition énergétique ».

Les détails de l'évaluation des charges par opérateur sont indiqués dans le Tableau 25 et leur évolution par rapport aux charges constatées au titre de 2016 et prévisionnelles pour 2017 dans le Tableau 26. La baisse de charges prévisionnelles mises à jour de 12,6 M€ par rapport aux charges prévisionnelles initialement calculées est dû majoritairement à la baisse de la prévision du nombre d'installations injectant du biométhane.

**Tableau 25 : Mise à jour de la prévision des charges pour 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	175 161	1 131 316	14 187	0	1 145 503
ENGIE	240 444 574	24 879 724	4 017 221	20 862 503	250 905	318 130	20 795 278
TOTAL	13 265 801	1 450 974	222 987	1 227 986	8 267	23 345	1 212 909
SEGE	71 896 411	6 188 805	1 268 588	4 920 217	49 416	0	4 969 633
SAVE	63 691 590	6 375 366	1 064 420	5 310 946	171 685	8 901	5 473 730
GEG	16 131 502	1 718 477	293 788	1 424 689	4 687	96 789	1 332 587
SVD17	7 800 000	829 998	130 826	699 173	41 021	0	740 193
TERREAL	31 600 000	2 180 400	578 965	1 601 435	10 578	0	1 612 014
TOTAL	455 422 460	44 930 221	7 751 956	37 178 265	550 746	447 165	37 281 847

**Tableau 26 : Évolution des charges prévisionnelles mises à jour pour 2017 par rapport aux charges constatées au titre de 2016 et prévisionnelles pour 2017**

k€	Constaté 2016	Prévisionnel 2017	Mise à jour prévisionnel 2017
Surcoûts d'achat constatés	18 556	49 648	37 178
Coûts de gestion constatés	171	484	551
Valorisation des GO	138	152	447
<b>Charges</b>	<b>18 588</b>	<b>49 909</b>	<b>37 282</b>

## 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 2013<sup>24</sup>, 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.

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.7).

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, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018, 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. Aucun coût n'a été prévu à ce titre pour 2017.

#### 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 1<sup>er</sup> 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.

<sup>24</sup> 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.

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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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.

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, 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.

\* \* \*

Au titre de l'année 2017, deux fournisseurs, EDF et SECH, ont déclaré la mise à jour de leurs charges prévisionnelles pour 2017. SECH n'avait pas produit l'an passé de déclaration de charges prévisionnelles pour 2017. Par ailleurs, les éléments relatifs à la prévision initiale sont repris pour les autres fournisseurs ayant prévu de supporter des charges en 2017.

### 2.1 Mise à jour des prévisions de déductions et versements forfaitaires

EDF prévoit une légère diminution du nombre de bénéficiaires du TSS principalement parmi les clients ayant des contrats individuels et les résidences sociales. En revanche, la perte de recettes liée aux déductions et versements forfaitaires est revue à la hausse de 0,6 M€, répartie parmi les clients ayant des contrats individuels et ceux chauffés collectivement.

La mise à jour de la prévision de la perte de recettes liée aux déductions et versements forfaitaires par EDF (et un autre fournisseur pour un montant très faible), les prévisions des autres fournisseurs restant inchangées, conduit à retenir au titre de 2017 un montant de **103,0 M€**.

### 2.2 Mise à jour de la prévision des surcoûts de gestion

EDF a revu à la marge les frais initialement prévus (-9 k€).

La mise à jour de la prévision des surcoûts de gestion conduit à retenir au titre de 2017 un montant de **5,3 M€**.

### 2.3 Services liés à la fourniture

EDF retient l'hypothèse d'un nombre de prestations identique à celui réalisée en 2016 avec leur valorisation au prix du catalogue en vigueur au 1<sup>er</sup> juillet 2016.

Le montant de la prévision de la perte de recettes liés à la fourniture mis à jour s'élève pour 2017 à **1,1 M€**, en hausse de 0,07 M€ par rapport à 2016.

### 2.4 Bilan de la mise à jour de la prévision des charges liées au TSS

La mise à jour de la prévision des charges liées au TSS conduit à retenir au titre de 2017 un montant de charges de **109,4 M€** (103,0 M€ + 5,3 M€ + 1,1 M€), inférieur de 1 % par rapport aux charges constatées en 2016 et supérieur de 1 % à la prévision initiale pour 2017 du fait de la prise en compte de l'effet du chèque énergie par EDF.

Ces charges relèvent du programme budgétaire « service public de l'énergie ». Le détail de charges par type de fournisseur est indiqué dans le Tableau 27. Les détails par ELD et pour les autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 30.

**Tableau 27 : Mise à jour de la prévision des charges liées au TSS au titre de 2017 et comparaison par rapport aux charges constatées au titre de 2016 et initialement prévues pour 2017**

	2017 reprév	2017 prév	Evolution		2016	Evolution	
			en M€	en %		en M€	en %
EDF	16,5	15,8	0,7	4%	16,5	0,0	0%
ELD	2,4	2,4	0,0	0%	2,4	-0,03	-1%
Autres fournisseurs	90,5	90,5	0,003	0%	91,8	-1,2	-1%
<b>Total</b>	<b>109,4</b>	<b>108,7</b>	<b>0,7</b>	<b>1%</b>	<b>110,6</b>	<b>-1,3</b>	<b>-1%</b>

## C. Synthèse

### 1. MISE A JOUR DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC PREVISIONNELLES AU TITRE DE 2017

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'électricité mises à jour au titre de 2017 est évalué à **7 221,1 M€**.

