



## ANNEXE 1

# Charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de l'année 2019 (CP'19)

Cette annexe présente les charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de l'année 2019 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 2018.

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)<sup>1</sup> 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 2019**

Les différents opérateurs ayant déclaré la prévision de leurs charges de service public de l'énergie au titre de 2019 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 2019 à partir des déclarations transmises par les opérateurs après avoir attiré, le cas échéant, leur attention sur les éventuelles erreurs manifestes détectées.

<sup>1</sup> 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 recours <sup>2</sup>	ELD <sup>3</sup>	Autres fournisseurs <sup>4</sup> dont Organismes agréés <sup>5</sup>
Électricité	Contrats d'achat	✓	✓	✓			✓	✓
	Complément de rémunération	✓						
	Primes cogén. sup. 12 MW							
	Frais de gestion des contrats	✓					✓	✓
	Effacement				✓			
	Péréquation tarifaire dans les ZNI <sup>6</sup>	✓	✓	✓				
	Dispositifs sociaux	✓					✓	✓
Gaz	Obligation d'achat biométhane							✓
	Dispositifs sociaux	✓					✓	✓

Les cases en gris indiquent que l'opérateur ne peut pas supporter des charges de cette nature. Les cases en blanc indiquent qu'il le peut, et la marque qu'il envisage d'en supporter en 2019.

### Avertissement

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

Tous les résultats sont arrondis à une décimale (la plus proche) dans le corps du document. Toutefois, les résultats finaux utilisent uniquement des valeurs intermédiaires exactes non arrondies. De ce fait, il peut parfois survenir un très léger écart entre la somme des valeurs intermédiaires et les valeurs finales.

<sup>2</sup> Acheteur mentionné à l'article L. 314-26 du code de l'énergie désigné par l'autorité administrative, tenu de signer un contrat d'achat avec les producteurs bénéficiant du complément de rémunération qui en font la demande et qui justifient l'impossibilité de vendre leur électricité.

<sup>3</sup> Entreprises locales de distribution.

<sup>4</sup> Autres qu'EDF, EDM, EEWF et les entreprises locales de distribution.

<sup>5</sup> Organismes mentionnés à l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie agréés pour la reprise de contrats d'obligation d'achat signés par EDF ou une entreprise locale de distribution en métropole continentale.

<sup>6</sup> Hors contrats d'achat.

# SOMMAIRE

<b>A. CHARGES DE SERVICE PUBLIC EN ELECTRICITE .....</b>	<b>6</b>
<b>1. CHARGES DE SERVICE PUBLIC DANS LES ZONES NON INTERCONNECTEES EN DEHORS DES SURCOUTS LIES AUX CONTRATS D'ACHAT DE L'ELECTRICITE ET CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX.....</b>	<b>6</b>
1.1 SURCOUTS DE PRODUCTION DANS LES ZONES NON INTERCONNECTEES .....	7
1.1.1 Surcoûts de production prévus par EDF pour 2019.....	7
1.1.1.1 Coûts de production .....	7
1.1.1.2 Recettes de production .....	9
1.1.1.3 Surcoûts de production .....	10
1.1.2 Surcoûts de production prévus par EDM pour 2019.....	10
1.1.2.1 Coûts de production .....	10
1.1.2.2 Recettes de production .....	11
1.1.2.3 Surcoûts de production .....	11
1.1.3 Surcoûts de production et d'achat d'énergie prévus par EEWf pour 2019 .....	11
1.1.3.1 Coûts supportés.....	12
1.1.3.2 Recettes .....	12
1.1.3.3 Surcoûts de production et d'achat .....	12
1.2 COUTS LIES AUX PROJETS DE STOCKAGE .....	13
1.3 COUTS LIES AUX ACTIONS DE MDE.....	13
<b>2. SURCOUTS LIES AUX CONTRATS D'ACHAT .....</b>	<b>13</b>
2.1 SURCOUTS D'ACHAT PREVISIONNELS POUR EDF EN METROPOLE CONTINENTALE AU TITRE DE 2019	14
2.1.1 Coûts liés aux contrats d'achat.....	14
2.1.1.1 Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels .....	14
2.1.1.2 Coût du contrôle des installations de cogénération, biomasse et biogaz.....	16
2.1.2 Coûts évités à EDF par les contrats d'achat .....	16
2.1.2.1 Coûts évités liés à l'énergie produite .....	16
2.1.2.1.1 Cas général.....	16
2.1.2.1.2 Coût évité par la production photovoltaïque .....	18
2.1.2.1.3 Cas particulier des installations bénéficiant d'un contrat horosaisonnalisé.....	18
2.1.2.1.4 Cas particulier des installations bénéficiant d'un contrat « appel modulable » .....	18
2.1.2.1.5 Prise en compte de l'imprévisibilité d'une partie de la production sous obligation d'achat.....	18
2.1.2.2 Coût évité lié aux certificats de capacité .....	19
2.1.2.3 Coût total évité à EDF par les contrats d'achat .....	20
2.1.3 Surcoûts liés aux contrats d'achat pour EDF en 2018.....	20
2.2 SURCOUTS D'ACHAT PREVISIONNELS POUR LES ENTREPRISES LOCALES DE DISTRIBUTION AU TITRE DE 2019	20
2.2.1 Coûts d'achat déclarés par les entreprises locales de distribution.....	20
2.2.2 Calcul des coûts évités liés à l'énergie produite.....	20
2.2.3 Calcul des coûts évités liés aux certificats de capacité.....	21
2.2.4 Surcoûts d'achat prévus par les entreprises locales de distribution au titre de 2019 .....	22
2.3 SURCOUTS D'ACHAT PREVISIONNELS POUR LES ORGANISMES AGREES .....	22
2.3.1 Coûts d'achat déclarés par les Organismes agréés .....	22

