



ANNEXE 1 CORRIGÉE

Charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de l'année 2018 (CP'18)

Cette annexe présente les charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de l'année 2018 pour les différents opérateurs concernés. Les charges de services public sont présentées selon l'énergie – électricité ou gaz – qu'elles concernent, avant qu'une synthèse présente un récapitulatif de l'ensemble des charges.

Les charges ont été calculées à partir des déclarations envoyées par les opérateurs concernés avant le 30 avril 2017.

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

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

Les charges de service public de l'énergie dans les ZNI sont supportées par Electricité de Mayotte (EDM) à Mayotte, par Électricité et Eau de Wallis-et-Futuna (EEWF)¹ à Wallis-et-Futuna et dans les autres territoires par la direction Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) du groupe Électricité de France (EDF), qui sera désignée dans la suite du document par l'acronyme EDF sauf s'il est besoin de la distinguer d'autres entités du groupe EDF.

Opérateurs supportant des charges de service public de l'énergie ayant déclaré la prévision de leurs charges au titre de 2018

Les différents opérateurs ayant déclaré la prévision de leurs charges de service public de l'énergie au titre de 2018 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 intérêt.

Dans ces conditions, la CRE a calculé les charges prévisionnelles au titre de l'année 2018 à partir des déclarations transmises par les opérateurs après avoir attiré, le cas échéant, leur attention sur les éventuelles erreurs manifestes détectées.

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

		EDF	EDM	EEWF	RTE	Acheteur de dernier re-cours ²	ELD ³	Autres fournisseurs ⁴ dont Organismes agréés ⁵
Électricité	Contrats d'achat	✓	✓	✓			✓	✓
	Complément de rémunération	✓						
	Primes cogén. sup. 12 MW							
	Frais de gestion des contrats	✓					✓	✓
	Effacement				✓			
	Péréquation tarifaire dans les ZNI ⁶	✓	✓	✓				
	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 en envisage de supporter en 2018.

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.

² 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.

³ Entreprises locales de distribution.

⁴ Autres qu'EDF, EDM, EEWF et les ELD.

⁵ 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.

⁶ Hors contrats d'achat.

SOMMAIRE

A. CHARGES DE SERVICE PUBLIC EN ÉLECTRICITÉ	6
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.....	6
1.1 SURCÔUTS DE PRODUCTION DANS LES ZONES NON INTERCONNECTÉES	6
1.1.1 Surcoûts de production prévus par EDF pour 2018.....	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 Surcoûts de production prévus par EDM pour 2018.....	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 Surcoûts de production et d'achat d'énergie prévus par EEWf pour 2018	11
1.1.3.1 Coûts supportés.....	11
1.1.3.2 Recettes	12
1.1.3.3 Surcoûts de production et d'achat	12
2. SURCÔUTS LIÉS AUX CONTRATS D'ACHAT	12
2.1 SURCÔUTS D'ACHAT PRÉVISIONNELS POUR EDF EN MÉTROPOLE CONTINENTALE AU TITRE DE 2018	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.....	14
obligation d'achat.....	Erreur ! Signet non défini.
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	16
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.....	17
2.1.2.2 Coût évité lié aux certificats de capacité	17
2.1.2.3 Coût total évité à EDF par les contrats d'achat	18
2.1.3 Surcoûts liés aux contrats d'achat pour EDF en 2018.....	18
2.2 SURCÔUTS D'ACHAT PRÉVISIONNELS POUR LES ELD AU TITRE DE 2018.....	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 liés aux certificats de capacité.....	20
2.2.3 Surcoûts d'achat prévus par les ELD au titre de 2018	20
2.3 SURCÔUTS D'ACHAT PRÉVISIONNELS POUR LES ORGANISMES AGRÉÉS	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 prévus par les Organismes Agréés au titre de 2018.....	21
2.4	SURCOÛTS D'ACHAT PRÉVISIONNELS POUR EDF DANS LES ZNI AU TITRE DE 2018	21
2.4.1	Coûts prévisionnels liés aux contrats d'achat.....	21
2.4.2	Coûts évités à EDF par les contrats d'achat	22
2.4.3	Surcoûts dus aux contrats d'achat supportés par EDF dans les ZNI	23
2.5	SURCOÛTS D'ACHAT PRÉVISIONNEL POUR EDM AU TITRE DE 2018	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	SURCOÛTS D'ACHAT PRÉVUS PAR EEWf AU TITRE DE 2018.....	24
3.	CHARGES LIEES A LA REMUNERATION DE LA DISPONIBILITE DES COGENERATIONS DE PLUS DE 12 MW 24	
4.	COMPLEMENT DE RÉMUNERATION	24
5.	COÛTS LIÉS À LA CONCLUSION ET À LA GESTION DES CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION EN MÉTROPOLE CONTINENTALE	26
6.	BILAN DES CHARGES LIÉES AUX CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION EN METROPOLE CONTINENTALE AU TITRE DE 2018	26
7.	CHARGES LIÉES AUX CONTRATS D'EFFACEMENT.....	27
7.1	CONTEXTE JURIDIQUE	27
7.2	MONTANT DES CHARGES PRÉVISIONNELLES AU TITRE DE 2018.....	27
8.	CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX.....	27
8.1	CHARGES LIÉES AU « TARIF DE PREMIÈRE NÉCESSITÉ ».....	28
8.1.1	Pertes de recettes liées au TPN	28
8.1.2	Surcoûts de gestion	28
8.1.3	Services liés à la fourniture.....	28
8.1.4	Bilan des charges liées au TPN.....	28
8.2	CHARGES LIÉES AU DISPOSITIF INSTITUÉ EN FAVEUR DES PERSONNES EN SITUATION DE PRÉCARITÉ	28
8.3	CHARGES RELATIVES AUX SERVICES LIÉS À LA FOURNITURE DES BÉNÉFICIAIRES DU CHÈQUE ÉNERGIE	29
8.4	CHARGES LIÉES AUX DISPOSITIFS D'AFFICHAGE DÉPORTÉ.....	29
8.5	BILAN DES CHARGES PRÉVISIONNELLES LIÉES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX PAR OPÉRATEUR.....	29
B.	CHARGES DE SERVICE PUBLIC EN GAZ	29
1.	CHARGES LIEES AUX CONTRATS D'ACHATS DE BIOMETHANE.....	29
1.1	SURCOÛTS D'ACHAT PRÉVISIONNELS AU TITRE DE 2018	29
1.1.1	Coûts d'achat	29
1.1.2	Coûts évités aux fournisseurs de gaz par les contrats d'achat.....	30
1.1.3	Surcoûts d'achat.....	30
1.2	COÛTS PRÉVISIONNELS DE GESTION DES ACHETEURS DE BIOMETHANE POUR 2018	31
1.3	VALORISATION PRÉVISIONNELLE DES GARANTIES D'ORIGINES 2018	31
1.4	CHARGES PRÉVISIONNELLES AU TITRE DE 2018	31
2.	CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX.....	32
2.1	CHARGES LIÉES AU TARIF SPÉCIAL DE SOLIDARITÉ	33
2.1.1	Déductions et versements forfaitaires	33

2.1.2	Surcoûts de gestion.....	33
2.1.3	Services liés à la fourniture.....	33
2.1.4	Bilan des charges liées au TSS.....	33
2.2	CHARGES RELATIVES AUX SERVICES LIÉS À LA FOURNITURE DES BÉNÉFICIAIRES DU CHÈQUE ÉNERGIE 34	
2.3	CHARGES LIÉES AUX DISPOSITIFS D’AFFICHAGE DÉPORTÉ.....	34
2.4	BILAN DES CHARGES PRÉVISIONNELLES LIÉES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX PAR OPÉRATEUR	34
C.	SYNTHÈSE.....	34
1.	CHARGES DE SERVICE PUBLIC PRÉVISIONNELLES AU TITRE DE 2018.....	34
2.	DETAIL DES CHARGES PRÉVISIONNELLES AU TITRE DE 2018 PAR LES OPERATEURS AUTRES QU’EDF, EDM, EEWf, RTE ET ACHETEURS DE DERNIER RECOURS.....	37

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 2015⁷, 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 2017⁸. 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 2017⁹. 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, aucun opérateur n'a prévu de charges à ce titre.

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

1.1 Surcoûts de production dans les zones non interconnectées

En application du a) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie les surcoûts de production d'électricité supportés dans les ZNI sont définis comme étant ceux « *qui, en raison des particularités du parc de production inhérentes*

⁷ 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.

⁸ 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.

⁹ 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

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 prévision des surcoûts de production nécessite d'évaluer, dans les ZNI, les coûts de production et la part relative à la production dans les recettes pour 2018 sur la base des éléments constatés au titre de 2016, de l'actualisation du bilan énergétique des ZNI et des hypothèses économiques retenues. Ces éléments sont présentés dans les sections suivantes.

1.1.1 Surcoûts de production prévus par EDF pour 2018

1.1.1.1 Coûts de production

Les coûts de production prévisionnels déclarés par EDF dans les ZNI s'élèvent, pour 2018, à **793,8 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 mis à jour pour 2017 dans le Tableau 2.

Tableau 1 : Coûts de production dans les ZNI prévus par EDF pour 2018

M€	Nature de coûts retenus	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2018 prév
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	55,3	36,3	59,2	68,7	2,1	10,4	2,1	234,1
	Personnel, charges externes et autres achats	38,2	22,5	33,2	46,5	16,6	5,9	1,6	164,4
	Impôts et taxes	11,8	12,2	6,3	22,4	14,2	0,1	0,1	67,0
	Coûts de commercialisation	9,7	13,0	13,6	5,9	16,3	0,1	0,0	58,5
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	2,0	0,5	2,1	1,5	0,1	0,2	0,0	6,3
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	41,7	14,4	13,8	34,4	17,8	6,4	0,2	128,7
	Amortissements	16,3	13,0	12,5	14,6	8,5	3,0	0,3	68,3
	Frais de structure, de siège et prestations externes	13,1	13,2	10,1	14,0	16,0	0,0	0,0	66,5
Coût total		188,1	125,0	150,7	207,9	91,5	26,1	4,3	793,8

Comme affiché dans le Tableau 2, les coûts de production prévisionnels pour 2018 dans les ZNI sont en augmentation par rapport à 2016 (+ 44,6 M€) et ceux prévus pour 2017 (+ 63,7 M€).

Tableau 2 : Evolution des coûts de production dans les ZNI prévus par EDF pour 2018 par rapport aux coûts constatés au titre de 2016 et prévisionnels mis à jour pour 2017

M€	Nature de coûts retenus	2018 prév	2017 reprév	Evolution		2016	Evolution	
				en M€	en %		en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	234,1	182,3	51,8	28%	215,6	18,5	9%
	Personnel, charges externes et autres achats	164,4	161,5	2,9	2%	145,2	19,2	13%
	Impôts et taxes	67,0	64,0	3,0	5%	71,3	-4,3	-6%
	Coûts de commercialisation	58,5	53,2	5,3	10%	48,1	10,4	22%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	6,3	5,6	0,7	12%	5,8	0,5	8%
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	128,7	129,3	-0,6	0%	130,8	-2,1	-2%
	Amortissements	68,3	68,7	-0,4	-1%	68,2	0,0	0%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	66,5	65,4	1,0	2%	64,1	2,3	4%
Coût total		793,8	730,1	63,7	9%	749,2	44,6	6%

Evolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2016

L'augmentation des charges de combustibles s'explique par l'effet conjugué de la hausse des prix à terme observés sur le marché des matières premières et d'un appel normal des moyens thermiques, là où en 2016 l'hydraulicité exceptionnelle observée notamment en Corse avait conduit à un appel particulièrement faible de ces moyens.

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 PEI¹⁰ - à Jarry Nord en Guadeloupe, à Bellefontaine en Martinique, à Lucciana en Corse et au Port-Ouest à la Réunion.

En application de l'ordonnance n° 2012-827 du 28 juin 2012 relative au système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre pour la période 2013-2020, aucun quota n'est délivré gratuitement aux producteurs d'électricité. Par conséquent, EDF doit acheter des quotas de CO₂ pour couvrir l'ensemble de ses émissions. La

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

valorisation prévisionnelle des quotas d'émission de CO₂ acquis sur le marché est réalisée par EDF à partir du prix à terme 2017 observé sur le marché boursier ICE¹¹ ECX EUA futures mi-mars 2017, soit 5,28 €/tCO₂ (quasiment stable par rapport au prix de 2016 : 5,22 €/tCO₂).

L'augmentation des coûts de commercialisation de + 10,4 M€ s'inscrit dans la tendance de croissance observée entre 2015 et 2016 et pour la prévision des coûts pour 2017. 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 devrait permettre de multiplier ces actions.

Evolution par rapport à la mise à jour des coûts prévisionnels pour 2017

La principale variation entre les coûts prévisionnels pour 2018 et 2017 est liée à la hausse des coûts d'achat des combustibles qui s'explique par les hypothèses d'hydraulicité normale dans les ZNI par rapport à 2017, ce qui a pour conséquence d'augmenter le recours aux moyens thermiques de production. En outre, cette hausse est tirée par des prix à terme observés sur le marché de matières premières plus élevés.

Les hypothèses de croissance des autres coûts d'exploitation et des frais de commercialisation poursuivent les trajectoires tracées pour la mise à jour des charges prévisionnelles 2017 avec un taux d'inflation prévisionnelle de 1,6 % entre 2017 et 2018.

Les charges du capital sont évaluées en prenant en compte le rythme d'amortissement des actifs et la mise en service des nouveaux actifs.

1.1.1.2 Recettes de production

Les recettes de production prévisionnelles dans les ZNI pour 2018 s'élèvent à **230,3 M€**, réparties comme indiqué dans le Tableau 3.

Tableau 3 : Recettes de productions prévisionnelles par EDF dans les ZNI pour 2018

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2018 prév
Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité ⁽¹⁾	209,4	200,0	149,3	85,4	295,0	5,0	1,0	945,1
Recettes réseau	88,9	77,1	50,9	32,8	111,6	1,7	0,0	363,0
Recettes gestion de la clientèle	10,1	10,2	8,2	2,9	16,0	0,1	0,1	47,5
Recettes brutes de production⁽²⁾	110,5	112,8	90,2	49,8	167,4	3,1	0,9	534,6
Part des recettes à considérer ⁽³⁾	41,8	12,7	34,2	41,3	28,6	3,1	0,9	162,6
Recettes de production totales⁽⁴⁾	58,6	28,8	44,3	48,7	45,5	3,4	1,0	230,3
Part production du tarif de vente ⁽⁵⁾ (€/MWh)	54,20	60,60	65,23	57,57	60,97	69,24	90,78	-

⁽¹⁾ le chiffre d'affaires indiqué correspond au chiffre d'affaires total déclaré par EDF (y compris les ventes au tarif agent), hors taxe, hors CTA (contribution tarifaire acheminement), hors rémanence de l'octroi de mer

⁽²⁾ les recettes brutes de production s'obtiennent en minorant les recettes totales des recettes réseau et de la part des recettes de gestion de la clientèle affectée à l'activité de fourniture (les recettes brutes de production incluent les recettes de commercialisation)

⁽³⁾ les recettes brutes de production doivent être diminuées de la part des recettes issues de la vente des kWh produits dans le cadre des contrats d'achat, traités à la section A.2.4.