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 4 831,3 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 2 389,8 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 de la distinction entre les charges relevant du CAS « transition énergétique » et du programme budgétaire « service public de l'énergie » est fournie dans le Tableau 28.

La comparaison de ce montant avec les charges constatées au titre de 2016 et prévues initialement au titre de 2017 est fournie dans le Tableau 29.

**Tableau 28 : Mise à jour des charges de service public de l'énergie prévues pour 2017**

	en M€	EDF			EDM	EEWF	EDF PEI	RTE	Acheteur de dernier recours	ELD	Autres fournisseurs dont Organismes agréés	Charges prévues mises à jour au titre de 2017	
		hors ZNI	en ZNI	Total EDF									
Electricité	Contrats d'achat <sup>(1)</sup>	CAS	4 228,8	271,3	4 500,0	7,6				238,3	0,2	4 746,1	6 110,7
		Budget	562,7	793,1	1 355,9					8,8	0,0	1 364,6	
	Complément de rémunération	CAS	0,1		0,1							0,1	0,3
		Budget	0,2		0,2							0,2	
	Prime cogénération > 12 MW	Budget	0,0		0,0							0,0	0,0
	Coûts de gestion des contrats	CAS	44,7		44,7					3,2	0,004	47,9	47,9
	Effacement	CAS										0,0	0,0
	Péréquation tarifaire dans les ZNI hors contrats d'achat <sup>(2)</sup>	Budget		516,1	516,1	88,0	1,9					606,0	606,0
	Coût des études dans les ZNI	Budget			0,0			0,2				0,2	0,2
	Dispositifs sociaux <sup>(3)</sup>	Budget	238,9	25,3	264,3	0,7				10,0	34,5	309,5	309,5
Gaz	Obligation d'achat biométhane	CAS								1,3	35,9	37,3	37,3
	Dispositifs sociaux	Budget	16,5		16,5					2,4	90,5	109,4	109,4
<b>Total</b>			<b>5 091,9</b>	<b>1 605,8</b>	<b>6 697,7</b>	<b>96,2</b>	<b>1,9</b>	<b>0,2</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>264,0</b>	<b>7 221,1</b>	
Electricité			5 075,4	1 605,8	6 681,3	96,2	1,9	0,2	0,0	0,0	34,7	7 074,5	
Gaz			16,5	0,0	16,5	0,0	0,0	0,0	0,0	3,7	126,5	146,6	
CAS			4 273,5	271,3	4 544,8	7,6	0,0	0,0	0,0	242,8	36,1	4 831,3	
Budget			818,4	1 334,6	2 152,9	88,6	1,9	0,2	0,0	21,2	125,0	2 389,8	

<sup>(1)</sup> Les contrats d'achat dans les ZNI en plus des contrats d'obligation d'achat intègrent les contrats négociés entre EDF SEI et les producteurs tiers.

<sup>(2)</sup> 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).

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

Tableau 29 : Évolution des charges de service public de l'énergie prévisionnelles mises à jour pour 2017 par rapport aux charges constatées au titre de 2016 et initialement prévues pour 2017

en M€		Mise à jour de la prévision 2017	Prévision initiale pour 2017	Evolution 2017reprév-2017prév		Charges constatées au titre de 2016	Evolution 2017reprév-2016		
				en M€	en %		en M€	en %	
Electricité	Contrats d'achat	CAS	4 746,1	5 623,8	-877,8	-16%	4 369,0	377,1	9%
		Budget	1 364,6	1 251,9	112,7	9%	1 323,8	40,8	3%
	Complément de rémunération	CAS	0,1	5,5	-5,4	-99%	0,0	0,1	0%
		Budget	0,2	0,2	0,0	27%	0,0	0,2	0%
	Prime cogénérations > 12 MW	Budget	0,0	0,0	0,0	0%	51,9	-51,9	-100%
	Coûts de gestion des contrats	CAS	47,9	0,0	47,9	0%	0,0	47,9	0%
	Effacement	CAS	0,0	0,0	0,0	0%	0,0	0,0	0%
	Péréquation tarifaire dans les ZNI hors contrats d'achat	Budget	606,0	633,7	-27,8	-4%	617,6	-11,6	-2%
	Coût des études dans les ZNI	Budget	0,2	0,0	0,2	0%	0,0	0,2	0%
	Dispositifs sociaux	Budget	309,5	331,5	-22,0	-7%	304,7	4,8	2%
Gaz	Obligation d'achat biométhane	CAS	37,3	49,9	-12,6	-25%	18,6	18,7	101%
	Dispositifs sociaux	Budget	109,4	108,7	0,7	1%	110,6	-1,3	-1%
<b>Total</b>			<b>7 221,1</b>	<b>8 005,3</b>	<b>-784,2</b>	<b>-10%</b>	<b>6 796,2</b>	<b>425,0</b>	<b>6%</b>
Electricité			<b>7 074,5</b>	<b>7 846,7</b>	<b>-772,2</b>	<b>-10%</b>	<b>6 667,0</b>	<b>407,5</b>	<b>6%</b>
Gaz			<b>146,6</b>	<b>158,6</b>	<b>-12,0</b>	<b>-8%</b>	<b>129,2</b>	<b>17,4</b>	<b>13%</b>
CAS			<b>4 831,3</b>	<b>5 679,2</b>	<b>-847,9</b>	<b>-15%</b>	<b>4 387,6</b>	<b>443,7</b>	<b>10%</b>
Budget			<b>2 389,8</b>	<b>2 326,1</b>	<b>63,8</b>	<b>3%</b>	<b>2 408,6</b>	<b>-18,8</b>	<b>-1%</b>

### Évolution par rapport aux charges constatées au titre de 2016

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie mises à jour au titre de 2017 est plus élevé de 425,0 M€ que celui constaté en 2016.