2.3.2	Coûts évités liés à l'énergie produite.....	22
2.3.1	Coûts évités liés aux certificats de capacité .....	22
2.3.2	Surcoûts d'achat prévus par les Organismes agréés au titre de 2018.....	23
2.4	<b>SURCOUTS D'ACHAT PREVISIONNELS POUR EDF DANS LES ZNI AU TITRE DE 2019 .....</b>	<b>23</b>
2.4.1	Coûts prévisionnels liés aux contrats d'achat.....	23
2.4.2	Coûts évités à EDF par les contrats d'achat .....	24
2.4.3	Surcoûts dus aux contrats d'achat supportés par EDF dans les ZNI .....	24
2.5	<b>SURCOUTS D'ACHAT PREVISIONNEL POUR EDM AU TITRE DE 2019 .....</b>	<b>24</b>
2.5.1	Coûts liés aux contrats d'achat à Mayotte .....	24
2.5.2	Coûts évités à EDM par les contrats d'achat à Mayotte.....	25
2.5.3	Surcoûts dus aux contrats d'achat supportés par EDM à Mayotte .....	25
2.6	<b>SURCOUTS D'ACHAT PREVUS PAR EEFW AU TITRE DE 2019.....</b>	<b>25</b>
<b>3.</b>	<b>CHARGES LIEES A LA REMUNERATION DE LA DISPONIBILITE DES COGENERATIONS DE PLUS DE 12 MW 25</b>	
<b>4.</b>	<b>COMPLEMENT DE REMUNERATION .....</b>	<b>25</b>
<b>5.</b>	<b>COÛTS LIES A LA CONCLUSION ET A LA GESTION DES CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLEMENT DE REMUNERATION EN METROPOLE CONTINENTALE .....</b>	<b>27</b>
<b>6.</b>	<b>BILAN DES CHARGES LIEES AUX CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLEMENT DE REMUNERATION EN METROPOLE CONTINENTALE AU TITRE DE 2019 .....</b>	<b>28</b>
<b>7.</b>	<b>CHARGES LIEES AUX CONTRATS D'EFFACEMENT.....</b>	<b>28</b>
7.1	CONTEXTE JURIDIQUE.....	28
7.2	MONTANT DES CHARGES PREVISIONNELLES AU TITRE DE 2019.....	29
<b>8.</b>	<b>CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX.....</b>	<b>29</b>
8.1	CHARGES LIEES AU « TARIF DE PREMIERE NECESSITE ».....	30
8.1.1	Pertes de recettes liées au TPN.....	30
8.1.2	Surcoûts de gestion .....	30
8.1.3	Services liés à la fourniture.....	30
8.1.4	Bilan des charges liées au TPN.....	30
8.2	CHARGES LIEES AU DISPOSITIF INSTITUTE EN FAVEUR DES PERSONNES EN SITUATION DE PRECARITE	30
8.3	CHARGES RELATIVES AUX SERVICES LIES A LA FOURNITURE DES BENEFICIAIRES DU CHEQUE ENERGIE	31
8.4	CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS D'AFFICHAGE DEPORTE.....	31
8.5	BILAN DES CHARGES PREVISIONNELLES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX PAR OPERATEUR.....	31
<b>B.</b>	<b>CHARGES DE SERVICE PUBLIC EN GAZ .....</b>	<b>31</b>
<b>1.</b>	<b>CHARGES LIEES AUX CONTRATS D'ACHATS DE BIOMETHANE.....</b>	<b>31</b>
<b>1.1</b>	<b>SURCOUTS D'ACHAT PREVISIONNELS AU TITRE DE 2019 .....</b>	<b>32</b>
1.1.1	Coûts d'achat .....	32
1.1.2	Coûts évités aux fournisseurs de gaz par les contrats d'achat.....	32
1.1.3	Surcoûts d'achat.....	33
<b>1.2</b>	<b>COÛTS PREVISIONNELS DE GESTION DES ACHETEURS DE BIOMETHANE POUR 2019 .....</b>	<b>33</b>
<b>1.3</b>	<b>VALORISATION PREVISIONNELLE DES GARANTIES D'ORIGINES 2019 .....</b>	<b>33</b>
<b>1.4</b>	<b>CHARGES PREVISIONNELLES AU TITRE DE 2019 .....</b>	<b>33</b>
<b>2.</b>	<b>CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX.....</b>	<b>34</b>
2.1	CHARGES LIEES AU TARIF SPECIAL DE SOLIDARITE .....	35