⁽⁴⁾ incluant les recettes correspondant aux services systèmes et aux pertes

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

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

¹¹ Intercontinental Exchange.

Tableau 4 : Evolution des recettes de production dans les ZNI prévues par EDF pour 2018 par rapport aux recettes constatées au titre de 2016 et prévisionnelles mises à jour pour 2017

M€	2018 prév	2017 reprév	Evolution		2016	Evolution	
			en M€	en %		en M€	en %
Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité ⁽¹⁾	945,1	926,6	18,5	2%	919,4	25,7	3%
<i>Recettes réseau</i>	363,0	358,4	4,6	1%	346,8	16,1	5%
<i>Recettes gestion de la clientèle</i>	47,5	47,9	-0,4	-1%	46,9	0,6	1%
Recettes brutes de production⁽²⁾	534,6	520,3	14,3	3%	525,7	8,9	2%
Part des recettes à considérer ⁽³⁾	162,6	148,3	14,3	10%	153,8	8,8	6%
Recettes de production totales⁽⁴⁾	230,3	214,0	16,3	8%	217,2	13,1	6%

Evolution par rapport aux recettes constatées au titre de 2016

La prévision 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 3,1 % 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 2018 (respectivement 10,3 % et 10,8 %) ;
- augmentation moyenne tarifaire de 3 % HT par rapport aux tarifs en vigueur ;
- les recettes de distribution et les recettes de gestion de la clientèle augmentent en corrélation avec la croissance prévisionnelle de la consommation, l'évolution tarifaire considérée et l'évolution du portefeuille clientèle attendue.

Evolution par rapport aux recettes prévisionnelles mises à jour pour 2017

Le montant de recettes prévisionnelles pour 2018 est supérieur à celui prévu pour 2017 ce qui s'explique par la poursuite de la croissance de la consommation et l'évolution tarifaire considérée.

1.1.1.3 Surcoûts de production

Les coûts et les recettes de production prévisionnels retenus par la CRE s'élèvent respectivement à 793,8 M€ et 230,3 M€, le montant des surcoûts de production prévisionnels pour 2018 dans les ZNI est égal à **563,5 M€**. Leur décomposition par zone est présentée dans le Tableau 5.

Tableau 5 : Surcoûts de production prévus par EDF dans les ZNI pour 2018

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2018 prév
Coût de production	188,1	125,0	150,7	207,9	91,5	26,1	4,3	793,8
Recettes de production	58,6	28,8	44,3	48,7	45,5	3,4	1,0	230,3
Surcoûts (M€)	129,5	96,2	106,4	159,2	46,0	22,8	3,3	563,5

Ce surcoût relève du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

1.1.2 Surcoûts de production prévus par EDM pour 2018

1.1.2.1 Coûts de production

Les coûts de production prévisionnels déclarés par EDM s'élèvent, pour 2018, à **110,5 M€**, dont 58 % au titre des combustibles – hors taxes (64,6 M€). La décomposition par grands postes de coût et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2016 et prévisionnels mis à jour pour 2017 sont présentées dans le Tableau 6. Les coûts de production prévisionnels pour 2018 augmentent par rapport à ceux constatés pour 2016 (+6,9 M€) et à ceux prévus pour 2017 (+3,1 M€).

Tableau 6 : Evolution des coûts de production prévus par EDM pour 2018 par rapport aux coûts constatés au titre de 2016 et prévus pour 2017

M€	Nature de coûts retenus	2018 prév	2017 reprév	Evolution		2016	Evolution	
				en M€	en %		en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	64,6	61,4	3,1	5%	61,9	2,7	4%
	Personnel, charges externes et autres achats	21,5	20,7	0,7	3%	17,7	3,8	21%
	Impôts et taxes	0,8	0,7	0,0	6%	0,9	-0,1	-13%
	Coûts de commercialisation	3,1	3,1	0,0	1%	2,4	0,7	29%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	1,2	1,1	0,1	7%	1,0	0,2	21%
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	12,4	13,2	-0,8	-6%	13,0	-0,6	-5%
	Amortissements	6,3	6,4	-0,1	-2%	6,2	0,1	1%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	0,7	0,7	0,0	1%	0,4	0,2	49%
Coût total		110,5	107,4	3,1	3%	103,6	6,9	7%

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 de presque 9 % par rapport à 2016. Un taux de pertes prévisionnel de 8,6 % a été retenu, contre 7,9 % en 2016.

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

Les coûts 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.

Evolution par rapport aux coûts prévisionnels pour 2017

La variation entre les prévisions de coûts pour 2017 et 2018 s'explique principalement par le fait que les coûts d'exploitation augmentent en cohérence avec la croissance de la consommation (+ 5 %) et l'inflation.

1.1.2.2 Recettes de production

Les recettes de production prévisionnelles pour 2018 s'élèvent pour EDM à **20,2 M€**, réparties comme indiqué dans le Tableau 7.

Tableau 7 : Evolution des recettes de production prévues par EDM pour 2018 par rapport aux recettes constatées au titre de 2016 et prévues pour 2017

en M€	2018 prév	2017 reprév	Evolution		2016	Evolution		
			en M€	en %		en M€	en %	
(+) Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité	34,1	32,3	1,8	6%	30,9	3,3	11%	
(+) Chiffre d'affaires théorique lié aux agents EDM	0,2	0,2	0,0	14%	0,2	0,0	17%	
Chiffre d'affaires total à considérer	34,3	32,5	1,8	6%	31,1	3,3	11%	
(-) Recettes de distribution	13,5	12,6	0,9	7%	12,4	1,1	9%	
(-) Recettes de gestion clientèle	1,5	1,4	0,0	3%	1,2	0,2	19%	
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	2,1	2,0	0,1	5%	1,8	0,4	20%	
Recettes brutes de production	21,5	20,5	1,0	5%	19,2	2,3	12%	
Recettes de production totales ⁽¹⁾	20,2	19,5	0,8	4%	18,3	1,9	10%	
Part production du tarif de vente (€/MWh)								
	60,00	60,11	-0,1	0%	58,71	1,3	2%	

⁽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 suit l'évolution des ventes d'énergie en cohérence avec les hypothèses de croissance de la consommation (+11 %) et prenant en compte une hausse de 1 % du tarif s'appliquant uniformément à l'ensemble des catégories tarifaires.

Les recettes de production d'EDM prévues pour 2018 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 prévues pour 2017

Le chiffre d'affaires pour 2018 est supérieur à celui prévu pour 2016 d'environ 6 % ce qui s'explique par la poursuite de la croissance de la consommation et l'évolution tarifaire considérée.

1.1.2.3 Surcoûts de production

Les coûts et les recettes de production prévisionnels retenus par la CRE s'élevant respectivement à 110,5 M€ et 20,2 M€, le montant des surcoûts de production prévisionnels pour 2018 est évalué pour EDM à **90,2 M€**. Ce surcoût relève du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

1.1.3 Surcoûts de production et d'achat d'énergie prévus par EEFW pour 2018

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, EEFW a transmis cette année une prévision de charges au titre de 2018.

Dans ce contexte de mise en place de la péréquation tarifaire, les éléments de coûts et recettes transmis par EEFW 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 EEFW, et ce jusqu'en 2020. Ainsi, la différence entre les coûts et les recettes d'EEFW relatifs aux activités électriques correspond aux surcoûts de production et d'achat supportés par EEFW du fait de la péréquation tarifaire. Néanmoins la variation des coûts d'utilisation des réseaux supportés par EEFW 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 métropole étend notamment la péréquation tarifaire :

- à partir du 1^{er} janvier 2018 pour les 200 premiers kilowattheures consommés par mois par abonné ;
- à partir du 1^{er} juillet 2018 pour les 250 premiers kilowattheures consommés par mois par abonné.

Au-delà des volumes précités qui délimitent le périmètre péréqué pour 2018, les prix de l'énergie restent fixés par le cahier des charges de concession, et ce jusqu'au 1^{er} janvier 2020. Par conséquent, le calcul des charges de service public de l'énergie supportées par EEFW se limite aux kWh péréqués, dont le volume croît de 48 % entre 2017 et 2018, et de 581 % entre 2016 et 2018, pour représenter 33,7 % du volume d'électricité vendu en 2018, contre 23,6 % en 2017 et seulement 5,6 % en 2016.

1.1.3.1 Coûts supportés

Les coûts retenus 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 constatés s'élèvent, pour 2018, à **3,86 M€**, dont 49 % au titre des combustibles – hors taxes (1,89 M€). La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 8.

Tableau 8 : Evolution des coûts prévus par EEFW pour 2018 par rapport aux coûts prévisionnels pour 2017 et constatés pour 2016

M€	Nature de coûts déclarés	2018 prév (périmètre péréqué)	Part dans le total (en %)	2017 reprév (périmètre péréqué)	Evolution		2016 constaté (périmètre péréqué)	Evolution	
					en M€	en %		en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	1,88	48,9%	1,22	0,7	55%	0,22	1,7	769%
	Personnel, charges externes et autres achats	1,06	27,5%	0,72	0,3	48%	0,15	0,9	592%
	Coûts de commercialisation	0,00	0,0%	0,00	0,0		0,00	0,0	
	Coûts d'acquisition des quotas de CO2	0,00	0,0%	0,00	0,0		0,00	0,0	
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	0,09	2,4%	0,06	0,0	60%	0,01	0,1	741%
	Amortissements	0,22	5,6%	0,14	0,1	55%	0,02	0,2	808%
	Fonctions support	0,59	15,3%	0,40	0,2	47%	0,10	0,5	520%
Coût total hors achat d'énergie		3,85	99,7%	2,54	1,3	52%	0,50	3,3	669%
Coût achat d'énergie		0,010	0,3%	0,007	0,003	43%	0,002	0,009	561%
Coût total		3,86	100,0%	2,54	1,3	52%	0,50	3,4	669%

Evolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2016 et prévus pour 2017

Le facteur principal d'augmentation des différents postes de coûts entre 2016 et 2018 est l'accroissement du volume de kWh péréqués au cours des années 2017 et 2018.

1.1.3.2 Recettes

Les recettes prévisionnelles pour 2018 s'élèvent pour EEFW à **0,96 M€**. Elles augmentent de 0,65 M€ par rapport à 2017 (+ 47 %), et de 0,14 M€ par rapport à 2016 (+ 579 %), ce qui s'explique essentiellement par l'extension du périmètre de la péréquation tarifaire.

1.1.3.3 Surcoûts de production et d'achat

Les coûts et les recettes prévisionnels retenus par la CRE s'élevant respectivement à 3,86 M€ et 0,96 M€, le montant des surcoûts de production et d'achat d'énergie prévisionnels pour 2017 est évalué à **2,90 M€** pour EEFW. Ce surcoût relève du 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 2018, 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) ;
- 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^{er} janvier 2017, la valeur des certificats de capacité liés à ces installations s'ajoute au coût évité par l'acquisition de l'énergie. L'article L. 335-5 du code de l'énergie dispose 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'acquéreur.

* * *

Les sections suivantes présentent les résultats 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 EEFW. 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 Surcoûts d'achat prévisionnels pour EDF en métropole continentale au titre de 2018

2.1.1 Coûts liés aux contrats d'achat

2.1.1.1 Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels

La prévision des quantités achetées en 2018 est établie à partir des montants retenus au titre de 2016 et des évolutions prévues en 2017 et 2018, fournies et justifiées par EDF. Comme indiqué en introduction, la CRE n'a pas modifié ces prévisions. Elle a sur certains sujets demandé à EDF de vérifier la cohérence de ses hypothèses ce qui a donné lieu à une mise à jour par EDF de ses prévisions. Celles-ci se fondent sur les hypothèses détaillées *infra*.

L'évolution de la filière cogénération sous obligation d'achat (installations de moins de 12 MW) en 2017 et 2018 est liée à la mise en service de nouvelles installations bénéficiant des dispositions de l'arrêté du 11 octobre 2013 et dans une moindre mesure, à l'arrivée à échéance de certains contrats d'achat. EDF retient une hypothèse de mise en service de nouvelles installations pour l'hiver 2018-2019 à hauteur de 250 MW. La rémunération des installations bénéficiant des conditions tarifaires de cet arrêté est calculée selon la méthodologie prévue à partir des données de marché disponibles. La rémunération moyenne de la filière est ainsi estimée à 145,7 €/MWh en 2018, soit une hausse de 17 % par rapport au coût moyen constaté en 2016, notamment en raison de l'augmentation du prix du gaz.

La filière diesels « dispatchables » est en extinction progressive, sa puissance installée future est ainsi précisément connue et s'élève à hauteur de 19 MW en moyenne en 2018

Pour l'hydraulique, EDF retient une hypothèse de développement du parc d'environ 15 MW au cours de l'année 2018. Cette croissance est portée par le maintien sous obligation d'achat des installations dont le contrat arrive à échéance, celles-ci pouvant bénéficier de l'arrêté « rénovation » et de nouvelles installations bénéficiant des dispositions de l'arrêté du 13 décembre 2016. Une hypothèse d'hydraulicité normale représentative de la situation géographique des installations est retenue pour le calcul du productible. Cette hypothèse est basée sur un historique de production s'étendant de 2008 à 2015. Le tarif d'achat prévisionnel moyen est de 75,9 €/MWh.

Pour la filière éolienne, EDF retient une hypothèse de développement du parc installé de 100 MW par mois en 2017 et 2018 (dont la moitié sous obligation d'achat et la moitié sous Complément de Rémunération), et une durée moyenne de fonctionnement de 2 094 heures. Le tarif d'achat prévisionnel moyen est de 91,2 €/MWh, en hausse de 3 % par rapport à 2016, principalement sous l'effet de l'indexation.