Les principales explications de cette évolution sont les suivantes :

- (hausse) La hausse des charges liées aux contrats d'achat et de complément de rémunération en métropole continentale est portée essentiellement par la croissance anticipée des charges liées aux contrats d'achat entre 2016 et 2017 qui est principalement liée au développement attendu des filières bénéficiant de contrats d'achat (notamment des filières éolien, cogénération, biomasse et photovoltaïque) ainsi qu'à la prise en compte de coûts de gestion pour les contrats d'achat et de complément de rémunération. La hausse des prix de marché de gros de l'électricité ainsi que la fin au 31 décembre 2016 du versement de la prime aux installations cogénération de plus de 12 MW a atténuée cette hausse ;
- (baisse) Dans les ZNI, le coût d'achat prévisionnel des installations thermiques est inférieur au coût constaté en 2016 du fait de leur moindre sollicitation. Ainsi, malgré les surcoûts engendrés par le développement des installations photovoltaïques, la mise en œuvre de la centrale bagasse/biomasse en Martinique et par le retour au régime de fonctionnement normal des installations bagasse/charbon qui ont subies des avaries importantes en 2016, le coût d'achat total dans les ZNI diminue ;
- (baisse) La baisse des charges liées à la péréquation tarifaires en ZNI (hors contrat d'achat) de 11,6 M€ est en lien avec la baisse des coûts d'achat des combustibles liée à la moindre sollicitation des moyens thermiques du fait notamment de la bonne hydraulité en Corse et en Guyane. Par ailleurs, l'évaluation des coûts d'achat se base pour une partie importante sur les prix de couvertures des combustibles établis sur les prix à terme encore relativement bas par rapport au redressement des prix *spot* du marché des matières premières.
- (légère hausse) La baisse des charges liées aux dispositifs sociaux en gaz -1 % a été compensée par la hausse des charges en électricité de +2 % en lien avec l'évolution du portefeuille clientèle du TPN et l'augmentation des versements au titre du FSL ;

- (hausse) Le doublement des charges liées à l'achat de biométhane entre 2016 et 2017 est la conséquence d'une augmentation comparable du nombre d'installations injectant du biométhane ainsi que des quantités injectées.

### Évolution par rapport aux charges initialement prévues au titre de 2017

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie mises à jour au titre de 2017 est inférieur de 784,2 M€ à celui initialement prévu.

Les principales explications de cette évolution sont les suivantes :

- (baisse) La baisse des charges liées aux contrats d'achat et de complément de rémunération en métropole continentale est notamment liée à la hausse des prix de marchés de gros de l'électricité. Les coûts d'achat prévisionnels des filières photovoltaïque, biomasse et biogaz ont également été revus à la baisse, bien que cette tendance soit atténuée par la hausse des coûts d'achat prévisionnels pour la filière cogénération. Le volume de contrats de complément de rémunération en vigueur en 2017 a également été revu à la baisse.
- (hausse) Dans les ZNI, la hausse s'explique principalement par un coût d'achat de l'électricité d'origine thermique sensiblement plus élevé que prévu initialement.
- (baisse) La baisse des charges liées à la péréquation tarifaires en ZNI (hors contrat d'achat) de 27,8 M€ s'explique essentiellement par l'évaluation de la part production des recettes d'EDM dont le mécanisme de calcul a été modifié. Si auparavant les recettes acheminement étaient considérées être égales aux coûts de réseaux réellement supportés par EDM, désormais, les surcoûts de réseau par rapport aux recettes tarifaires d'acheminement d'EDM font l'objet d'une couverture via les dotations du Fonds de péréquation de l'électricité ;
- (baisse) Les charges liées aux dispositifs sociaux en gaz sont presque équivalentes à leur prévision initiale pour 2017 du fait de la correction marginale apportées par deux opérateurs, tandis qu'en électricité les charges actualisées sont inférieures de 7 % à la prévision initiale pour 2017 en raison de la révision à la baisse par EDF de son estimation du nombre de foyers bénéficiaires du TPN et de la baisse anticipée des frais de mise en œuvre ;
- (baisse) La prévision de charges liées au biométhane est revue à la baisse de 12,6 M€ principalement en raison du retard dans la mise en service d'une vingtaine d'installations. Cet effet est amplifié par la hausse du prix de marché du gaz.

## 2. DETAILS DE LA MISE A JOUR DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC PREVISIONNELLES AU TITRE DE 2017 PAR LES OPERATEURS AUTRES QU'EDF, EDM, EEWf, RTE ET ACHETEURS DE DERNIER RECOURS

Le Tableau 30 présente les détails de la mise à jour des charges de service public prévisionnelles au titre de 2017 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, EDF PEI, RTE et acheteurs de dernier recours.