2.2	CHARGES RELATIVES AUX SERVICES LIES A LA FOURNITURE DES BENEFICIAIRES DU CHEQUE ENERGIE 36	
2.3	CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS D’AFFICHAGE DEPORTE.....	36
2.4	BILAN DES CHARGES PREVISIONNELLES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX PAR OPERATEUR.....	36
<b>C.</b>	<b>SYNTHESE.....</b>	<b>36</b>
<b>1.</b>	<b>CHARGES DE SERVICE PUBLIC PREVISIONNELLES AU TITRE DE 2019.....</b>	<b>36</b>
<b>2.</b>	<b>DETAIL DES CHARGES PREVISIONNELLES AU TITRE DE 2019 PAR LES OPERATEURS AUTRES QU’EDF, EDM, EEFW, RTE ET ACHETEURS DE DERNIER RECOURS.....</b>	<b>39</b>

## A. Charges de service public en électricité

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

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

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

Pour ce qui concerne les projets de MDE dans les ZNI, en application de la délibération du 10 juin 2015<sup>7</sup>, la CRE a adopté la distinction suivante entre les projets de MDE :

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

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

Les modalités d'appréciation des surcoûts liés aux « petites » actions de MDE ont été définies dans la délibération du 2 février 2017<sup>8</sup>. La définition de la compensation des petites actions de MDE est subordonnée à la constitution d'un comité MDE dans chaque ZNI et à l'élaboration d'un plan stratégique de déploiement des actions, appelé cadre territorial de compensation. La CRE a été saisie au premier semestre 2018 de ces cadres pour l'ensemble des ZNI concernées. Dans l'attente de la validation et de la mise œuvre de ceux-ci, et à l'instar du traitement adopté les années précédentes, les coûts de développement des « petites » actions de MDE développées dans les ZNI par les opérateurs historiques EDF SEI et EDM sont pris en compte pour le calcul de la compensation au travers des coûts commerciaux.

Les modalités d'appréciation des surcoûts liés aux projets d'ouvrages de stockage d'électricité ont été définies dans la délibération du 30 mars 2017<sup>9</sup>. Au 31 octobre 2017, la CRE a été saisie des premiers projets de stockage. La CRE délibérera sur le niveau de compensation attribué à chaque projet au cours de l'année 2018. Dans l'attente de connaître les projets qui se réaliseront, leurs coûts, et les surcoûts de production qu'ils permettent d'éviter – supérieurs aux charges de service public qu'ils induisent par construction du niveau de la compensation –, la CRE n'a pas retenu de charges ni d'économies liées au stockage pour l'année 2019. Ce poste de charge pourra être mis à jour l'année prochaine lors de l'exercice de reprévision pour 2019 une fois que les compensations auront été définies.

Pour ce qui concerne les coûts liés aux projets d'études, aucun opérateur n'a prévu de charges à ce titre.