EDF prévoit un développement en guichet ouvert de la filière photovoltaïque à hauteur d'environ 200 MW en 2017 et de 300 MW en 2018. Cette croissance repose majoritairement sur le cadre de l'arrêté tarifaire 2011 en 2017 et sur les dispositions de l'arrêté tarifaire du 9 mai 2017 en 2018. EDF prévoit de plus une croissance du parc d'environ 650 et 400 MW en raison de la mise en service d'installations lauréates des appels d'offres de 2013 et 2015. Le prix d'achat prévisionnel moyen du photovoltaïque s'établit à 304,6 €/MWh en 2018, en baisse par rapport au prix moyen constaté en 2016 (341,5 €/MWh) en raison de l'entrée en vigueur de nouveaux contrats dont les prix d'achat sont moins élevés.

Pour les centrales d'incinération, EDF prévoit une baisse de la capacité installée d'environ 10 MW en 2017 et de 30 MW en 2018. Ces baisses résultent de contrats d'obligation d'achat qui arrivent à échéance, dont le volume est

en partie contrebalancé par la mise en service de nouvelles installations (11 MW en 2018). La durée de fonctionnement retenue est de 5 869 heures, et le tarif moyen d'achat est de 56,5 €/MWh.

Pour la filière biogaz, EDF fait l'hypothèse que 30 MW de nouvelles installations seront mises en services en 2017 avec les dispositions du régime tarifaire de l'arrêté du 19 mai 2011 en 2017 et que 30 MW le seront en 2018 sous le régime tarifaire du 13 décembre 2016. Le coût d'achat unitaire moyen pour la filière est estimé à 142,8 €/MWh, en hausse de 3 % par rapport au coût d'achat unitaire constaté en 2016, l'application de l'arrêté modificatif du 30 octobre 2015 qui a permis la revalorisation à la hausse du tarif d'achat pour les installations de méthanisation ayant déjà été majoritairement intégrée en 2016.

Pour la filière biomasse, EDF considère que des capacités lauréates des appels d'offres 2009 et 2010 entreront en service à hauteur de respectivement 50 MW en 2018 et 150 MW en 2017. EDF prévoit également un développement du parc de 35 MW en 2017 et de 25 MW en 2018, dans le cadre de l'arrêté tarifaire du 27 janvier 2011. Le coût unitaire d'achat pour la filière en 2018 est de 143,0 €/MWh.

EDF retient une hypothèse relative à l'achat des surplus des ELD (contrats RS41), à hauteur de 226 GWh pour un coût d'achat de 21,0 M€.

Prévisions

Les quantités d'électricité et coûts d'achat prévus par EDF en métropole continentale au titre de l'année 2018 sont présentés dans le Tableau 9.

La prévision pour 2018 réalisée par EDF aboutit à un total de **55,0 TWh** pour un coût d'achat de **7 509,4 M€**.

Tableau 9 : Quantités d'électricité et coûts d'achat prévus par EDF pour 2018

	Cogénération (combustible fossile)	Cogénération (combustible fossile) dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres(*)	TOTAL
Janvier	1 437,3	0,0	0,0	528,9	2 889,0	191,1	174,5	295,1	292,4	30,9	5 839,4
Février	1 277,9	0,0	0,0	518,3	2 409,2	168,7	158,6	267,5	450,3	37,4	5 288,0
Mars	1 239,2	0,0	0,0	586,4	2 400,4	199,9	176,7	297,2	759,2	26,1	5 685,1
Avril	0,0	0,0	0,0	616,1	2 065,1	149,7	172,1	288,6	956,5	19,6	4 267,8
Mai	0,0	0,0	0,0	666,0	1 747,6	180,5	179,0	299,3	1 123,2	20,5	4 216,2
Juin	0,0	0,0	0,0	549,0	1 476,8	167,1	174,3	314,8	1 182,5	17,8	3 882,3
Juillet	0,0	0,0	0,0	385,8	1 451,2	190,4	180,7	326,3	1 225,6	10,7	3 770,6
Août	0,0	0,0	0,0	284,9	1 421,5	192,2	181,0	327,3	1 114,8	11,3	3 533,1
Septembre	0,0	0,0	0,0	248,3	1 710,9	165,5	176,3	317,8	889,9	8,5	3 517,2
Octobre	0,0	0,0	0,0	322,1	2 246,8	149,7	183,3	329,4	644,1	14,0	3 889,5
Novembre	1 307,7	0,0	0,0	361,0	2 543,4	164,7	178,5	319,8	359,5	24,6	5 259,2
Décembre	1 525,8	0,0	0,0	471,8	2 950,9	164,3	185,6	331,5	247,3	4,3	5 881,5
Quantités (GWh)	6 787,9	0,0	0,1	5 538,7	25 313,0	2 084,0	2 120,6	3 714,7	9 245,3	225,6	55 029,9
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
Coût d'achat (M€)	988,8	0,0	1,8	420,5	2 309,3	117,8	302,9	531,4	2 816,0	21,0	7 509,4
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
Coût d'achat unitaire (€/MWh)	145,7	-	14 775,9	75,9	91,2	56,5	142,8	143,0	304,6	-	136,5
Coût d'achat unitaire en 2016 (€/MWh)	116,4	128,2	7 535,1	74,7	88,3	57,0	139,2	136,1	341,5	89,8	137,4

* Autres = petites installations, surplus des ELD (RS41)

Le montant des achats de l'électricité produite par les installations de cogénération est en hausse en raison de la hausse du prix du gaz, EDF ne prévoit par ailleurs pas d'appel pour les installations de cogénération en mode « dispatchable ». La filière cogénération représente 13 % des coûts d'achat prévus pour 2018.

La production de la filière éolienne est en augmentation de 27 % par rapport à 2016 en raison d'une part du développement de la puissance installée et d'autre part, en raison des conditions météorologiques défavorables à la production éolienne constatées en fin d'année 2016 (notamment sur le mois de décembre). Les coûts d'achat pour la filière éolienne représentent 31 % du total prévu pour 2018.

La croissance significative de la filière biomasse, qui connaît une augmentation des volumes produits de 60 % par rapport à 2016 résulte principalement de la mise en service d'installations issues de l'appel d'offres de 2010.

Les volumes d'énergie de la filière photovoltaïque augmentent de 23 % par rapport à 2016, sous l'effet du développement du parc. Le photovoltaïque représentera 37 % du coût de l'obligation d'achat en métropole, pour 17 % de l'énergie produite.

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

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

Pour 2018, 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

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 Coûts évités liés à l'énergie produite

2.1.2.1.1 Cas général

La méthodologie d'évaluation du coût évité prévisionnel pour EDF en métropole continentale est détaillée dans les délibérations de la CRE du 16 décembre 2014¹², du 25 mai 2016¹³ et du 22 juin 2017¹⁴. 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 en fonction des prix de marché à terme. Le coût évité par la production aléatoire est calculé en fonction de références de prix mensuelles sur l'année 2018, qui sont calculées à partir de la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix du mois sur le prix du trimestre – ou du semestre – correspondant (poids moyen du mois dans le trimestre ou le semestre).

Le coût évité par la part aléatoire de la production éolienne est quant à lui évalué de manière à refléter les effets de corrélation entre ces production et les prix de marché. Un facteur correctif mensuel est ainsi appliqué aux références mensuelles de prix de marché retenues.

Pour l'année 2018, le coût évité pour l'énergie produite s'élève ainsi à **1 559,6 M€** (hors contrats photovoltaïques, contrats à différenciation horosaisonnaire, contrats « appel modulable » et cogénérations fonctionnant en mode « dispatchable »).

Coût évité par la production quasi-certaine

La puissance quasi-certaine retenue pour l'année 2018¹⁵ est indiquée dans le Tableau 10.

Tableau 10 : Puissance quasi-certaine retenue pour 2018

	Puissance quasi-certaine (MW)
Ruban de base	1 300
Surplus de production Q1 ¹⁶	1 600
Surplus de production M11	1 600
Surplus de production M12	1 600

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 2018, en €/MWh

Ruban	Q1	M11	M12
33,63	44,45	39,52	38,00

Ainsi, le coût évité par la production quasi-certaine, correspondant pour 2018 à 17,2 TWh, est de **627,4 M€**.

¹² 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.

¹³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 25 mai 2016 portant communication relative à l'évolution de la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale.

¹⁴ 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

¹⁵ 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.

¹⁶ Premier trimestre.

Coût évité par la production aléatoire relevant du cas général

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

Tableau 12 : Prix de marché mensuels pour la part aléatoire pour 2018, en €/MWh

Mois	Référence mensuelle
Janvier	45,44
Février	46,73
Mars	42,70
Avril	29,78
Mai	26,15
Juin	28,09
Juillet	32,37
Août	28,95
Septembre	34,69
Octobre	39,17
Novembre	39,52
Décembre	38,00

Le coût évité par la production aléatoire relevant du cas général (hors contrats photovoltaïques, contrats à différenciation horosaisonnnière, contrats « appel modulable » et cogénérations « dispatchables ») s'élève pour 2018 à **932,3 M€**. Ce montant est détaillé dans le Tableau 13.

Tableau 13 : Prix de marché mensuels et coût évité à EDF par les contrats d'achat en 2017 (hors contrats photovoltaïques, contrats horosaisonnialisés, 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	45,44	1 553,8	34,8	1 676,8	129,0
Février	46,73	1 419,0	42,3	1 314,4	121,9
Mars	42,70	1 404,2	28,7	1 188,2	94,1
Avril	29,78	738,8	28,6	1 451,7	63,6
Mai	26,15	812,3	24,6	1 113,8	48,6
Juin	28,09	735,7	25,9	863,4	43,0
Juillet	32,37	644,8	27,7	817,3	43,5
Août	28,95	578,0	26,7	787,7	37,8
Septembre	34,69	519,3	34,0	1 097,5	55,4
Octobre	39,17	568,6	37,6	1 613,0	82,9
Novembre	39,52	1 352,3	35,7	1 351,0	101,7
Décembre	38,00	1 628,0	28,7	1 707,0	110,9
Total 2018	36,0	11 955	31,3	14 982	932,3

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 prévision 2018 est calculée en appliquant aux références de prix de marché mensuelles, dont le calcul est décrit dans la partie précédente, le rapport moyen des prix 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 2018 est de **358,4 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 2018, 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 2018 a varié, par MWh, par rapport à 2016, dans la même proportion que le prix de marché moyen pondéré entre 2016 et 2018. Le coût évité est ainsi estimé à **61,8 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 une puissance garantie de 19 MW, en moyenne sur 2018. 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 0,5 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 2018). Sur cette base, le coût évité « énergie » par les installations « dispatchables » est évalué à 0,01 M€. Le coût évité total est donc de **0,5 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^{er} juillet 2015. En conséquence, l'évaluation des charges constatées en tient compte à compter de cette date.

EDF a estimé le coût résultant pour l'année 2018 à **17,7 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 2018.

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 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 2018, les enchères suivantes seront tenues par EPEX Spot :

	AL2017	AL2018	AL2019	AL2020	AL2021	AL2022
nombre d'enchères organisées en 2018	1	1	6	1	1	1

Le coût évité prévisionnel lié aux certificats de capacité au titre de l'année 2018 porte ainsi sur la valorisation qui pourrait être faite, lors de ces enchères des volumes de certificats pour les Années de Livraison 2017, 2018, 2019, 2020, 2021 et 2022.

Dans le cadre de sa déclaration prévisionnelle, EDF a déclaré à la CRE sa meilleure estimation des volumes destinés à être vendus aux enchères qui se tiendront en 2018 pour les différentes Années de Livraisons qui y seront traitées:

	AL 2017	AL 2018	AL 2019	AL 2020	AL 2021	AL 2022
Vente totale prévisionnelle de certificats de capacité en 2018	0	3 390	33 032	31 337	20 891	15 668

Ces volumes prennent en compte les « contraintes d'offres »¹⁷ auxquelles est soumis EDF 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 se répartissent par filière de la manière suivante :

	Cogénération	Hydraulique	Eolien	Incinération	Photovoltaïque	Biomasse	Biogaz	Autres
Vente totale prévisionnelle de certificats de capacité en 2018	39 254	13 814	34 331	2 997	4 471	5 944	3 508	-

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 prévisionnel à la moyenne des prix des enchères qui ont eu lieu pour l'Année de Livraison 2017, soit 1 021 €/certificats de capacité¹⁸.

Le coût évité total prévisionnel retenu pour EDF au titre de l'année 2018 est de **106,5 M€** répartis de la manière suivante : 40,1 M€ pour le budget et 66,4 M€ pour le CAS.

	Budget	CAS						
	Cogénération	Hydraulique	Eolien	Incinération	Photovoltaïque	Biomasse	Biogaz	Autres
Coût évité prévisionnel 2018 liés aux certificats de capacité (M€)	40,1	14,1	35,1	3,1	4,6	6,1	3,6	-

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 2018 est évalué à **2 069,0 M€** (627,4 M€ de coût évité par la production quasi-certaine + 932,3 M€ de coût évité par la production aléatoire + 358,4 M€ de coût évité par les contrats photovoltaïques + 61,8 M€ de coût évité horosaisonnalisé + 0,5 M€ de coût évité par les installations « dispatchables » + 106,5 M€ de coût évité liés aux certificats de capacité – 17,7 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 2018

Les surcoûts supportés par EDF résultant des contrats d'achat en 2018 s'élèvent à **5 440,7 M€** en métropole continentale (7 509,4 M€ de coût d'achat + 0,3 M€ de coût de contrôle des cogénérations - 2 069,0 M€ de coût évité).

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 4 763,9 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 676,8 M€ au titre des charges relevant du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

¹⁷ Cf. section 7.12.3.3 des règles du mécanisme de capacité en vigueur définies par RTE.

¹⁸ Un certificat de capacité correspond à 0,1 MW

2.2 Surcoûts d'achat prévisionnels pour les ELD au titre de 2018

2.2.1 Coûts d'achat déclarés par les ELD

126 ELD ont déclaré des prévisions des charges au titre des contrats d'achat. Parmi elles, quatre ELD ont annoncé des surplus de production dus à l'obligation d'achat et revendus à EDF. Les volumes et les coûts d'achat prévisionnels corrigés de surplus s'élèvent respectivement à 2,7 TWh et à **373,4 M€** au titre de 2018.

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^{er} 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 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. 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 donc 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.