Tableau 30 : Détails de la mise à jour des charges de service public prévisionnelles au titre de 2017 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, EDF PEI, RTE et acheteurs de dernier recours

	Electricité								Gaz			Montant de la compensation		
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Charges dues aux contrats d'achats			Frais de gestion	Dispositifs sociaux	Obligation d'achat biométhane	Dispositifs sociaux	Total	dont CAS	dont Budget
					Surcoût d'achat									
					Total	dont CAS	dont Budget							
MWh	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	
R.S.E. REGIE SERVICES ENERGIE AMBERIEUX	1 586	725 678	54 695	0	670 983	670 983	0	0	20 500			691 483	670 983	20 500
SICAE de l'Aisne	3 500	1 268 731	125 887	1 021	1 141 823	1 141 823	0	0	69 359			1 211 182	1 141 823	69 359
Energie Développement Services du BRANCOIS	36 945	2 913 752	1 126 725	32 671	1 754 356	1 754 356	0	46 862	33 584			1 834 802	1 801 218	33 584
Régie Municipale d'Electricité ROQUEBILIERE	37	19 902	1 409	0	18 493	18 493	0	0	3 188			21 681	18 493	3 188
Régie Communale d'Electricité GATTIERES	139	73 470	5 994	0	67 476	67 476	0	0	2 280			69 756	67 476	2 280
Régie Electrique DALOU	92	33 447	3 614	0	29 833	29 833	0	0	2 039			31 873	29 833	2 039
Régie municipale d'Electricité VARILHES	1 275	648 665	53 804	1 021	593 840	593 840	0	0	12 342			606 182	593 840	12 342
Régie Municipale d'Electricité VICHESSOS	18	10 843	746	0	10 097	10 097	0	0	412			10 508	10 097	412
Régie Municipale d'Electricité MAZÈRES	1 873	972 784	70 632	4 084	898 068	898 068	0	244	17 863			916 165	898 312	17 853
Régie Municipale d'Electricité ARIGNAC	312	89 400	10 495	0	78 905	78 905	0	0	1 713			80 618	78 905	1 713
Régie Electrique MERCIUS GARRABET	11	5 971	479	0	5 492	5 492	0	0	1 581			7 073	5 492	1 581
Régie Municipale d'Electricité MERENS LES VALS	11	6 305	484	0	5 821	5 821	0	0	167			5 988	5 821	167
Régie municipale d'Electricité QUIÉ	3	1 778	72	0	1 706	1 706	0	0	391			2 097	1 706	391