<sup>7</sup> Délibération de la CRE du 10 juin 2015 portant communication relative à la méthodologie appliquée pour l'examen d'un projet d'infrastructure visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les ZNI

<sup>8</sup> Délibération de la CRE du 2 février 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen des petites actions visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les zones non interconnectées

<sup>9</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 mars 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées

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

## 1.1 Surcoûts de production dans les zones non interconnectées

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

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 2019 sur la base des éléments constatés au titre de 2017, 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 2019

#### 1.1.1.1 Coûts de production

Les coûts de production prévisionnels déclarés par EDF dans les ZNI s'élèvent, pour 2019, à **799,2 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 2017 et prévisionnels mis à jour pour 2018 dans le Tableau 2.

Tableau 1 : Coûts de production dans les ZNI prévus par EDF pour 2019

M€	Nature de coûts retenus	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2019 prév
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	43,0	38,2	48,8	44,9	1,5	10,7	1,4	188,7
	Personnel, charges externes et autres achats	34,9	22,4	33,1	43,8	19,1	5,4	1,7	160,3
	Impôts et taxes	12,7	11,4	7,5	22,0	14,4	0,1	0,1	68,1
	Coûts de commercialisation	21,4	19,6	17,6	17,4	22,8	0,2	0,1	99,1
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	4,0	1,4	4,3	3,0	0,1	0,5	0,0	13,3
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	39,1	13,7	14,1	35,5	17,4	6,5	0,2	126,5
	Amortissements	18,9	11,9	11,6	18,4	8,6	3,0	0,3	72,8
	Frais de structure, de siège et prestations externes	13,5	14,3	12,4	14,8	15,3	0,0	0,0	70,4
Coût total		187,5	132,9	149,5	199,8	99,2	26,4	3,9	799,2

#### Certificats d'économies d'énergie (CEE)

EDF est un acteur obligé du dispositif des CEE. Bien qu'EDF SEI – en tant que direction d'EDF – n'ait pas d'obligation en propre, la vente d'électricité en ZNI est responsable d'une fraction de l'obligation de CEE qui pèse sur le groupe EDF. Par ailleurs, la réalisation d'actions de maîtrise de la demande en électricité (MDE) en ZNI permet au fournisseur historique, EDF SEI, d'obtenir des CEE.

Jusqu'en 2017, le volume de certificats obtenu dans les ZNI était supérieur à la quote-part des obligations d'EDF Groupe engendrées par les consommations au périmètre d'EDF SEI. Les CEE permettant de remplir cette quote-part des obligations étaient laissés à EDF. Par ailleurs, pour tenir compte de la valeur des CEE, les coûts commerciaux exposés dans les charges de SPE étaient diminués de l'estimation du coût évité d'achat au marché du surplus de volume des CEE obtenu par rapport à l'obligation du périmètre d'EDF SEI.

Pour l'année 2019, malgré l'augmentation du nombre d'actions de MDE, EDF fait l'hypothèse que le volume de certificats obtenu dans les ZNI sera inférieur à la quote-part des obligations d'EDF groupe engendrées par les consommations au périmètre d'EDF SEI, et cela pour deux raisons :

- La quatrième période CEE entraîne pour EDF SEI un quasi doublement de l'obligation théorique (sur la base des consommations d'électricité dans les ZNI, l'obligation étant au niveau d'EDF) ;
- Pour certaines actions de MDE, le volume de CEE attribué a été fortement revu à la baisse en 2017 avec un effet sur les actions engagées à compter de 2018 et 2019.

Dans la mesure où EDF n'a pas présenté à la CRE sa gestion des CEE (cf. demande formulée à la section 1.1.1.1. de l'annexe 3), la CRE ne retient pas la prévision de déficit de CEE d'EDF SEI dans les ZNI, et donc ne retient pas la charge prévisionnelle liée à l'achat des CEE manquant pour remplir la quote-part des obligations d'EDF groupe au périmètre d'EDF SEI.

Comme affiché dans le Tableau 2, les coûts de production prévisionnels pour 2019 dans les ZNI sont en augmentation par rapport à 2017 (+ 78,7 M€) et ceux prévus pour 2018 (+ 10,3 M€).