En application de la délibération prise par la CRE le 22 juin 2017, ces prix de marchés sont pondérés pour certaines filières (éolien et photovoltaïque en l'occurrence). Cela permet de refléter dans le calcul du coût évité les déformations attendues, en raison des profils de production spécifiques de ces filières, par rapport à la valorisation moyenne. Ces prix sont détaillés dans le Tableau 14 :

Tableau 14 : Prix de marché mensuels et pondérés pour 2018

Mois (année 2018)	Prix mensuel (€/MWh)	Prix pondéré éolien (€/MWh)	Prix pondéré photovoltaïque (€/MWh)
Janvier	45,44	41,27	50,23
Février	46,73	44,26	48,77
Mars	42,70	39,18	42,04
Avril	29,78	28,80	30,07
Mai	26,15	25,03	26,91
Juin	28,09	27,18	30,19
Juillet	32,37	30,20	35,93
Août	28,95	27,71	30,49
Septembre	34,69	33,78	37,21
Octobre	39,17	37,48	40,88
Novembre	39,52	37,33	41,46
Décembre	38,00	35,29	40,18

Au total le coût évité prévisionnel lié à l'énergie produite est évalué à **99,6 M€**.

2.2.2.2 Coût évité liés 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 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 2018, les enchères suivantes seront tenues par EPEX Spot :

	AL2017	AL2018	AL2019	AL2020	AL2021	AL2022
nombre d'enchères organisées en 2018	1	1	6	1	1	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 2018 prend en compte la valorisation des certificats de l'Année de Livraison 2019, et éventuellement de certificats des Années de Livraison précédentes si des rééquilibrages ont été déclarés. Pour l'Année de Livraison 2019, l'intégralité des volumes donne donc lieu à une valorisation en 2018.

Pour les ELD disposant d'un volume de certificats de capacité de plus de 20 MW, le calcul du coût évité prend en compte l'ensemble des enchères qui auront lieu pendant l'année 2018 pour les Années de Livraison 2019 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 2018 par rapport au nombre total d'enchères.

Les ELD ont déclaré les volumes de certificats de capacités déjà obtenus ou anticipés pour l'Année de Livraison 2019. Dans le cadre de l'exercice des charges prévisionnelles 2018, la CRE a corrigé des erreurs manifestes dans les déclarations de certaines ELD (installations déclarées qui ne relevaient pas de l'obligation d'achat, erreurs 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 mise à jour de la déclaration prévisionnelle au titre de l'année 2018.

Au total, 181,7 MW de certificats de capacité ont été pris en compte.

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

Le coût évité lié aux certificats de capacité est évalué à **1,8 M€** pour 2018.

2.2.3 Surcoûts d'achat prévus par les ELD au titre de 2018

Le surcoût total prévisionnel dû aux contrats d'achat en 2018 s'élève à **272,0 M€** (373,4 M€ - 99,6 M€ - 1,8 M€), soit une augmentation de **70,9 M€** par rapport aux charges constatées pour l'année 2016 (+ 35 %). Cette progression est due à l'augmentation des quantités achetées (+ 49 %, soit + 0,9 TWh) portant principalement sur quatre filières :

- une production éolienne estimée à 1 591 GWh en 2018 pour un surcoût évalué à 80 M€ (respectivement 915 GWh et 42 M€ en 2016) ;
- une production photovoltaïque estimée à 377 GWh en 2018 et un surcoût évalué à 133 M€ (respectivement 327 GWh et 124 M€ en 2016) ;
- une production des cogénérations estimée à 165 GWh en 2018 et un surcoût évalué à 12 M€ (respectivement 68 GWh et 3,8 M€ en 2016) ;
- une production des installations fonctionnant à partir de la biomasse estimée à 177 GWh en 2018 et un surcoût évalué à 21 M€ (respectivement 113 GWh et 13 M€ en 2016).

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

- 260,3 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 11,7 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 31.

2.3 Surcoûts d'achat prévisionnels pour les Organismes Agréés

2.3.1 Coûts d'achat déclarés par les Organismes Agréés

Quatre Organismes Agréés ont déclaré des charges prévisionnelles au titre des contrats d'achat. Les volumes et les coûts d'achat prévisionnels s'élèvent respectivement à 39,1 GWh et à **4,8 M€** au titre de 2018.

2.3.2 Coûts évités

2.3.2.1 Coûts évités liés à l'énergie produite

Le calcul du coût évité pour les Organismes Agréés prend en compte les prix de marché à termes mensuels évalués par la CRE. En application de la délibération prise par la CRE le 22 juin 2017, ces prix de marchés sont pondérés pour certaines filières (éolien et photovoltaïque en l'occurrence). Cela permet de refléter dans le calcul du coût évité les déformations attendues, en raison des profils de production spécifiques de ces filières, par rapport à la valorisation moyenne. Ces prix sont détaillés dans le Tableau 14 ci-dessus.

Au total le coût évité prévisionnel lié à l'énergie produite est évalué à **1,3 M€**.

2.3.2.2 Coûts évités liés aux certificats de capacité

Pour la valorisation des certificats de capacité, la méthodologie rappelée à la section A.2.2.2 est appliquée aux Organismes Agréés.

Ils ont déclarés à la CRE les volumes de capacités anticipés et pouvant être valorisés pendant l'année 2018. Au total, 2,2 MW de certificats de capacité ont été pris en compte.

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

Le coût évité lié aux certificats de capacité est évalué à **0,02 M€** pour 2018.

2.3.3 Surcoûts d'achat prévus par les Organismes Agréés au titre de 2018

Le surcoût total prévisionnel dû aux contrats d'achat pour les Organismes Agréés en 2018 s'élève à **3,4 M€** (4,8 M€ - 1,3 M€ - 0,02 M€). Ce montant de surcoût relève du CAS « transition énergétique ». Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par opérateur sont indiqués dans le Tableau 31.

2.4 Surcoûts d'achat prévisionnels pour EDF dans les ZNI au titre de 2018

2.4.1 Coûts prévisionnels liés aux contrats d'achat

Les quantités et coûts d'achat prévisionnels d'EDF dans les ZNI pour l'année 2018 sont présentés dans le Tableau 15. Le coût d'achat total prévu par EDF dans les ZNI s'élève à **1 537,9 M€** au titre de 2018.

Tableau 15 : Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels d'EDF dans les ZNI au titre de 2018

	Interconnexion*	Bagasse/Charbon	Thermique	Bagasse/Biomasse	Eolien	Hydraulique	Incinération	Géothermie	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	TOTAL
Corse	667,6	0,0	501,8	0,0	33,0	50,0	0,0	0,0	11,9	0,0	211,2	1 475,5
Guadeloupe	0,0	516,2	1 063,9	0,0	72,3	52,9	0,0	82,8	10,0	0,0	111,2	1 909,3
Martinique	0,0	0,0	589,9	241,1	4,8	0,0	26,2	0,0	4,6	0,0	95,7	962,4
Guyane	0,0	0,0	66,5	0,0	0,0	25,5	0,0	0,0	0,0	12,0	65,1	169,1
La Réunion	0,0	1 400,0	808,5	0,0	17,0	1,9	0,0	0,0	16,0	0,0	291,3	2 534,7
Saint-Pierre et Miquelon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Iles bretonnes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,011
Quantités (GWh)	667,6	1 916,2	3 030,7	241,1	127,1	130,2	26,2	82,8	42,5	12,0	774,5	7 050,9
Représentation 2017 (GWh)	694,6	1990,2	3297,5	49	110,4	130,3	24,2	88,3	34,0	11,9	665,8	7 095,9
Constatées en 2016 (GWh)	662,6	1944,0	3299,6	0	105,6	107,9	27,3	84,1	26,9	11,7	621,4	6 891,2
Coût d'achat (M€)	32,8	337,9	734,4	56,9	16,2	13,8	1,8	14,0	4,8	2,6	322,5	1 537,9
Représentation 2017 (M€)	34,8	327,7	729,5	10	11,6	13,7	1,7	14,2	3,6	2,6	292,5	1442,2
Constatées en 2016 (M€)	32,0	300,5	853,6	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 prévus pour 2018 sont en hausse de 2,3 % par rapport à 2016, et les coûts d'achat correspondant de 2,2 %. L'évolution du volume et du coût d'achat entre 2016 et 2018 est toutefois hétérogène en fonction des territoires et des filières considérés :

- La centrale Galion 2 fonctionnant à partir de bagasse et de biomasse qui devrait être mise en service en novembre 2017 en Martinique est la première centrale bagasse/biomasse dans les ZNI. Sa mise en service, combinée à l'augmentation de la puissance installée éolienne, hydraulique, biogaz et photovoltaïque en Martinique, conduit à la réduction de la production de la turbine à combustion Galion et de de la centrale thermique Bellefontaine d'EDF PEI en 2018 par rapport à 2016.
- L'année 2018 est marquée par la mise en service de la turbine à combustion (TAC) à Saint-Pierre à la Réunion. Cette TAC de 41 MW fonctionnera à partir de bioéthanol. Malgré sa mise en service, la production thermique totale dans les ZNI en 2018 sera en baisse par rapport à 2016 en raison des baisses de production thermique en Martinique et en Guyane suite à la mise en service de nouveaux moyens de production d'énergie renouvelable.
- Comme présenté dans l'Annexe 2, les puissances installées des filières biogaz, hydraulique, éolienne et photovoltaïque augmentent grâce à la mise en service de nouvelles installations, principalement en 2017. Pour l'année 2018, on peut noter la mise en service de l'installation éolienne Grand Rivière de 12 MW en Martinique. La filière photovoltaïque poursuit son développement, de manière plus rapide entre 2018 et 2017 qu'entre 2017 et 2016 grâce au nouvel arrêté tarifaire publié en 2017 et à la mise en service des premières installations combinant des panneaux photovoltaïques et un moyen de stockage issues de l'appel d'offres lancé fin 2016.
- Enfin, la production bagasse/charbon est légèrement réduite en 2018 par rapport à 2016 à cause de la dégradation des puissances disponibles des centrales suite aux travaux entrepris pour rendre les centrales conformes à la directive IED. Cette mise en conformité ainsi que la modification imposée de la gestion des effluents liquides et celle des résidus solides issus de la combustion entraînent une augmentation du coût de production de la filière bagasse/charbon.

Evolution par rapport à la mise à jour des quantités d'électricité et coûts d'achat prévus pour 2017

Les volumes d'achat prévus pour 2018 sont en baisse de 0,6 % par rapport à la mise à jour des prévisions pour 2017. A l'inverse, les coûts d'achat correspondant sont en hausse de 6,6 % par rapport à 2017.

Malgré un volume d'achat quasiment constant entre 2017 et 2018, l'évolution des quantités produites diffère selon les filières. La tendance observée entre 2016 et 2018 se retrouve globalement entre 2017 et 2018 : hausse notable de la production des filières bagasse/biomasse, éolien, biogaz et photovoltaïque, et légère baisse de la production des filières bagasse/charbon et thermique. Par contre, selon les prévisions la production hydraulique pourrait être stable entre 2017 et 2018 s'il n'y a pas d'événement climatique majeur, les nouvelles installations étant essentiellement mises en service en 2017.

La hausse des coûts d'achat s'explique principalement par l'achat de l'électricité produite par les nouvelles installations, ainsi que par l'augmentation du coût de production de la filière bagasse/charbon suite aux mises en conformité.

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. Le coût évité s'élève à **377,8 M€**, comme détaillé dans le Tableau 16.

Tableau 16 : Coût prévisionnel évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2018

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2018 prév
Quantités achetées (GWh)	1 475,5	1 909,3	962,4	169,1	2 534,7	0,0	0,011	7 050,9
Taux de pertes (%)	12,6%	12,2%	9,5%	11,7%	8,8%	5,9%	7,8%	
Quantités achetées et consommées (GWh) *	1 290,1	1 676,6	870,7	149,3	2 310,8	0,0	0,010	6 297,4
Part production du tarif de vente (€/MWh)	54,20	60,60	65,23	57,57	60,97	69,24	90,78	---
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	69,9	101,6	56,8	8,6	140,9	0,00	0,0009	377,8

* 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 d'EDF résultant des contrats d'achat en 2018 s'élèvent à **1 160,1 M€** dans les ZNI (1 537,9 M€ de coût d'achat - 377,8 M€ de coût évité).

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

- 300,0 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 860,1 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 17.

Tableau 17 : Surcoûts d'achat prévisionnels d'EDF dans les ZNI au titre de 2018

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2018 prév
Coût d'achat	250,8	400,7	264,2	47,9	574,4	0,0	0,007	1 537,9
Coût évité	69,9	101,6	56,8	8,6	140,9	0,0	0,001	377,8
Surcoûts	180,9	299,1	207,4	39,3	433,5	0,0	0,006	1 160,1
<i>dont ENR OA affectées au CAS</i>	66,3	50,7	35,8	28,3	118,9	0,0	0,006	300,0
<i>dont ENR hors OA affectées au budget</i>	0,1	10,7	42,7	2,0	0,0	0,0	0,000	55,4
<i>dont autres contrats affectés au budget</i>	114,5	237,7	128,9	9,0	314,6	0,0	0,000	804,7

2.5 Surcoûts d'achat prévisionnel pour EDM au titre de 2018

2.5.1 Coûts liés aux contrats d'achat à Mayotte

Les volumes d'achat prévisionnels pour 2018 sont de 23,3 GWh, pour un montant de **9,1 M€**. Les quantités et coûts d'achat prévisionnels par filière sont présentés dans le Tableau 18.

Tableau 18 : Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels d'EDM au titre de 2018

	Biogaz	Photovoltaïque	TOTAL
Quantités (GWh)	4,0	19,3	23,3
<i>Reprévision 2017 (GWh)</i>	0,0	19,3	19,3
<i>Constatées en 2016 (GWh)</i>	0,0	16,4	16,4
Coût d'achat (M€)	0,5	8,6	9,1
<i>Reprévision 2017 (M€)</i>	0,0	8,6	8,6
<i>Constatés en 2016 (M€)</i>	0,0	7,4	7,4

EDM prévoit la mise en service de 6 nouvelles installations photovoltaïques de 100 kW par rapport au parc en fonctionnement à fin 2016.

Par ailleurs, par rapport à fin 2017, EDM prévoit la mise en service d'une installation biogaz produisant 4 GWh/an.

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 60,00 €/MWh (cf. section A.1.1.2.2), est évaluée à **1,3 M€**, comme détaillé dans le Tableau 19.