	Electricité								Gaz			Montant de la compensation		
	Charges dues aux contrats d'achats								Dispositifs sociaux	Obligation d'achat biométhane	Dispositifs sociaux			
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat			Frais de gestion				Budget	CAS	Budget
					Total	dont CAS	dont Budget	CAS						
MWh	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	
Régie municipale d'Electricité TARASCON-SUR-ARIEGE	5 121	342 935	271 773	5 105	66 057	66 057	0	0	11 156			77 213	66 057	11 156
Régie municipale d'Electricité SAVERDUN	9 144	1 695 595	383 948	5 105	1 306 543	1 306 543	0	243	32 442			1 339 228	1 306 786	32 442
Régie d'Electricité SAINT-QUIRC - CANTE-UISSAC - LABATUT	407	219 508	17 851	0	201 657	201 657	0	0	5 283			206 940	201 657	5 283
S.I.C.A.E. DE LA REGION DE PRECY SAINT-MARTIN	7 027	2 013 533	232 880	9 189	1 771 464	1 771 464	0	11 692	19 311			1 802 467	1 783 156	19 311
Régie d'Electricité COUINGOUIS	9	3 330	246	0	3 084	3 084	0	0	0			3 084	3 084	0
Régie Municipale d'Énergie Électrique QUILLAN	5 372	563 514	200 617	0	362 897	362 897	0	0	23 190			386 088	362 897	23 190
S.I.V.O.M. LABERGEMENT SAINTE-MARIE	1 711	166 991	78 948	1 021	87 022	87 022	0	0	9 592			96 614	87 022	9 592
Régie SDED EROME	77	46 152	4 040	0	42 112	42 112	0	0	1 040			43 152	42 112	1 040
Régie Electricité GERVAIS	96	56 117	3 346	0	52 771	52 771	0	0	0			52 771	52 771	0
Société d'économie mixte locale DREUX - GEDIA	71	35 806	2 381	0	33 425	33 425	0	0	217 300		120 546	371 271	33 425	337 846
Syména Collectivités	29 350	2 838 131	1 456 249	25 524	1 356 358	1 356 358	0	0	229 619			1 585 977	1 356 358	229 619
Régie Municipale d'Electricité CAZÈRES	1 044	353 474	41 084	0	312 390	312 390	0	6 423	22 042			340 866	318 813	22 042
Régie Municipale d'Electricité MARTRES TOLOSANE	20	10 523	804	0	9 719	9 719	0	1 244	6 674			17 636	10 962	6 674
Régie municipale d'Electricité MIRAMONT DE COMMINGES	78	33 338	3 138	0	30 200	30 200	0	0	3 540			33 740	30 200	3 540
Régie Municipale Multiservices de LA REOLE	25	10 968	987	0	9 981	9 981	0	0	17 930		12 984	40 895	9 981	30 914
Régie d'Electricité du Syndicat du SUD DE LA REOLE	3 336	1 291 337	132 835	1 021	1 157 482	1 157 482	0	13 148	21 446			1 192 076	1 170 630	21 446
Régie Municipale d'Electricité BAZAS	529	247 349	19 243	0	228 106	228 106	0	5 230	15 703		9 252	258 291	233 336	24 955
Régie Municipale d'Electricité GIGNAC	420	190 090	13 565	0	176 525	176 525	0	4 890	21 252			202 667	181 415	21 252
Régie Municipale d'Electricité CAZOULS LES BEZIERS	233	126 623	10 518	2 042	114 063	114 063	0	0	14 038			128 102	114 063	14 038
Coopérative d'Electricité SAINT-MARTIN DE LONDRES	46 329	9 520 451	1 792 327	15 314	7 712 810	7 712 810	0	0	73 800			7 786 610	7 712 810	73 800
GAZ ELECTRICITE DE GRENOBLE	48 744	6 001 578	2 444 590	93 928	3 463 080	1 091 152	2 371 908	0	728 897	1 332 587	116 916	5 641 460	2 423 739	3 217 721
Régie d'Énergies SAINT-MARCELLIN	278	144 070	16 199	0	127 870	127 870	0	0	43 807			171 678	127 870	43 807
Régie Municipale d'Electricité ALLEMONT	36	16 280	2 064	0	14 215	14 215	0	0	1 653			15 868	14 215	1 653
Régie Municipale d'Electricité SÉCHILIENNE	29	12 475	1 677	0	10 798	10 798	0	0	799			11 597	10 798	799
Régie Municipale de Distribution d'Énergie VILLARD BONNOT	14 158	1 091 240	476 761	0	614 478	614 478	0	0	14 598		6 818	635 895	614 478	21 417
Régie Municipale d'Electricité VINAY	156	54 593	9 114	0	45 478	45 478	0	0	8 940			54 418	45 478	8 940
Régie d'Electricité LA FERRIERE D'ALLEVARD	9	4 221	536	0	3 684	3 684	0	0	548			4 232	3 684	548
Régie Municipale d'Electricité MOUTARET	19	9 657	1 155	0	8 502	8 502	0	0	415			8 917	8 502	415
Régie d'Electricité PINSOT	10	6 072	599	0	5 473	5 473	0	0	236			5 709	5 473	236
Régie Municipale d'Electricité SAINT-PIERRE D'ALLEVARD	97	54 460	5 510	0	48 949	48 949	0	0	5 234			54 184	48 949	5 234
Régie Municipale d'Electricité SALINS LES BAINS	63	34 192	2 846	0	31 346	31 346	0	0	19 357			50 703	31 346	19 357
GASCOGNE ENERGIES SERVICES AIRE SUR L'ADOUR (ex Régies Municipales)	3 037	1 262 495	102 339	1 021	1 159 136	1 159 136	0	0	25 463		17 192	1 201 791	1 159 136	42 655
S.I.C.A.E. REGION DE PITHIVIERS	148 671	13 906 867	5 012 592	349 314	8 544 962	8 544 962	0	46 884	233 621			8 825 467	8 591 846	233 621
Régie Communale Électrique SAULNES	12	6 100	453	0	5 647	5 647	0	0	6 000			11 647	5 647	6 000
SAEML UEM USINE D'ELECTRICITE DE METZ	177 382	21 969 169	7 281 542	350 919	14 336 708	14 453 389	-116 681	0	1 157 147		95 180	15 589 015	14 453 389	1 135 626
Régie Communale d'Electricité PIERREVILLERS	17	9 598	581	0	9 017	9 017	0	0	511			9 528	9 017	511
Régie Municipale d'Electricité ROMBAS	70	38 409	3 219	0	35 191	35 191	0	0	20 525			55 716	35 191	20 525
Régie Municipale d'Electricité CREUTZWALD	33 601	3 850 935	1 592 852	69 425	2 188 058	918 902	1 269 756	7 500	54 979			2 251 137	926 402	1 324 735
Régie Municipale d'Electricité GANDRANGE BOUSSANGE	14	8 113	440	0	7 673	7 673	0	0	1 429			9 102	7 673	1 429
Régie Municipale de Distribution CLOUANGE	25	13 724	735	0	12 989	12 989	0	0	5 355			18 344	12 989	5 355
Régie d'Electricité BITCHE	61	33 612	2 124	0	31 488	31 488	0	0	22 254			53 743	31 488	22 254
Régie Communale d'Electricité SAINTE-MARIE AUX CHENES	36	17 726	1 334	0	16 392	16 392	0	0	4 344			20 736	16 392	4 344
Régie Communale d'Electricité UCKANGE	789	123 930	39 116	0	84 814	35 227	49 587	3 160	23 110			111 084	38 387	72 697
Régie Municipale de Distribution d'Electricité de HAGONDANGE	40	23 432	2 020	0	21 412	21 412	0	0	15 960			37 372	21 412	15 960
Régie d'Electricité SCHONECK	72	39 341	2 160	0	37 181	37 181	0	0	5 998			43 179	37 181	5 998
Régie Municipale d'Electricité AMNÉVILLE	103	56 172	4 103	0	52 070	52 070	0	0	12 030			64 100	52 070	12 030
Régie Municipale d'Electricité HOMBURG HAUT	37	17 514	1 063	0	16 451	16 451	0	0	39 126			55 577	16 451	39 126
Régie Municipale d'Electricité ENERGIS SAINT-AVOLD	115	63 396	4 333	0	59 063	59 063	0	0	95 686		73 408	228 157	59 063	169 093
R.M.E.T. TALANGE	38	21 155	1 621	0	19 534	19 534	0	0	36 371			55 905	19 534	36 371
Régie Municipale d'Electricité et de Télédistribution MARANGE SILVANGE TERNEL	40	23 800	1 817	0	21 983	21 983	0	0	32 635			54 617	21 983	32 635
Régie Municipale d'Electricité SAINT-PRIVAT LA MONTAGNE	36	21 100	1 467	0	19 633	19 633	0	0	1 218			20 851	19 633	1 218