**Tableau 2 : Evolution des coûts de production dans les ZNI prévus par EDF pour 2019 par rapport aux coûts constatés au titre de 2017 et prévisionnels mis à jour pour 2018**

M€	Nature de coûts retenus	2019 prév	2018 reprév	Evolution		2017	Evolution	
				en M€	en %		en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	188,7	199,4	-10,7	-5%	173,0	15,6	9%
	Personnel, charges externes et autres achats	160,3	155,6	4,7	3%	137,4	22,8	17%
	Impôts et taxes	68,1	67,1	1,0	1%	72,8	-4,6	-6%
	Coûts de commercialisation	99,1	84,1	14,9	18%	64,7	34,4	53%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	13,3	13,6	-0,3	-2%	7,4	5,9	80%
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	126,5	127,2	-0,6	-1%	127,4	-0,9	-1%
	Amortissements	72,8	72,4	0,3	0%	69,9	2,9	4%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	70,4	69,4	1,0	2%	67,8	2,6	4%
<b>Coût total</b>		<b>799,2</b>	<b>788,9</b>	<b>10,3</b>	<b>1%</b>	<b>720,4</b>	<b>78,7</b>	<b>11%</b>

### Evolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2017

L'augmentation des coûts prévisionnels en 2019 par rapport aux coûts constatés en 2017 (+ 11 %) s'explique par plusieurs facteurs.

La hausse des coûts de commercialisation de plus de 50 % par rapport à 2017 est due, d'une part, par la volonté forte des comités territoriaux de massifier le déploiement des « petites » actions de maîtrise de la demande d'électricité (MDE) dans les ZNI, et d'autre part, par l'absence de CEE excédentaires en 2019.

Les autres achats et charges externes prévisionnelles augmentent de l'inflation prévisionnelle et intègrent, par ailleurs, les coûts supplémentaires dus aux travaux de mise en sécurité des centrales en fin de vie et aux travaux de démantèlement des anciennes centrales thermiques d'EDF SEI remplacées par les centrales d'EDF Production Electrique Insulaire – EDF PEI<sup>10</sup> - à Jarry Nord en Guadeloupe, à Bellefontaine en Martinique, à Lucciana en Corse et au Port-Ouest à la Réunion.

L'augmentation des charges de combustible est due à la hausse des prix à terme observés sur le marché des matières premières. Cette hausse est en partie réduite par la mise à l'arrêt de certains moyens thermiques de production d'EDF dans les ZNI (déclassement en 2019 de deux TAC d'environ 20 MW chacune à la Réunion) et par une moindre sollicitation de la centrale du Vazzio en Corse (production ENR plus importante en 2019 qu'en 2017 en raison d'une meilleure hydraulité et de la mise en service d'installations photovoltaïques et de parcs éoliens).

En application de l'ordonnance n° 2012-827 du 28 juin 2012 relative au système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre pour la période 2013-2020, aucun quota n'est délivré gratuitement aux producteurs d'électricité. Par conséquent, EDF doit acheter des quotas de CO<sub>2</sub> pour couvrir l'ensemble de ses émissions. La valorisation prévisionnelle des quotas d'émission de CO<sub>2</sub> acquis sur le marché est réalisée par EDF à partir du prix à terme 2018 observé sur le marché boursier ICE<sup>11</sup> ECX EUA futures fin mars 2018, soit 13,38 €/tCO<sub>2</sub>. Ce prix représente plus du double du prix moyen en 2017 (6,43 €/tCO<sub>2</sub>), d'où l'augmentation des charges liées à l'acquisition des quotas d'émission de gaz à effet de serre.

### Evolution par rapport à la mise à jour des coûts prévisionnels pour 2018

Les coûts prévisionnels de production d'EDF dans les ZNI pour 2019 sont très proches de ceux mis à jour pour 2018 (+ 1 %) : la baisse des coûts d'achat des combustibles est compensée par la hausse des coûts de commercialisation, des charges externes et des autres achats.

La diminution des charges de combustibles est due à la baisse des prix à terme observés sur le marché de matières premières conjuguée à une hypothèse d'un recours légèrement moindre aux moyens thermiques de production d'EDF SEI dans les ZNI en raison du déploiement de moyens de production à partir d'énergies renouvelables, en particulier en Martinique (augmentation de la production éolienne, photovoltaïque, à partir de biogaz, et à partir de biomasse avec la mise en service de la centrale bagasse/biomasse Galion 2 courant 2018).

L'augmentation des coûts de commercialisation est due à deux hypothèses :

- L'augmentation du nombre d'actions de MDE déployées en 2019 et du niveau des primes. Les montants prévisionnels pour 2018 ont été construits à partir d'une interpolation entre les résultats constatés au titre de 2017 et les objectifs ambitieux pour 2019 des cadres territoriaux de compensation élaborés par les

<sup>10</sup> EDF PEI est une filiale à 100 % du groupe EDF.