Tableau 19 : Coût évité à EDM par les contrats d'achat en 2017

	2018 prév	2017 reprév	Evolution		2016	Evolution	
			en M€	en %		en M€	en %
Coût d'achat (M€)	9,1	8,6	0,5	5%	7,4	1,7	23%
Quantités achetées (GWh)	23,3	19,3	4,0	21%	16,4	6,9	42%
<i>Taux de pertes</i>	8,60%	8,60%	0,0	0%	7,88%	0,0	9%
Quantités achetées et consommées (GWh)⁽¹⁾	21,3	17,7	3,7	21%	15,1	6,2	41%
<i>Part production dans le tarif de vente (€/MWh)</i>	60,00	60,11	-0,1	0%	58,71	1,3	2%
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	1,3	1,1	0,2	20%	0,9	0,4	44%
Surcoûts d'achat (M€)	7,8	7,6	0,3	3%	6,5	1,3	20%

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

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

Les surcoûts prévus par EDM résultant des contrats d'achat en 2018 s'élèvent à **7,8 M€** (9,1 M€ - 1,3 M€). Ces surcoûts relèvent du CAS « transition énergétique ».

2.6 Surcoûts d'achat prévus par EEWf au titre de 2018

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 distingués 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'EEWF 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 2018 (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.

Montant des charges prévisionnelles pour 2018

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 2018.

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

4. COMPLEMENT DE RÉMUNERATION

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 :

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

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 rémunération¹⁹ :

- 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^{er} janvier 2017. Un appel d'offres concerne les installations composées de plus de six aérogénérateurs ;

¹⁹ Cette liste est potentiellement non exhaustive.

- 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.

Montant des charges prévisionnelles pour 2018

EDF a réalisé une prévision des installations susceptibles de bénéficier du complément de rémunération au cours de l'année 2018, et des charges en résultant. EDF estime que la plupart des filières ne seront pas encore concernées à cette échéance. Seules les filières cogénération (dans le cadre de l'arrêté tarifaire 2016 et de l'appel d'offre « biomasse » tenu en 2017), 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 2018.

Les prévisions d'EDF sont détaillées dans le Tableau 20. Le calcul du montant de la prime est fondé sur des hypothèses relatives aux prix de marché et aux éléments de calcul de la prime.

Tableau 20 : Prévision relative au complément de rémunération pour 2018

	Puissance installée (MW)	Energie produite (GWh)	Charges (M€)
Cogénération	110	388,3	17,1
Hydraulique	7	11,6	0,9
Photovoltaïque	0	0,0	0,1
Eolien	600	666,2	35,4
TOTAL	717 MW	1 066,1 GWh	53,5 M€

Les charges prévisionnelles supportées par EDF résultant des contrats de complément de rémunération en 2018 s'élèvent à **53,5 M€**.

- 36,4 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 17,1 M€ au titre des charges relevant du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

5. COÛTS LIÉS À LA CONCLUSION ET À LA GESTION DES CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION EN MÉTROPOLE CONTINENTALE

La loi de finances rectificative pour 2016 a introduit, à compter du 1^{er} 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 d'obligation d'achat. 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 2018.

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 charges 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 les opérateurs ont déclaré **48,1 M€** (dont 44,3 M€ prévus par EDF, 3,6 M€ prévus par 53 ELD et 0,2 M€ prévus par quatre Organismes Agréés).

Ces montants ont été retenus par la CRE dans le cadre de l'exercice des charges prévisionnelles au titre de 2018. Cela ne préjuge cependant pas des montants qui seront finalement retenus en tant que charges constatées au titre de 2018.

Ce montant relève du CAS « transition énergétique ».

6. BILAN DES CHARGES LIÉES AUX CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION EN MÉTROPOLE CONTINENTALE AU TITRE DE 2018

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 2018 s'élèvent à **5 817,7 M€**.

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 5 112,1 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 705,6 M€ au titre des charges relevant du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

Les principaux éléments sont indiqués dans le Tableau 21.

Tableau 21 : Bilan des charges liées aux contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en métropole continentale au titre de 2018

		EDF	ELD	Organismes agréés	Total 2018	
en M€						
Surcoûts d'achat	CAS	4 763,9	260,3	3,4	5 027,6	5 716,1
	Budget	676,8	11,7	0,0	688,5	
Complément de rémunération	CAS	36,4	0,0	0,0	36,4	53,5
	Budget	17,1	0,0	0,0	17,1	
Coût de gestion des contrats	CAS	44,3	3,6	0,2	48,1	48,1
Total		5 538,5	275,6	3,6	5 817,7	
		CAS	4 844,6	263,9	3,6	5 112,1
		Budget	693,9	11,7	0,0	705,6

7. CHARGES LIÉES AUX CONTRATS D'EFFACEMENT

7.1 Contexte juridique

La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a intégré aux charges de service public de l'électricité un volet relatif à la valorisation de l'effacement de consommation. En particulier, l'article L. 121-8-1 du code de l'énergie dispose que « *les charges imputables aux missions de service public comprennent les coûts supportés par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité résultant de la mise en œuvre des appels d'offres incitant au développement des effacements de consommation mentionnés à l'article L. 271-4* ».

Ce dispositif a remplacé la prime aux opérateurs d'effacement abrogée par cette même loi.

7.2 Montant des charges prévisionnelles au titre de 2018

Pour l'année 2018, les charges prévisionnelles déclarées par RTE pour la mise en œuvre des contrats d'effacement qui seront conclus au titre de l'article L. 271-4 du code de l'énergie s'élèvent à **17,9 M€**.

8. CHARGES LIÉES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX

Le tarif de première nécessité

La tarification spéciale « produit de première nécessité » est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2005 et renommée par la suite « tarif de première nécessité » (TPN) est abrogée à partir du 1^{er} janvier 2018 au profit du dispositif d'aide en forme de chèque énergie.

S'agissant de la gratuité de la mise en service et une réduction de 80 % sur les frais de déplacement pour impayés prévues pour les personnes physiques bénéficiaires du TPN en application de l'article R. 337-13 du code de l'énergie, leur bénéfice est maintenu jusqu'au 1^{er} mai 2018.

Ainsi, les opérateurs prévoient de supporter encore en 2018 les charges liées aux réductions sur les services liés à la fourniture mentionnés ci-dessus, mais aussi à la fin de facturation des clients ayants bénéficiés du TPN en 2017. 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 2013²⁰, 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.

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.).

Dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité

En application de l'article L. 121-8 du code de l'énergie, les opérateurs peuvent bénéficier d'une compensation en cas de participation aux fonds de solidarité logement totale ou partielle, selon des modalités définies par décret non publié au moment de la rédaction de la délibération. En l'absence de modalités de compensation partielle, le montant total de la participation des opérateurs aux fonds de solidarité logement a été pris en compte pour les opérateurs l'ayant prévu.

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*

²⁰ 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.

consommation d'énergie de ce logement comprises parmi celles mentionnées à l'article 200 quater du code général des impôts. »

Afin d'être généralisé au plus tard le 1^{er} janvier 2018, le chèque énergie a été 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.

Par ailleurs, les fournisseurs d'électricité doivent proposer à leurs clients domestiques bénéficiant de l'aide en forme de chèque énergie la mise à disposition des données de comptage en application des articles L.341-4 et L.453-7 du code de l'énergie 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 à ce dispositif déporté d'affichage sont compensés, dans la limite d'un montant unitaire maximal par ménage fixé par arrêté non publié au moment de la rédaction de la délibération.

* * *

Au titre de l'année 2018 les charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux ont été déclarées par EDF en métropole continentale et en ZNI, par 81 ELD et 9 fournisseurs alternatifs²¹ en métropole continentale.

8.1 Charges liées au « tarif de première nécessité »

8.1.1 Pertes de recettes liées au TPN

Le nombre prévisionnel de bénéficiaires du TPN ayant obtenu le droit au TPN en 2017 mais pour lesquels les opérateurs prévoient les facturations courant 2018 est estimé à environ 1 316 000 en métropole continentale et dans les ZNI (prenant en compte environ 14 100 logements dans les résidences sociales), soit une diminution de 59 % par rapport à la fin de l'année 2016 en lien avec le déploiement du chèque énergie et la fin des droits au TPN.

Par conséquent, les déductions et versements forfaitaires sont en diminution par rapport à 2016 de 61 % et s'élèvent à **100,8 M€**.

8.1.2 Surcoûts de gestion

Les surcoûts de gestion prévisionnels sont évalués, pour 2018, à **1,5 M€**. Ces surcoûts de gestion se décomposent en frais de personnel pour 0,5 M€ et en frais externes pour 1,0 M€.

8.1.3 Services liés à la fourniture

Le montant des charges relatives aux services liés à la fourniture retenues pour 2018 s'élève à **3,9 M€**. Ces charges sont presque deux fois moins élevées par rapport à celles constatées en 2016 (8,0 M€).

8.1.4 Bilan des charges liées au TPN

Le total des charges prévisionnelles liées au TPN à compenser aux opérateurs au titre de 2018 s'élève à **106,2 M€**, ZNI incluses (100,8 M€ + 1,5 M€ + 3,9 M€).

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

Pour 2018, cette compensation s'élève à **29,7 M€** pour l'ensemble des opérateurs ayant déclaré des charges afférentes à ce dispositif (contre 27,3 M€ en 2016).

²¹ Engie, Direct Energie, Proxelia, Selia, Joul, Gedia Energies & Services, Lampiris France, Energies du Santerre, Oui Energy.

8.3 Charges relatives aux services liés à la fourniture des bénéficiaires du chèque énergie

Le montant des charges relatives aux services liés à la fourniture retenues pour 2018 s'élève à **4,1 M€**. En raison des réductions réalisées sur les services auprès des clients bénéficiaires du TPN jusqu'au 1^{er} mai 2018 et des facturations qui seront émises pour des services réalisés en 2017, la plupart des opérateurs ont prévues la répartition des charges relatives aux services à 50% sur le TPN et 50% sur le chèque énergie.

8.4 Charges liées aux dispositifs d'affichage déporté

Pour 2018, ces charges ont été déclarées par EDF, Oui Energy, Joul ainsi que par une ELD.

S'agissant d'EDF, elle estime le coût de développement des dispositifs pour 2018 à 6,8 M€ sans prévision de déploiement effectif du dispositif en 2018. De ce fait, ce coût n'est pas retenu pour la compensation. En revanche, il sera examiné et pourra donner lieu à la compensation dès lors que le dispositif sera effectivement mis en œuvre.

Les autres opérateurs, envisagent le déploiement d'environ 4 000 dispositifs et estiment la charges correspondante à **0,13 M€**.

8.5 Bilan des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux par opérateur

Les charges prévues par les opérateurs au titre de 2018 au titre des dispositifs sociaux en métropole continentale et dans les ZNI s'élèvent à **140,1 M€** (106,2 M€ + 29,7 M€ + 4,1 M€ + 0,13 M€), contre 304,7 M€ en 2016. Ces surcoûts relèvent du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

Les détails de charges par type d'opérateur sont indiqués dans le Tableau 22. Les détails par ELD et pour les autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 31.

Tableau 22 : Charges liées aux dispositifs sociaux prévues par les opérateurs au titre de 2018

	Charges supportées au titre du TPN				Charges retenues au titre du FSL	Charges liées au chèque énergie		2018 prévision	2016 constaté	2017 prévision actualisée
	Nombre de bénéficiaires en 2018	Pertes de recette	Frais de mise en œuvre	Total retenu au titre du TPN		Perte de recettes liée aux réductions sur les services	Afficheurs déportés			
		M€	M€	M€						
EDF	1 047 840	93,7	1,3	95,0	22,9	3,8	0,0	121,7	262,5	264,3
EDF MC*	930 974	84,5	1,1	85,6	22,3	3,6	0,0	111,5	237,3	238,9
EDF ZNI	116 866	9,2	0,2	9,4	0,5	0,2	0,0	10,1	25,2	25,3
EDM	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,2	0,7
ELD	19 364	0,3	0,1	0,4	0,8	0,1	0,08	1,4	9,9	10,0
Autres fournisseurs	248 706	10,7	0,1	10,8	6,0	0,2	0,05	17,0	32,0	34,5
Total	1 315 910	104,7	1,5	106,2	29,7	4,1	0,13	140,1	304,7	309,5

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

B. Charges de service public en gaz

1. CHARGES LIEES AUX CONTRATS D'ACHATS DE BIOMETHANE

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

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

En application de l'article R. 121-30 du code de l'énergie, les fournisseurs de gaz doivent transmettre à la CRE avant le 30 avril 2017 leurs prévisions de volumes, de coût d'achat de biométhane, de frais de gestion et de valorisation financière des garanties d'origine au cours de l'année 2018.

1.1 SURCOUTS D'ACHAT PREVISIONNELS AU TITRE DE 2018

1.1.1 Coûts d'achat

Neuf fournisseurs ont prévu d'acheter 1 271,2 GWh de biométhane provenant de 117 installations en 2018 pour un coût d'achat de 121,3 M€.

Le développement de la filière biométhane se poursuit sous le régime tarifaire de l'arrêté du 23 novembre 2011. Les acheteurs prévoient une multiplication par cinq du nombre d'installations entre le 31 décembre 2016 et le 31 décembre 2018.

Le coût d'achat moyen diminue de 105 à 95 €/MWh entre 2016 et 2018 sous l'effet de la mise en service d'installations de capacité maximale de production élevée ayant un tarif d'achat plus faible.

Les producteurs peuvent signer un contrat d'achat avec le fournisseur de leur choix. En conséquence, plusieurs fournisseurs peuvent prévoir l'achat du gaz d'une même installation. Au titre de l'année 2018, des acheteurs avaient déclaré des charges en double pour 13 installations, après information par la CRE, ceux-ci ont revu leurs déclarations et 6 installations restent concernées par cette situation. Les acheteurs percevant une compensation sur le fondement de leurs déclarations prévisionnelles et l'écart entre leur prévision et les charges qui seront effectivement constatées engendrant une charge ou un produit financier, la CRE n'est pas en mesure de retraiter les déclarations de charges prévisionnelles au titre de 2018.

Les volumes d'énergie concernés sont de l'ordre de 50 GWh et représentent un coût d'achat de **5 M€**.

1.1.2 Coûts évités aux fournisseurs de gaz par les contrats d'achat

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

Le marché *Powernext Gas Futures* permet d'échanger des produits à terme à différents horizons temporels allant d'un mois à deux semestres, les cotations trimestrielles et saisonnières recouvrant l'année 2018 ne sont disponibles que pour le PEG Nord. La CRE retient les cotations de prix suivantes, observées entre le 15 mai et le 31 mai 2017 :

- pour le premier trimestre 2018, les prix des produits Q1-2018 (fourniture de gaz au cours du premier trimestre de l'année 2018) ;
- pour le deuxième trimestre, le prix du produit Q2-2018 ;
- pour le troisième trimestre, le prix du produit Summer-2018 ;
- pour le quatrième trimestre, le prix du produit Winter-2018.