	Electricité										Gaz		Montant de la compensation		
	Charges dues aux contrats d'achats										Obligation d'achat biométhane	Dispositifs sociaux			
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat			Frais de gestion	Dispositifs sociaux					Total	dont CAS
					Total	dont CAS	dont Budget	CAS	Budget	CAS	Budget	€	€		
MWh	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	
Régie Municipale d'Electricité MONTOIS LA MONTAGNE	17	8 389	829	0	7 560	7 560	0	0	12 687			20 246	7 560	12 687	
S.I.C.A.E. CARNIN	49	16 531	1 741	0	14 790	14 790	0	0	2 090			16 880	14 790	2 090	
Régie Electricité FONTAINE AU PIRE	12	5 921	443	0	5 478	5 478	0	0	3 924			9 403	5 478	3 924	
SEM BEAUVOIS DISTRELEC	42	19 169	1 510	0	17 659	17 659	0	0	18 293			35 952	17 659	18 293	
Régie Municipale d'Electricité LOSOS	37	18 820	1 459	0	17 361	17 361	0	0	123 700			141 061	17 361	123 700	
Régie Communale d'Electricité MONTAIRE	14 055	1 770 185	707 614	0	1 062 571	144 747	917 825	0	92 360			1 154 921	144 747	1 010 175	
S.I.C.A.E. OISE	76 467	7 736 347	3 060 850	68 404	4 607 093	4 607 093	0	44 746	303 835			4 955 674	4 651 838	303 835	
Société d'Electricité Régionale des CANTONS DE LASSIGNY & LIMTROPHES	8 024	1 527 953	336 361	10 210	1 181 383	1 181 383	0	11 890	76 140			1 269 412	1 193 273	76 140	
Régie Municipale d'Electricité LARUNS	84	35 820	4 747	0	31 073	31 073	0	0	3 316			34 389	31 073	3 316	
S.I.V.U. d'Electricité LUZ SAINT SAUVEUR - ESQUEZE SERE - ESTERRE	204	21 785	6 971	0	14 814	14 814	0	0	3 017			17 831	14 814	3 017	
Régie Electricité CAPVERN LES BAINS	18	6 309	755	0	5 554	5 554	0	0	2 572			8 126	5 554	2 572	
Energies Services LANNEUEZAN	609	330 743	20 011	0	310 731	310 731	0	2 700	98 894	28 748		441 073	313 431	127 642	
Régie Electricité LA CABANASSE	15	7 410	569	0	6 841	6 841	0	0	1 517			8 358	6 841	1 517	
Régie Electricité Municipale PRATS DE MOLLO LA PRESTE	2 556	194 859	88 840	0	106 019	106 019	0	0	4 907			110 926	106 019	4 907	
Régie Electricité Municipale SAINT-LAURENT DE CERDANS	13	8 310	661	0	7 649	7 649	0	0	6 290			13 939	7 649	6 290	
Régie Intercommunale d'Electricité NIEDERBRONN REICHSHOFEN	616	328 546	21 868	0	306 677	306 677	0	0	17 358			324 036	306 677	17 358	
GAZ DE BARR	126	56 990	4 390	0	52 599	52 599	0	2 454	19 106	26 528		100 697	55 053	45 634	
LES USINES MUNICIPALES DERSTEIN	7 012	1 503 734	303 459	3 063	1 197 212	913 093	284 119	0	29 403			1 226 615	913 093	313 522	
Centrale Electricité VONDERSCHER	37	18 050	1 577	0	16 473	16 473	0	0	693			17 166	16 473	693	
Régie Municipale d'Electricité de la ville de SARRE UNION	30	11 380	1 052	0	10 328	10 328	0	0	17 447			27 775	10 328	17 447	
ES ENERGIES STRASBOURG	234 360	58 240 204	9 810 036	287 036	48 143 132	44 696 058	3 447 074	916 037	3 133 844	319 479		52 512 492	45 612 095	6 900 396	
VIALIS - REGIE MUNICIPALE DE COLMAR	1 748	795 752	62 544	19 398	713 809	713 809	0	0	399 375	87 967		1 201 151	713 809	487 342	
Coopérative de droit suisse ELEKTRA BIRSECK	25 371	4 193 367	925 884	0	3 267 483	3 267 483	0	0	55 035			3 322 518	3 267 483	55 035	
SAEML HUNELEC Service de Distribution Public HUNELEC	159	93 252	6 283	0	86 969	86 969	0	6 560	30 010			123 539	93 529	30 010	