<sup>11</sup> Intercontinental Exchange.



comités MDE de chaque territoire et en cours de finalisation. Les objectifs pour 2019 étant élevés par rapport au réalisé, les frais de commercialisation sont en forte croissance entre 2017 et 2019.

- L'absence de CEE excédentaires suite à la mise en place de la quatrième période de CEE et à la révision des fiches CEE de certaines actions de MDE.

EDF prévoit des dépenses dues 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 PEI plus élevées en 2019 qu'en 2018. Ces dépenses commenceront a priori à décroître à partir de 2020-2021.

### 1.1.1.2 Recettes de production

Les recettes de production prévisionnelles dans les ZNI pour 2019 s'élèvent à **218,3 M€**, réparties comme indiqué dans le Tableau 3.

Tableau 3 : Recettes de productions prévisionnelles par EDF dans les ZNI pour 2019

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2019 prév
Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité <sup>(1)</sup>	211,3	202,2	154,9	85,9	301,9	5,1	0,8	<b>962,2</b>
Recettes réseau	89,7	79,1	58,2	30,7	113,4	1,8	0,4	<b>373,3</b>
Recettes gestion de la clientèle	10,5	10,7	8,6	3,0	16,8	0,2	0,1	<b>49,8</b>
<b>Recettes brutes de production<sup>(2)</sup></b>	<b>111,0</b>	<b>112,4</b>	<b>88,2</b>	<b>52,1</b>	<b>171,7</b>	<b>3,1</b>	<b>0,4</b>	<b>539,1</b>
Part des recettes à considérer <sup>(3)</sup>	38,1	14,2	28,2	38,6	27,6	3,1	0,4	<b>150,2</b>
<b>Recettes de production totales<sup>(4)</sup></b>	<b>54,8</b>	<b>30,6</b>	<b>38,4</b>	<b>46,3</b>	<b>44,4</b>	<b>3,4</b>	<b>0,4</b>	<b>218,3</b>
Part production du tarif de vente <sup>(5)</sup> (€/MWh)	55,35	62,11	64,20	60,59	61,73	67,45	44,72	-

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

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

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

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

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

L'évolution des recettes de production prévisionnelles par rapport aux recettes constatées au titre de 2017 et à celles prévues pour 2018 est indiquée dans le Tableau 4.

Tableau 4 : Evolution des recettes de production dans les ZNI prévues par EDF pour 2019 par rapport aux recettes constatées au titre de 2017 et prévisionnelles mises à jour pour 2018

M€	2019 prév	2018 reprév	Evolution		2017	Evolution	
			en M€	en %		en M€	en %
Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité <sup>(1)</sup>	<b>962,2</b>	<b>933,2</b>	29,0	3%	<b>916,8</b>	45,4	5%
Recettes réseau	<b>373,3</b>	<b>358,5</b>	14,8	4%	<b>349,2</b>	24,1	7%
Recettes gestion de la clientèle	<b>49,8</b>	<b>49,0</b>	0,7	2%	<b>44,6</b>	5,2	12%
<b>Recettes brutes de production<sup>(2)</sup></b>	<b>539,1</b>	<b>525,6</b>	13,4	3%	<b>523,0</b>	16,1	3%
Part des recettes à considérer <sup>(3)</sup>	<b>150,2</b>	<b>153,7</b>	-3,6	-2%	<b>151,2</b>	-1,0	-1%
<b>Recettes de production totales<sup>(4)</sup></b>	<b>218,3</b>	<b>219,1</b>	-0,8	0%	<b>222,0</b>	-3,7	-2%

### Evolution par rapport aux recettes constatées au titre de 2017

La prévision des recettes de production est établie sur la base des recettes constatées en 2017 en prenant en compte les hypothèses suivantes :

- hausse moyenne de la consommation finale d'électricité dans les ZNI de 3,4 % entre 2017 et 2019. Les prévisions d'évolution de la consommation sont spécifiées par territoire. Ainsi malgré une hausse moyenne de la consommation, la Martinique pourrait connaître une baisse de la consommation ;
- baisse du taux de pertes moyen de 11,5 % en 2017 à 10,8 % 2019 ;
- augmentation moyenne tarifaire de + 2,4 % HT en 2019 par rapport aux tarifs en vigueur en 2017 ;
- augmentation moyenne des recettes d'acheminement de + 4,3 % HT en 2019 par rapport aux tarifs de réseau en vigueur en 2017 ;

- légère baisse de la part d'électricité injectée sur le réseau produite par EDF ;
- 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 2018

Le montant prévisionnel de recettes brutes de production pour 2019 est supérieur à celui prévu pour 2018 ce qui s'explique par la poursuite de la croissance de la consommation et l'évolution tarifaire considérée. Par contre, le taux de production d'EDF est en légère baisse entre 2018 et 2019.