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

Pour les installations situées en zone TRS, il n'existe pas de référence de prix de marché *forward* pour 2018. La référence des prix mensuels est celle retenue pour le PEG Nord augmentée des prix de la capacité Nord-Sud issus des enchères pour les produits trimestriels.

Tableau 23 : Référence de prix trimestrielle retenue par zone d'équilibrage, en €/MWh

Année 2018	Cotation	Rapport mensuel par rapport à la période de cotation	PEG Nord	Coût de la capacité Nord Sud	TRS
Janvier	17,53	0,997	17,48	0,87	18,35
Février	17,53	1,004	17,59	0,87	18,46
Mars	17,53	1,000	17,52	0,87	18,39
Avril	16,25	1,004	16,32	0,87	17,19
Mai	16,25	1,004	16,31	0,87	17,18
Juin	16,25	0,992	16,13	0,87	17,00
Juillet	15,92	0,994	15,82	0,87	16,69
Août	15,92	0,969	15,42	0,87	16,29
Septembre	15,92	1,035	16,48	0,87	17,35
Octobre	17,48	1,017	17,78	0,62	18,40
Novembre	17,48	1,036	18,10	0,62	18,72
Décembre	17,48	1,062	18,57	0,62	19,19

1.1.3 Surcoûts d'achat

Cette référence de prix permet le calcul du coût évité prévisionnel pour 2018. Le surcoût d'achat pour chacune des zones est calculé comme la différence entre le coût d'achat et le coût évité. Les charges prévisionnelles d'achat du

biométhane au titre de 2018 s'élèvent donc à **99,4 M€**, soit cinq fois plus que celles constatées en 2016 (18,6 M€).

Tableau 24 : Décomposition du surcoût d'achat

	Quantité (MWh)	Coût d'achat (k€)	Coût évité (k€)	Surcoûts d'achat (k€)
PEG Nord	1 001 115	94 768	17 022	77 746
TRS	270 111	26 498	4 818	21 680
Total	1 271 226	121 266	21 840	99 426

1.2 COÛTS PREVISIONNELS DE GESTION DES ACHETEURS DE BIOMETHANE POUR 2018

Le Tableau 25 détaille la somme des coûts de gestion prévisionnels des acheteurs de biométhane pour 2018 et les compare aux coûts de gestion constatés pour 2016 et la mise à jour des charges prévisionnelles pour 2017.

Tableau 25 : Evolution des coûts de gestion prévisionnels des acheteurs de biométhane pour 2017 par rapport à ceux constatés pour 2015 et prévus mis à jour pour 2016

k€	Constaté 2016	Mise à jour du prévisionnel 2017	Prévisionnel 2018
Frais de personnel	88	176	371
Frais de gestion supplémentaires : SI, prestations externes...	58	189	282
Frais supportés au titre de l'inscription au registre national des garanties d'origine	25	185	292
Coûts de gestion	171	551	945

Les coûts de gestion des acheteurs de biométhane croissent plus rapidement (multipliés par 6 entre 2016 et 2018) que le nombre d'installations (multipliées par 3,5 entre 2016 et 2018). La CRE vérifiera lors de l'exercice de charges constatées au titre de 2017 puis des années suivantes que les coûts de gestion sont effectivement liés à la mise en œuvre du dispositif. Les coûts qui ne correspondraient pas à une gestion efficace ne seront pas compensés.

1.3 VALORISATION PREVISIONNELLE DES GARANTIES D'ORIGINES 2018

Sur la base des déclarations des acheteurs de biométhane, la CRE retient une hypothèse de réduction de **901 k€** des charges de service public par la valorisation des garanties d'origine. Plus d'un million de garanties d'origine devraient être émises et près de 920 000 valorisées.

1.4 CHARGES PREVISIONNELLES AU TITRE DE 2018

Les charges prévisionnelles au titre de 2018 s'élèvent à **99,5 M€** et relèvent du CAS « transition énergétique ».

Les détails de l'évaluation des charges par opérateur sont indiqués dans le Tableau 26 et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2016 et prévisionnels mis à jour pour 2017 dans le Tableau 27.

Tableau 26 : Charges prévisionnelles au titre de 2018

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 2018 (€)
DIRECT ENERGIE	25 920 000	2 733 713	439 580	2 294 134	16 873	0	2 311 007
ENGIE	713 971 529	67 629 486	12 169 797	55 459 689	359 944	568 961	55 250 671
TOTAL	13 385 915	1 464 150	227 509	1 236 641	9 037	85 188	1 160 490
SEGE	100 014 247	8 837 836	1 738 022	7 099 814	59 327	0	7 159 141
SAVE	351 020 499	34 201 355	6 089 091	28 112 264	401 748	131 986	28 382 026
GEG	19 142 900	2 026 467	342 780	1 683 687	4 758	114 857	1 573 587
SVD17	19 800 000	2 185 998	335 790	1 850 208	69 793	0	1 920 001
TERREAL	24 000 000	1 704 000	426 398	1 277 602	7 080	0	1 284 682
ENERCOOP	3 971 088	482 789	70 557	412 231	16 331	0	428 562
TOTAL	1 271 226 178	121 265 794	21 839 524	99 426 270	944 891	900 992	99 470 167

Tableau 27 : Evolution des charges prévisionnelles pour 2018 par rapport aux charges constatées au titre de 2016 et prévisionnelles mises à jour pour 2017

k€	Constaté 2016	Mise à jour prévisionnel 2017	Prévisionnel 2018
Surcoûts d'achat	18 556	37 178	99 426
Coûts de gestion	171	551	945
Valorisation des garanties d'origine	138	447	901
Charges	18 588	37 282	99 470

2. CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX

Le tarif spécial de solidarité

A l'instar des bénéficiaires de la tarification de l'électricité comme produit de première nécessité (cf. section A.8), le tarif spécial de solidarité (TSS) est abrogé à partir du 1^{er} janvier 2018 au profit du dispositif d'aide en forme de chèque énergie.

S'agissant de la gratuité de la mise en service et une réduction de 80 % sur les frais de déplacement pour impayés prévues pour les personnes physiques bénéficiaires du TSS en application de l'article R. 445-18 du code de l'énergie, leur bénéfice est maintenu jusqu'au 1^{er} mai 2018.

Ainsi, les opérateurs prévoient de supporter encore en 2018 les charges liées aux réductions sur les services liés à la fourniture mentionnés ci-dessus, mais aussi à la fin de facturation des clients ayants bénéficiés du TSS en 2017. 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 2013²², 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.

²² 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.

Les pertes de recettes et coûts de gestion supplémentaires liés à la mise en œuvre du TSS 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 TSS (gestion d'un centre d'appel, envoi et traitement des attestations, affranchissement et retour par lettre T, développement d'outils informatiques, etc.).

Dispositions applicables aux bénéficiaires du chèque énergie

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

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

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

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 de l'aide en forme du chèque énergie la mise à disposition des données de comptage en application des articles L.341-4 et L.453-7 du code de l'énergie une offre de transmission des données de consommation, exprimées en euros, au moyen d'un dispositif déporté d'affichage. Les coûts correspondants à ce dispositif déporté d'affichage sont compensés, dans la limite d'un montant unitaire maximal par ménage fixé par arrêté non publié au moment de la rédaction de la délibération.

2.1 Charges liées au tarif spécial de solidarité

2.1.1 Déductions et versements forfaitaires

Les déductions et versements forfaitaires sont évalués à **36,8 M€**, en forte diminution en 2018 par rapport à 2016 (-65 %). Cette diminution est cohérente avec celle du nombre prévisionnel de bénéficiaires du tarif spécial de solidarité - estimé à environ 629 200 foyers (-60 %) - ayant obtenu le droit au TSS en 2017 mais pour lesquels les opérateurs prévoient les facturations en 2018. La moitié des opérateurs prévoit comme effet de la fin du mécanisme une baisse des deux tiers ou des trois quarts du nombre de factures émises et des déductions et versements liés, tandis que l'autre moitié n'a fait aucune prévision en l'absence de visibilité.

2.1.2 Surcoûts de gestion

Les frais prévisionnels s'élèvent pour 2018 à **0,7 M€**, dont 0,2 M€ de frais de personnel. Ces surcoûts de gestion sont mécaniquement en baisse de 84 % par rapport à l'année 2016 (4,6 M€ dont 0,7 M€ de frais de personnel), du fait de la fin du tarif social de solidarité.

2.1.3 Services liés à la fourniture

Le montant des charges relatives aux services liés à la fourniture retenues pour 2018 s'élève à **0,3 M€**. Ces charges sont en forte baisse par rapport à celles constatées en 2016 (1,1 M€). L'évolution des charges relatives aux services liés à la fourniture suit globalement l'évolution du nombre de bénéficiaires.

2.1.4 Bilan des charges liées au TSS

Le total des charges prévisionnelles liées au TSS à compenser aux opérateurs au titre de 2018 s'élève à **37,8 M€** (36,8 M€ + 0,7 M€ + 0,3 M€).

2.2 Charges relatives aux services liés à la fourniture des bénéficiaires du chèque énergie

Onze fournisseurs ont déclaré des charges liées au chèque énergie pour un total de 0,6 M€.

2.3 Charges liées aux dispositifs d'affichage déporté

Un seul fournisseur a déclaré des charges liées à l'afficheur déporté pour un montant de 23 k€.

2.4 Bilan des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux par opérateur

Le total des charges prévisionnelles au titre de 2018 s'élève donc à **38,4 M€** (37,8 M€ + 0,6 M€ + 23 k€). Ces surcoûts relèvent du programme budgétaire « service public de l'énergie ». Les détails de charges par type d'opérateur sont indiqués dans le Tableau 28. Les détails par ELD et pour les autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 31.

Tableau 28 : Charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux pour 2018

	Charges supportées au titre du TPN				Charges liées au chèque énergie		Total à compenser en 2018
	Nombre de bénéficiaires en 2018	Pertes de recette	Frais de mise en œuvre	Total retenu au titre du TPN	Perte de recettes liée aux réductions sur les services	Afficheurs déportés	
		M€	M€	M€	M€	M€	
EDF	49 065	5,7	0,05	5,7	0,13	0,00	5,8
ELD	18 887	0,9	0,04	1,0	0,02	0,02	1,0
Autres fournisseurs	561 267	30,5	0,6	31,1	0,4	0,0	31,6
Total	629 219	37,1	0,7	37,8	0,6	38,4	38,4

C. Synthèse

1. CHARGES DE SERVICE PUBLIC PRÉVISIONNELLES AU TITRE DE 2018

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'électricité au titre de 2018 est évalué à **7 938,1 M€**.

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 5 537,3 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 2 400,8 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 la distinction entre les charges relevant du CAS « transition énergétique » et du programme budgétaire « service public de l'énergie » est fournie dans le Tableau 29.

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 30.

Tableau 29 : Prévion des charges de service public de l'énergie au titre de 2018

	en M€	EDF			EDM	EWF	RTE	Acheteur de dernier recours	ELD	Autres fournisseurs dont Organismes agréés	Charges prévues au titre de 2018	
		hors ZNI	en ZNI	Total EDF								
Electricité	Contrats d'achat ⁽¹⁾	CAS	4 763,9	300,0	5 063,9	7,8			260,3	3,4	5 335,5	6 884,0
		Budget	676,8	860,1	1 536,9				11,7	0,0	1 548,6	
	Complément de rémunération	CAS	36,4		36,4						36,4	53,5
		Budget	17,1		17,1						17,1	
	Prime cogénération > 12 MW	Budget	0,0		0,0						0,0	0,0
	Coût de gestion des contrats	CAS	44,3		44,3				3,6	0,2	48,1	48,1
	Effacement	CAS						17,9			17,9	17,9
	Péréquation tarifaire dans les ZNI hors contrats d'achat ⁽²⁾	Budget		563,5	563,5	90,2	2,9				656,6	656,6
Coût des études dans les ZNI	Budget			0,0						0,0	0,0	
Dispositifs sociaux ⁽³⁾	Budget	111,5	10,1	121,7				1,4	17,0	140,1	140,1	
Gaz	Obligation d'achat biométhane	CAS							1,6	97,9	99,5	99,5
		Budget	5,8		5,8				1,0	31,6	38,4	38,4
Total			5 655,9	1 733,7	7 389,6	98,1	2,9	17,9	0,0	279,5	150,1	7 938,1
Electricité			5 650,0	1 733,7	7 383,8	98,1	2,9	17,9	0,0	277,0	20,7	7 800,2
Gaz			5,8	0,0	5,8	0,0	0,0	0,0	0,0	2,6	129,5	137,9
CAS			4 844,6	300,0	5 144,6	7,8	0,0	17,9	0,0	265,5	101,5	5 537,3
Budget			811,3	1 433,7	2 245,0	90,2	2,9	0,0	0,0	14,1	48,6	2 400,8

(1) 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.

(2) Les charges liées à la péréquation tarifaires d'EWF intègrent les surcoûts d'achat qui, exceptionnellement au titre de charges prévisionnelles 2018, étaient pris en compte dans le calcul de surcoût de production (cf. section A.1.1.3).