SI CAE EST	10 722	2 065 769	390 953	11 231	1 663 585	1 663 585	0	38 390	69 038			1 771 013	1 701 975	69 038	
Régie Municipale d'Electricité PRESLE	16	7 801	941	0	6 859	6 859	0	0	710			7 570	6 859	710	
Régie Municipale d'Electricité LA CHAMBRE	92	21 200	2 845	0	18 355	18 355	0	0	1 567			19 922	18 355	1 567	
Régie Municipale d'Electricité de SAINT-AVRE	33	17 700	1 699	0	16 001	16 001	0	0	1 180			17 181	16 001	1 180	
Régie de Distribution d'Energie Electricité SAINT-MARTIN SUR LA CHAMBRE	52	30 000	1 623	0	28 377	28 377	0	0	410			28 787	28 377	410	
Régie Municipale d'Electricité SAINTE-MARIE DE CUINES	18	9 000	682	0	8 318	8 318	0	0	860			9 178	8 318	860	
SOREA	28 295	3 026 001	990 546	10 210	2 025 245	2 025 245	0	0	36 128			2 061 373	2 025 245	36 128	
Régie Electricité AIGUEBLANCHE	89	49 812	3 017	0	46 795	46 795	0	0	1 500			48 295	46 795	1 500	
Régie Electricité PETIT COEUR	4	2 308	206	0	2 102	2 102	0	0	252			2 354	2 102	252	
Régie d'Electricité du Morat	39	24 084	1 458	0	22 626	22 626	0	0	559			23 185	22 626	559	
Régie Municipale d'Electricité PONTAMAFREY MONTPASCAL	23	11 126	1 020	0	10 106	10 106	0	0	0			10 106	10 106	0	
Régie Electricité TIGNES	220	20 945	7 048	0	13 897	13 897	0	0	1 459			15 356	13 897	1 459	
Régie Electricité Communale BOZEL	63	36 153	2 012	0	34 141	34 141	0	0	1 811			35 952	34 141	1 811	
Régie Electricité Communale AUSSOIS	13	4 508	430	0	4 078	4 078	0	0	0			4 078	4 078	0	
Régie Electricité AVRIEUX	7	3 947	429	0	3 518	3 518	0	0	157			3 675	3 518	157	
Régie Electricité VILLARDIN BOURGET	21	10 200	932	0	9 268	9 268	0	0	0			9 268	9 268	0	
Régie Electricité SAINTE-FOY TARENTEISE	18	7 385	950	0	6 435	6 435	0	0	256			6 691	6 435	256	
Régie Electricité Municipale VILLAROGER	2	950	65	0	885	885	0	0	0			885	885	0	
Régie Electricité Municipale LA CHAPELLE	875	115 353	35 419	0	79 934	79 934	0	0	560			80 494	79 934	560	
Régie Electricité MONTVALEZAN	37	13 631	1 824	0	11 807	11 807	0	0	0			11 807	11 807	0	
Régie d'Electricité TOURS EN SAVOIE	44	24 451	1 844	0	22 608	22 608	0	50	377			23 035	22 658	377	
Syndicat d'Electricité SYNERGIE MAURIENNE	13 404	1 212 417	524 578	6 126	681 713	681 713	0	42 021	6 200			729 934	723 734	6 200	
Régie Gaz Electricité de la Ville SONNEVILLE	176	81 300	6 142	0	75 158	75 158	0	0	23 064			98 212	75 158	23 054	
Régie du Syndicat Intercommunal d'Energies VALLÉE DE THONES	382	204 114	13 490	0	190 624	190 624	0	0	30 072			220 696	190 624	30 072	
Régie Municipale Electricité LES HOUCHES	35	15 109	1 449	0	13 660	13 660	0	0	2 076			15 736	13 660	2 076	
Régie Municipale d'Electricité SALLANCHES	229	119 600	8 012	0	111 588	111 588	0	0	18 265			129 853	111 588	18 265	
ENERGIE ET SERVICES DE SEYSSSEL (SAEML)	3 416	1 656 433	144 014	0	1 512 419	1 512 419	0	0	84 250			1 596 668	1 512 419	84 250	
S.A.I.C. PERS LOISINGES	74	38 082	3 207	0	34 875	34 875	0	0	314			35 189	34 875	314	
Régie d'Electricité d'Elbeuf	159	72 897	5 539	0	67 358	67 358	0	0	228 367			295 725	67 358	228 367	
Régie Communale de Distribution d'Electricité MITRY MORY	66	33 106	1 816	0	31 290	31 290	0	0	22 227			53 516	31 290	22 227	