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

Tableau 30 : Evolution des charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de 2018 par rapport aux charges constatées au titre de 2016 et prévisionnelles mises à jour au titre de 2017

	en M€	Charges prévues au titre de 2018	Charges prévisionnelles mises à jour au titre de 2017	Evolution 2018prév-2017reprév		Charges constatées au titre de 2016	Evolution 2018prév-2016		
				en M€	en %		en M€	en %	
Electricité	Contrats d'achat	CAS	5 335,5	4 746,1	589,4	12%	4 365,6	969,9	22%
		Budget	1 548,6	1 364,6	183,9	13%	1 323,8	224,8	17%
	Complément de rémunération	CAS	36,4	0,1	36,3	49094%	0,0	36,4	0%
		Budget	17,1	0,2	16,9	7172%	0,0	17,1	0%
	Prime cogénération > 12 MW	Budget	0,0	0,0	0,0	0%	51,9	-51,9	-100%
	Coût de gestion des contrats	CAS	48,1	47,9	0,2	0%	0,0	48,1	0%
	Effacement	CAS	17,9	0,0	17,9	0%	0,0	17,9	0%
	Péréquation tarifaire dans les ZNI hors contrats d'achat	Budget	656,6	606,0	50,7	8%	617,6	39,1	6%
			0,2						
Dispositifs sociaux	Budget	140,1	309,5	-169,4	-55%	304,7	-164,6	-54%	
Gaz	Obligation d'achat biométhane	CAS	99,5	37,3	62,2	167%	18,6	80,9	435%
		Budget	38,4	109,4	-70,9	-65%	110,6	-72,2	-65%
Total			7 938,1	7 221,1	717,0	10%	6 792,7	1 145,4	17%
Electricité			7 800,2	7 074,5	725,8	10%	6 663,5	1 136,7	17%
Gaz			137,9	146,6	-8,7	-6%	129,2	8,7	7%
CAS			5 537,3	4 831,3	706,0	15%	4 384,1	1 153,2	26%
Budget			2 400,8	2 389,7	11,2	0%	2 408,6	-7,8	0%

Évolution par rapport aux charges constatées au titre de 2016

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie au titre de 2018 est plus élevé de **1 145 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 de **1 195 M€** s'explique essentiellement par les facteurs suivants :
 - En métropole continentale, le développement des filières renouvelables (notamment éolien, cogénération, photovoltaïque et biomasse), associé à la baisse en moyenne des prix de marché de gros de l'électricité entre les niveaux constatés pour 2016 et les niveaux prévisionnels pour 2018. La valorisation des certificats de capacité a partiellement contrebalancé cette hausse.
 - En ZNI, la mise en service de la centrale Galion 2 fonctionnant à partir de bagasse et de biomasse et de la TAC fonctionnant à partir de bioéthanol à la Réunion, ainsi que des premières installations combinant des panneaux photovoltaïques et un moyen de stockage issues de l'appel d'offres explique la hausse des charges malgré une baisse du coût d'achat de la filière thermique du fait de sa moindre sollicitation.
- La mise en œuvre attendue du complément de rémunération conduit à une augmentation du montant des charges y afférant de 53,5 M€ entre 2016 et 2018 ;
- La prise en compte des coûts de gestion des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération ;
- (baisse) L'arrivée à échéance fin 2016 du mécanisme de soutien aux cogénérations de plus de 12 MW induit des charges prévisionnelles nulles sur ce poste et donc une baisse de 51,9 M€ des charges par rapport à 2016 ;
- (hausse) La hausse des charges liées à la péréquation tarifaire (hors contrat d'achat) en ZNI de 39,1 M€ est principalement liée à l'augmentation des coûts d'achat de combustibles qui s'explique par l'effet conjugué de la hausse des prix à terme observés sur le marché des matières premières et d'un appel normal des moyens thermiques, là où en 2016 l'hydraulicité exceptionnelle observée notamment en Corse avait conduit à un appel particulièrement faible de ces moyens ;
- (baisse) Les charges liées aux dispositifs sociaux en électricité et en gaz sont en forte baisse de 54 % et 65 % par rapport aux charges constatées en 2016 en lien avec l'abrogation des dispositifs du TPN et du TSS au profit du dispositif de chèque énergie ;
- L'augmentation importante des charges liées à l'achat de biométhane résulte du raccordement d'un nombre croissant d'installations et d'une hausse de la quantité de gaz injecté. La hausse des prix de marché du gaz limite légèrement celle des charges.

Évolution par rapport aux charges prévisionnelles mises à jour au titre de 2017

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie au titre de 2018 est plus élevé de 717 M€ que le montant des charges prévisionnelles au titre de 2017 résultant de la mise à jour présentée en annexe 2.

Les principales explications de cette évolution sont les suivantes :

- (hausse) La hausse des charges liées aux contrats d'achat de 773 M€ s'explique essentiellement par les facteurs suivants :
 - En métropole continentale, la hausse des charges attendues entre 2017 et 2018 résulte d'une anticipation du développement des filières éolien, photovoltaïque, biomasse et cogénération, ainsi que de la baisse des prix de marché de gros liés à la valorisation de l'électricité produite ;
 - la hausse des charges dans les ZNI s'explique principalement par l'achat de l'électricité produite par les nouvelles installations (bagasse/biomasse, TAC fonctionnant à partir de bioéthanol, installations photovoltaïques avec un moyen de stockage), ainsi que par l'augmentation du coût de production de la filière bagasse/charbon suite aux mises en conformité des installations.
- (hausse) Le développement attendu des installations bénéficiant du complément de rémunération entre 2017 et 2018 explique la hausse de 53,2 M€ du montant des charges associées ;

- (hausse) La hausse des charges liées à la péréquation tarifaire en ZNI (hors contrats d'achat) de 50,7 M€ s'explique principalement par la prise en compte d'une hypothèse d'hydraulicité « normale » par rapport à au niveau assez élevé prévu pour 2017, ce qui a pour effet d'augmenter le recours aux moyens thermiques de production et en conséquence les coûts d'achat des combustibles et des quotas d'émission de gaz à effet de serre ;
- (baisse) Les charges liées aux dispositifs sociaux en électricité et en gaz sont en forte baisse de 55 % et 65 % par rapport à la prévision mise à jour pour 2017 en lien avec l'abrogation des dispositifs du TPN et du TSS au profit du chèque énergie ;
- S'agissant du biométhane, la hausse de 62 M€ s'inscrit dans la trajectoire de hausse soutenue du nombre d'installations raccordées et des quantités injectées.

2. DETAIL DES CHARGES PRÉVISIONNELLES AU TITRE DE 2018 PAR LES OPERATEURS AUTRES QU'EDF, EDM, EEFW, RTE ET ACHETEURS DE DERNIER RECOURS

Le Tableau 31 présente les détails des charges prévisionnelles au titre de 2018 pour les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEFW, RTE et les acheteurs de dernier recours.

Tableau 31 : Détails des charges prévisionnelles au titre de 2018 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEFW, RTE et acheteurs de dernier recours

	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						
MWh	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€		
R.S.E. REGIE SERVICES ENERGIE AMBERIEUX	1 660	720 928	65 699	0	655 229	655 229	0	55 380	2 500			713 109	710 609	2 500
SICAE de l'Aisne	3 883	1 352 246	140 736	1 021	1 210 489	1 210 489	0	0	0			1 210 489	1 210 489	0
Energie Développement Services du BRIANÇONNAIS	36 978	2 829 018	1 161 340	32 671	1 635 007	1 635 007	0	45 762	3 000			1 683 769	1 680 769	3 000
Régie Communale d'Electricité GATTIERES	138	74 080	6 479	0	67 601	67 601	0	0	0			67 601	67 601	0
Régie Electrique DALOU	51	25 140	2 248	0	22 892	22 892	0	243	866			24 001	23 135	866
Régie municipale d'Electricité VARILHES	1 182	603 967	70 144	0	533 824	533 824	0	243	4 178			538 244	534 067	4 178
Régie Municipale d'Electricité VICCESSOS	18	10 954	652	0	10 302	10 302	0	0	0			10 302	10 302	0
Régie Municipale d'Electricité MAZÈRES	1 825	1 000 168	65 931	0	934 237	934 237	0	243	5 275			939 755	934 480	5 275
Régie Municipale d'Electricité ARIGNAC	309	87 200	14 933	0	72 267	72 267	0	0	0			72 267	72 267	0
Régie Electrique MERCUS GARRABET	11	5 748	477	0	5 271	5 271	0	0	0			5 271	5 271	0
Régie municipale d'Electricité MERENS LES VALS	11	6 656	621	0	6 035	6 035	0	0	181			6 216	6 035	181
Régie municipale d'Electricité QUIÉ	3	1 780	79	0	1 701	1 701	0	0	0			1 701	1 701	0
Régie municipale d'Electricité TARASCON-SUR-ARIEGE	4 704	400 247	224 246	5 105	170 896	170 896	0	243	0			171 139	171 139	0
Régie municipale d'Electricité SAVERDUN	7 593	1 681 773	270 234	5 105	1 406 434	1 406 434	0	243	0			1 406 677	1 406 677	0
Régie d'Electricité SAINT-QUIRC - CANTE - LUSSAC - LABATUT	407	219 040	18 328	0	200 712	200 712	0	243	0			200 955	200 955	0
S.I.C.A.E. DE LA REGION DE PRECY SAINT-MARTIN	7 273	1 971 475	228 211	0	1 743 263	1 743 263	0	11 692	781			1 755 736	1 754 955	781
Régie Municipale d'Electricité QUILLAN	4 644	518 855	170 359	0	348 496	348 496	0	0	9 951			358 447	348 496	9 951
S.I.V.O.M. LABERGEMENT SAINTE-MARIE	2 128	191 143	96 955	0	94 188	94 188	0	0	1 400			95 588	94 188	1 400
Régie SPED EROME	78	46 476	4 094	0	42 381	42 381	0	0	0			42 381	42 381	0
Régie Electrique GERVANS	98	57 612	3 485	0	54 127	54 127	0	0	0			54 127	54 127	0
Société d'économie mixte locale DREUX - GEDIA	61	30 780	1 955	0	28 825	28 825	0	0	45 025		53 919	127 769	28 825	98 944
Régie Municipale d'Electricité CAZÈRES	606	289 432	23 620	0	265 812	265 812	0	6 787	3 635			276 235	272 600	3 635
Régie Municipale d'Electricité MARTRES TOLOSANE	101	29 822	4 074	0	25 749	25 749	0	3 855	1 082			30 685	29 603	1 082
Régie municipale d'Electricité MIRAMONT DE DOMMINGS	111	42 176	4 676	0	37 500	37 500	0	0	0			37 500	37 500	0
Régie Municipale Multiservices de LA REOLE	22	9 942	867	0	9 074	9 074	0	0	1 910		2 564	13 549	9 074	4 474
Régie d'Electricité du Syndicat du SUD DE LA REOLE	3 132	1 245 975	128 336	1 021	1 116 618	1 116 618	0	13 514	0			1 130 131	1 130 131	0
Régie Municipale d'Electricité BAZAS	526	242 451	18 859	0	223 592	223 592	0	6 161	5 161		7 572	242 485	229 752	12 732
Régie Municipale d'Electricité GIGNAC	429	195 508	15 974	0	179 535	179 535	0	4 890	0			184 425	184 425	0
Régie Municipale d'Electricité CAZOULS LES BÉZIERS	220	117 561	9 696	0	107 865	107 865	0	0	200			108 065	107 865	200
Coopérative d'Electricité SAINT-MARTIN DE LONDRES	43 529	9 349 091	1 754 216	15 314	7 579 560	7 579 560	0	71 935	18 000			7 669 495	7 651 495	18 000
GAZ ELECTRICITE DE GRENOBLE	48 707	6 006 051	2 292 939	88 824	3 624 286	1 214 330	2 409 958	0	50 000	1 673 587	13 628	5 261 703	2 787 917	2 473 786
Régie d'Énergies SAINT-MARCELLIN	273	141 699	14 311	0	127 388	127 388	0	0	1 596			128 984	127 388	1 596
Régie Municipale d'Electricité ALLEMONT	41	18 023	2 122	0	15 901	15 901	0	0	291			16 192	15 901	291