	Electricité								Gaz		Montant de la compensation			
	Charges dues aux contrats d'achats								Dispositifs sociaux	Obligation d'achat biométhane	Dispositifs sociaux	Total	dont CAS	dont Budget
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat			Frais de gestion						
					Total	dont CAS	dont Budget	CAS	Budget	CAS	Budget			
MWh	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	
S.I.C.A.E. E.L.Y. - REGION Eure & LOIR YVELINES	1 282	477 004	55 472	0	421 533	421 533	0	10 050	20 101			451 684	431 583	20 101
Régie du syndicat intercommunal (fournisseur) SEOLIS DEUX SEVRES SIEDS	819 898	91 682 474	35 452 039	1 192 726	55 037 708	55 037 708	0	1 495 334	522 242			57 055 285	56 533 043	522 242
S.I.C.A.E. de la SOMME et du CAMBRAIS	122 047	11 021 322	4 664 912	107 201	6 249 210	6 249 210	0	61 920	167 739			6 478 868	6 311 129	167 739
GAZLEC DE PERONNE	60 212	5 151 362	2 355 683	0	2 795 678	2 795 678	0	0	64 111		21 746	2 881 536	2 795 678	85 857
Régie Communale d'Electricité MONTDIDIER	17 759	1 740 223	705 331	13 272	1 021 620	1 021 620	0	0	24 209			1 045 829	1 021 620	24 209
Régie Municipale d'Electricité SAINT-PAUL CAP DE JOUX	6	2 600	148	0	2 453	2 453	0	0	4 447			6 899	2 453	4 447
SICAE du CARMAUSIN	9 423	3 467 489	392 766	4 084	3 070 639	3 070 639	0	78 865	37 230			3 158 734	3 149 504	37 230
Régie Municipale d'Electricité et de Gaz Energie Services Occitans CARMAUX ENO	8 840	1 396 151	422 852	20 419	952 880	395 172	557 707	37 316	87 240		47 194	1 124 630	432 488	692 141
EPIC ENERGIES SERVICES LAVALUR - Pays de Cogne	14 339	2 544 550	544 935	24 503	1 975 112	1 975 112	0	18 206	68 139		14 883	2 076 339	1 993 318	83 022
Régie d'Electricité du Département de la Vienne SOREGIES	440 639	73 862 151	17 825 949	182 752	55 863 450	55 863 450	0	260 000	441 587		18 683	56 573 700	56 113 450	460 250
Régie Municipale Electrique SAINT-LÉONARD DE NOBLAT	766	31 397	27 058	0	4 339	4 339	0	0	4 020			8 359	4 339	4 020
Régie Municipale d'Electricité LA BRESSE	6 454	490 646	326 482	14 293	149 870	149 870	0	0	6 484			156 355	149 870	6 484
S.I.C.A.E. CANTONS DE LA FERTE-AUBAIS & LIMITOPHES	387	171 695	16 313	0	155 382	155 382	0	4 544	9 230			169 155	159 926	9 230
Coopérative d'Electricité VILLIERS SUR MARNE	56	29 163	2 206	0	26 957	26 957	0	0	45 403			72 360	26 957	45 403
S.I.C.A.E. VALLEE DU SAUSSERON	82	38 926	3 312	0	35 613	35 613	0	1 584	26 953			64 150	37 197	26 953
DIRECT ENERGIE	0	0	0	0	0	0	0	0	6 850 077	1 145 509	2 772 741	10 788 321	1 145 503	9 622 818
ENERCOOP	357	180 784	13 755	0	167 029	167 029	0	4 451	149 273			320 763	171 480	149 273
ENERGEM	0	0	0	0	0	0	0	0	5 000			5 193	0	5 193
ENI GAS & POWER France												2 763 413	2 763 413	0
CALEO												22 527	22 527	0
ANTARGAZ												98 270	98 270	0
SAVE												5 473 730	5 473 730	0
Gaz de Bordeaux												1 288 263	1 288 263	0
LAMPRIIS France												273 905	273 905	0
Gaz de Paris												274 464	274 464	0
Veolia Eau REGIONGAZ												28 583	28 583	0
EON France Energie Solutions SAS												276 405	276 405	0
GAS NATURAL EUROPE (ex Gas Natural Commercialisation France SA)												111 170	111 170	0
SOVEN												66 500	66 500	0
Total Energie Gaz (Tegaz)												1 212 909	1 212 909	0
SOCIETE VALMY DEFENSE 17 SVD 17												147 050	1 359 959	147 050
ENGIE	0	0	0	0	0	0	0	0	27 382 655	20 795 278	83 159 236	131 337 169	20 795 278	110 541 891
PLANETE OUI	0	0	0	0	0	0	0	0	90 926			90 926	0	90 926
PROXELIA	0	0	0	0	0	0	0	0	23 084			23 084	0	23 084
SELA	0	0	0	0	0	0	0	0	2 694			2 694	0	2 694
SOCIETE EUROPEENNE DE GESTION DE L'ENERGIE Terreal												4 969 633	4 969 633	0
GEDIA ENERGIES & SERVICES	0	0	0	0	0	0	0	0	6 240			6 240	0	6 240
SECH (Société d'Energies et de Combustibles Havraise)												2 788	2 788	0
<b>TOTAL</b>	<b>2 616 638</b>	<b>353 645 057</b>	<b>103 472 632</b>	<b>2 942 651</b>	<b>247 229 773</b>	<b>238 448 479</b>	<b>8 781 294</b>	<b>3 184 638</b>	<b>44 555 527</b>	<b>37 281 647</b>	<b>92 886 227</b>	<b>425 138 012</b>	<b>278 914 964</b>	<b>146 223 048</b>