ANNEXE 1 CORRIGÉE

13 juillet 2017

	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	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	
Régie Municipale d'Electricité SÉCHUIENNE	30	12 766	1 569	0	11 197	11 197	0	0	169			11 366	11 197	169
Régie Municipale de Distribution d'Énergie VILLARD BONNOT	16 423	1 335 964	520 484	0	815 480	815 480	0	0	1 148		0	816 628	815 480	1 148
Régie Municipale d'Electricité VINAY	160	54 891	8 210	0	46 680	46 680	0	0	704			47 384	46 680	704
Régie d'Electricité LA FERRIERE D'ALLEVARD	9	4 240	482	0	3 758	3 758	0	0	254			4 012	3 758	254
Régie Municipale d'Electricité MOUTARET	19	9 550	995	0	8 555	8 555	0	0	44			8 599	8 555	44
Régie d'Electricité PINSOT	10	6 048	534	0	5 514	5 514	0	0	67			5 581	5 514	67
Régie Municipale d'Electricité SAINT-PIERRE D'ALLEVARD	111	58 561	5 729	0	52 832	52 832	0	0	415			53 247	52 832	415
Régie Municipale d'Electricité SALINS LES BAINS	55	29 553	2 436	0	27 117	27 117	0	0	0			27 117	27 117	0
GASCOGNE ENERGIES SERVICES AIRE SUR L'ADOUR (ex Régies Municipales)	2 944	1 265 958	98 185	0	1 167 773	1 167 773	0	0	2 559		2 410	1 172 742	1 167 773	4 969
S.I.C.A.E. REGION DE PITHUIERS	133 531	12 551 870	5 099 891	276 534	7 175 444	7 175 444	0	51 076	0			7 226 521	7 226 521	0
Régie Communale Électrique SAULNES	12	6 100	453	0	5 647	5 647	0	0	0			5 647	5 647	0
SAEML UEM USINE D'ELECTRICITE DE METZ	218 075	26 345 014	8 287 420	255 532	17 802 062	15 581 452	2 220 610	114 950	121 734		0	18 038 746	15 696 402	2 342 344
Régie Communale d'Electricité PIERREVILLERS	18	9 843	781	0	9 062	9 062	0	200	0			9 262	9 262	0
Régie Municipale d'Electricité ROMBAS	83	42 645	3 934	0	38 711	38 711	0	800	0			39 511	39 511	0
Régie Municipale d'Electricité CREUTZWALD	34 081	4 155 183	1 317 792	69 425	2 767 966	1 135 117	1 632 848	7 725	19 040			2 794 731	1 142 842	1 651 889
Régie Municipale d'Electricité GANDRANGE BOUSSANGE	20	9 710	682	0	9 028	9 028	0	0	0			9 028	9 028	0
Régie Municipale de Distribution CLOUANGE	23	12 814	760	0	12 054	12 054	0	0	0			12 054	12 054	0
Régie d'Electricité BITCHE	53	29 058	1 741	0	27 317	27 317	0	2 210	5 023			34 550	29 527	5 023
Régie Communale d'Electricité SAINTE-MARIE AUX CHENES	39	17 939	1 462	0	16 478	16 478	0	0	380			16 858	16 478	380
Régie Communale d'Electricité LUCKANGE	513	71 620	22 637	0	48 983	35 860	13 123	3 075	740			52 798	38 935	13 863
Régie Municipale de Distribution d'Electricité de HAGONDANGE	37	21 535	1 613	0	19 922	19 922	0	0	750			20 672	19 922	750
Régie d'Electricité SCHOENECK	70	36 797	2 176	0	34 621	34 621	0	1 500	689			36 810	36 121	689
Régie Municipale d'Electricité AMNEVILLE	102	55 590	4 235	0	51 354	51 354	0	0	900			52 254	51 354	900
Régie Municipale d'Electricité HONSOUBURG HAUT	36	16 094	1 169	0	14 925	14 925	0	1 275	7 433			23 633	16 200	7 433
Régie Municipale d'Electricité ENERGIS SAINT-AVOLD	2 610	471 299	138 284	0	333 015	55 431	277 584	0	28 053		22 061	383 130	55 431	327 699
R.M.ET TALANGE	36	20 417	1 420	0	18 997	18 997	0	0	0			18 997	18 997	0
Régie Municipale d'Electricité et de Télé-distribution MARANGE	42	25 100	1 895	0	23 205	23 205	0	2 775	2 523			28 503	25 980	2 523
Régie Municipale d'Electricité SAINT-PRIVAT LA MONTAGNE	38	21 516	1 921	0	19 595	19 595	0	1 400	1 400			22 995	20 995	1 400
Régie Municipale d'Electricité MONTOIS LA MONTAGNE	17	7 665	762	0	6 902	6 902	0	2 000	0			8 902	8 902	0
S.I.C.A.E. CARNIN	49	16 531	1 780	0	14 751	14 751	0	0	0			14 751	14 751	0
Régie Electrique FONTAINE AU PIRE	12	5 101	500	0	4 601	4 601	0	0	176			4 777	4 601	176
SEM BEAUVOIS DISTRELEC	43	19 926	1 581	0	18 346	18 346	0	0	0			18 346	18 346	0
Régie Municipale d'Electricité LOOS	40	19 210	1 560	0	17 650	17 650	0	0	6 500			24 150	17 650	6 500
Régie Communale d'Electricité MONTAIGRE	11 300	1 446 733	701 357	0	745 375	124 723	620 653	0	4 013			749 388	124 723	624 666
S.I.C.A.E. OISE	80 716	8 105 892	3 224 043	68 404	4 813 444	4 813 444	0	48 182	50 008			4 911 634	4 861 626	50 008
Société d'Electricité Régionale des CANTONS DE LASSIGNY & LIMITOPHES	8 040	1 532 946	285 811	10 210	1 298 926	1 298 926	0	12 335	4 996			1 254 257	1 249 261	4 996
Régie Municipale d'Electricité LABRUS S.V.I.U. d'Electricité LUZ SAINT-SAUVEUR-ESQUIEZE SERE-ESTERRE	84	35 820	4 401	0	31 419	31 419	0	0	2 954			34 374	31 419	2 954
Régie Electrique CAPVERN LES BAINS	19	8 508	1 069	0	7 439	7 439	0	0	764			8 203	7 439	764
Energies Services LANNEMEZAN	575	334 415	25 452	0	308 963	308 963	0	2 750	18 636		6 536	336 785	311 713	25 072
Régie Electrique LA CABANASSE	15	7 752	594	0	7 158	7 158	0	0	0			7 158	7 158	0
Régie Electrique Municipale PRATS DE MOLLO LA PRESTE	4 581	457 877	168 293	0	289 584	289 584	0	0	125			289 709	289 584	125
Régie Electrique Municipale SAINT-LAURENT DE CERDANS	13	7 768	650	0	7 118	7 118	0	0	1 084			8 202	7 118	1 084
Régie Intercommunale d'Electricité NIEDERBRONN REICHSHOFFEN	606	322 468	25 804	0	296 664	296 664	0	7 400	750			304 814	304 064	750
GAZ DE BARR	141	59 502	4 480	0	55 022	55 022	0	2 585	5 034		9 368	72 009	57 607	14 402
LES USINES MUNICIPALES D'ERSTEN	5 096	1 215 797	189 484	3 063	1 023 250	1 023 250	0	23 370	1 300			1 047 920	1 046 620	1 300
Centrale Electrique VONDERSCHER	42	17 536	1 387	0	16 148	16 148	0	0	0			16 148	16 148	0
Régie Municipale d'Electricité de la ville de SARRE UNION	25	10 030	762	0	9 268	9 268	0	646	5 335			15 249	9 914	5 335
ES ENERGIES STRASBOURG	253 419	61 029 990	9 403 234	215 277	51 411 479	47 407 004	4 004 476	986 027	208 452		0	52 605 968	48 393 031	4 212 928
VIALIS - REGIE MUNICIPALE DE COLMAR	23 891	4 869 628	896 914	19 398	3 953 316	3 953 316	0	18 704	230 053		25 543	4 227 616	3 972 020	255 596
Coopérative de droit suisse ELEKTRA BIRSÉCK	23 975	4 250 312	875 121	0	3 375 192	3 375 192	0	16 385	9 000			3 400 577	3 391 577	9 000
SAEML HUNELEC Service de Distribution Publique HUNELEC	162	93 490	6 155	0	87 335	87 335	0	6 499	1 400			95 234	93 834	1 400
SICAE EST	33 753	4 448 403	1 131 351	11 231	3 305 822	3 305 822	0	38 390	5 000			3 349 212	3 344 212	5 000
Régie Municipale d'Electricité PRESLE	19	8 517	1 025	0	7 492	7 492	0	0	0			7 492	7 492	0



ANNEXE 1 CORRIGÉE

13 juillet 2017

	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	Budget							CAS
					Total	dont CAS	dont Budget	CAS		€	€	€	€	€		
MWh	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€		
Régie Municipale d'Electricité LA CHAMBRE	92	21 200	3 300	0	17 900	17 900	0	0	0			17 900	17 900	0		
Régie Municipale d'Electricité de SAINT-AVRE	35	18 549	1 399	0	17 150	17 150	0	0	0			17 150	17 150	0		
Régie de Distribution d'Énergie Électrique SAINT-MARTIN SUR LA CHAMBRE	61	32 541	2 184	0	30 357	30 357	0	0	0			30 357	30 357	0		
Régie Municipale d'Electricité SAINTE-MARIE DE CUINES	12	6 511	472	0	6 039	6 039	0	0	0			6 039	6 039	0		
SOREA	33 282	3 087 708	1 130 385	10 210	1 947 113	1 947 113	0	0	10 000			1 957 113	1 947 113	10 000		
Régie Electrique AUGUEBLANCHE	96	52 407	4 153	0	48 254	48 254	0	0	0			48 254	48 254	0		
Régie Electrique PETIT COEUR	4	2 166	193	0	1 973	1 973	0	0	0			1 973	1 973	0		
Régie d'Electricité du Morai	44	24 981	1 969	0	23 012	23 012	0	0	176			23 188	23 012	176		
Régie Electrique TIGNES	215	26 880	7 923	0	18 957	18 957	0	0	0			18 957	18 957	0		
Régie Electrique Communale BOZEL	6 544	535 703	352 045	0	183 658	183 658	0	0	0			183 658	183 658	0		
Régie Electrique AVRILUX	7	3 974	269	0	3 705	3 705	0	0	25			3 730	3 705	25		
Régie Electrique VILLARODIN BOURGET	21	10 232	631	0	9 601	9 601	0	0	0			9 601	9 601	0		
Régie Electrique SAINTE-FOY TARENTEISE	19	8 220	1 063	0	7 157	7 157	0	0	0			7 157	7 157	0		
Régie Electrique Municipale VILLARODIN	3	1 547	133	0	1 414	1 414	0	0	0			1 414	1 414	0		
Régie Electrique Municipale LA CHAPPELLE	960	116 513	33 433	0	83 080	83 080	0	0	0			83 080	83 080	0		
Régie Electrique MONTVALEZAN	35	12 352	1 995	0	10 357	10 357	0	0	0			10 357	10 357	0		
Régie d'electricité TOURS EN SAVOIE	46	25 610	1 927	0	23 682	23 682	0	800	0			24 482	24 482	0		
Syndicat d'Electricité SYNERGIE MAURIENNE	13 629	1 255 557	463 142	6 126	786 290	786 290	0	23 641	1 000			810 930	809 930	1 000		
Régie du Syndicat intercommunal d'Énergies VALLÉE DE THONES	382	204 113	18 372	0	185 742	185 742	0	7 299	4 500			197 540	193 040	4 500		
Régie Municipale Electrique LES HOUCQUES	38	15 897	1 155	0	14 742	14 742	0	0	2 635			17 377	14 742	2 635		
ENERGIE ET SERVICES DE SEVSSSEL (SAEML)	3 457	1 665 322	163 850	0	1 501 472	1 501 472	0	39 165	0		0	1 540 637	1 540 637	0		
Régie d'Electricité d'Elbeuf	138	64 353	5 044	0	59 309	59 309	0	0	15 000			74 309	59 309	15 000		
Régie Communale de Distribution d'Electricité MITRY MORY	57	27 889	1 532	0	26 358	26 358	0	0	3 200			29 558	26 358	3 200		
S.I.C.A.E. E.L.Y. -RÉGION EURE & LOIR YVELINES	1 408	497 637	48 177	0	449 460	449 460	0	11 550	1 628			462 638	461 010	1 628		
Régie du syndicat intercommunal (fournisseur) SEOLIS DEUX SEVRES SEJDS	821 360	93 886 975	28 954 668	472 559	64 459 749	64 459 749	0	1 480 832	108 196			66 048 776	65 940 580	108 196		
S.I.C.A.E. de la SOMME et du CAMBRAISIS	170 217	14 130 473	6 662 481	0	7 467 991	7 467 991	0	54 991	8 500			7 531 483	7 522 983	8 500		
GAZELEC DE FERRONNE	60 211	5 150 414	2 437 815	0	2 712 599	2 712 599	0	0	7 448	10 425		2 730 472	2 712 599	17 873		
Régie Communale d'Electricité MONTDIDIER	12 479	1 236 967	486 310	13 272	737 384	737 384	0	0	1 307			738 691	737 384	1 307		
Régie Municipale d'Electricité SAINT-PAUL CAP DE JOUX	6	2 600	148	0	2 453	2 453	0	142	217			2 812	2 595	217		
SICA du CARMASIN	10 342	3 585 719	383 084	4 084	3 198 551	3 198 551	0	81 437	6 766			3 286 754	3 279 988	6 766		
Régie Municipale d'Electricité et de Gaz Energie Services Occitans CARMALUX SEJDS	8 680	1 254 363	358 209	20 419	875 735	355 500	520 236	36 335	34 636		14 369	961 075	391 835	569 241		
EPIC ENERGIES SERVICES LAVOUR - Pays de Cézanne	22 575	3 408 967	971 144	25 524	2 412 299	2 412 299	0	18 828	7 186		1 337	2 439 630	2 431 127	8 503		
Régie d'Electricité du Département de la Vienne SOREGIES	476 737	74 177 496	16 410 281	182 752	57 584 464	57 584 464	0	260 000	236 718		31 732	58 112 914	57 844 464	268 450		
Régie Municipale Electrique SAINT-LÉONARD DE NOBLAT	606	53 021	27 681	0	25 340	25 340	0	0	0			25 340	25 340	0		
Régie Municipale d'Electricité LA BRESSE	6 119	477 529	229 523	14 293	233 713	233 713	0	0	0			233 713	233 713	0		
S.I.C.A.E. CANTONS DE LA FERTE-ALEAIS & LIMITROPHES	545	194 611	18 929	0	175 682	175 682	0	4 186	9 230			189 098	179 869	9 230		
Coopérative d'Electricité VILLIERS SUR MARNE	58	28 780	2 245	0	26 535	26 535	0	0	10 000			36 535	26 535	10 000		
S.I.C.A.E. VALLÉE DU SAUSSERON	83	39 285	3 355	0	35 931	35 931	0	1 584	8 090			45 604	37 515	8 090		
DIRECT ENERGIE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3 032 048	2 311 007	1 091 243	6 434 298	2 311 007	4 123 291	
ENERCOOP	19 080	2 731 660	659 404	11 231	2 061 025	2 061 025	0	124 004	0		428 562	2 613 591	2 613 591	0		
ENI GAS & POWER France												887 334	887 334	0	887 334	
CALED												11 083	11 083	0	11 083	
SAVE												51 380	28 382 026	51 380	51 380	
Gaz de Bordeaux												784 721	784 721	0	784 721	
LAMPIRES France	0	0	0	0	0	0	0	0	225 558			82 208	307 768	0	307 768	
Veolia Eau REGIONGAZ												5 305	5 305	0	5 305	
GAS NATURAL EUROPE (ex Gas Natural Commercialisation France SA)												4 650	4 650	0	4 650	
Gazprom Marketing and Trading France												230 750	230 750	0	230 750	
SOVEN												387	387	0	387	
Total Energie Gaz (Te-gaz)												1 160 490	17 717	1 178 207	1 160 490	17 717
SOCIETE VALMY DEFENSE 17 SVD 17												1 920 001	193 885	2 113 886	1 920 001	193 885
ENGIE	0	0	0	0	0	0	0	0	13 647 958	55 250 671	29 007 815	97 906 144	55 250 671	42 655 473		
GEVA ENERGIES & SERVICES	0	0	0	0	0	0	0	0	1 975			1 975	0	1 975		
PROXELIA	0	0	0	0	0	0	0	0	2 873			2 873	0	2 873		
SELIA	0	0	0	0	0	0	0	0	152			152	0	152		
SOCIETE EUROPEENNE DE GESTION DE L'ENERGIE											7 159 141	7 159 141	7 159 141	0		
Terreal												1 284 682	1 284 682	0		
JOUJ	1 080	220 320	38 112	0	182 208	182 208	0	6 600	34 667		4 814	228 289	188 808	39 481		
ENERGIES DU SANIERRE	0	0	0	0	0	0	0	0	23 857			23 857	0	23 857		
Union des Producteurs Locaux d'Electricité	12 817	1 141 400	434 158	11 231	696 011	696 011	0	27 034	0			723 045	723 045	0		
BHC ENERGY	6 100	705 404	215 644	0	489 760	489 760	0	26 535	0			516 295	516 295	0		
SECH (société d'Énergies et de Combustibles Havraise)												2 163	2 163	0	2 163	
ENDESA ENERGIA SA												1 243	1 243	0	1 243	



	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	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	
OUI ENERGY	0	0	0	0					54 805			54 805	0	54 805
Synelva Collectivités	30 480	3 486 619	1 060 664	27 566	2 398 389	2 398 389	0	0	16 935			2 415 324	2 398 389	16 935
TOTAL	2 746 893	3 78 202 176	100 904 359	1 877 400	275 420 418	263 720 930	11 699 488	3 778 656	18 423 584	99 470 187	32 578 062	429 670 887	386 969 753	62 701 133