#### 1.1.1.3 Surcoûts de production

Les coûts et les recettes de production prévisionnels retenus par la CRE s'élèvent respectivement à 799,2 M€ et 218,3 M€, le montant des surcoûts de production prévisionnels pour 2019 dans les ZNI est égal à **580,9 M€**. Leur décomposition par zone est présentée dans le Tableau 5.

Tableau 5 : Surcoûts de production prévus par EDF dans les ZNI pour 2019

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2019 prév
Coût de production	187,5	132,9	149,5	199,8	99,2	26,4	3,9	<b>799,2</b>
Recettes de production	54,8	30,6	38,4	46,3	44,4	3,4	0,4	<b>218,3</b>
<b>Surcoûts (M€)</b>	<b>132,7</b>	<b>102,3</b>	<b>111,2</b>	<b>153,5</b>	<b>54,8</b>	<b>23,0</b>	<b>3,4</b>	<b>580,9</b>

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

#### 1.1.2 Surcoûts de production prévus par EDM pour 2019

##### 1.1.2.1 Coûts de production

Les coûts de production prévisionnels déclarés par EDM s'élèvent, pour 2019, à **118,6 M€**, dont 58 % au titre des combustibles – hors taxes (69,1 M€). La décomposition par grands postes de coût et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2017 et prévisionnels mis à jour pour 2018 sont présentées dans le Tableau 6. Les coûts de production prévisionnels pour 2019 augmentent par rapport à ceux constatés pour 2017 (+ 13,1 M€) et à ceux prévus pour 2018 (+ 8,6 M€).

Tableau 6 : Evolution des coûts de production prévus par EDM pour 2019 par rapport aux coûts constatés au titre de 2017 et prévus pour 2018

M€	Nature de coûts retenus	2019 prév	2018 reprév	Evolution		2017	Evolution	
				en M€	en %		en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	<b>69,1</b>	62,3	6,8	11%	60,8	8,3	14%
	Personnel, charges externes et autres achats	<b>24,0</b>	23,8	0,2	1%	19,8	4,2	21%
	Impôts et taxes	<b>0,9</b>	0,9	0,0	3%	0,7	0,1	20%
	Coûts de commercialisation	<b>4,3</b>	2,8	1,4	50%	3,2	1,1	34%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	<b>1,7</b>	1,6	0,1	5%	1,3	0,4	32%
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	<b>11,9</b>	12,2	-0,3	-2%	13,0	-1,1	-9%
	Amortissements	<b>6,2</b>	5,9	0,3	5%	6,2	0,0	-1%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	<b>0,6</b>	0,6	0,0	2%	0,5	0,1	13%
<b>Coût total</b>	<b>118,6</b>	<b>110,0</b>	<b>8,6</b>	<b>8%</b>	<b>105,6</b>	<b>13,1</b>	<b>12%</b>	

#### Evolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2017

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 10,8 % par rapport à 2017 (+5,3 % par rapport à 2018).

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. EDM prévoit de surcroît, une hausse du prix de quotas de CO<sub>2</sub> en 2019 par rapport à 2017 et du coût unitaire des combustibles, en lien avec la hausse des prix à terme observés sur le marché des matières premières.

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 (+34 %). Lors de l'examen des coûts de commercialisation exposés par EDM au titre de 2017, 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 malgré les démarches entreprises. 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 2019, il est attendu qu'EDM obtienne et valorise des CEE au titre des actions de MDE qu'il déploie.

La hausse des coûts de production prévisionnels est également portée par l'augmentation des charges de personnel, charges externes et autres achats (+21 %). Cette évolution résulte notamment de la hausse des charges d'entretien et de réparation relatives aux centrales thermiques, liée à une programmation plus importantes de visites majeures en 2018 et 2019. EDM a également intégré dans ses prévisions un renforcement des effectifs et, à partir de 2018 des cotisations à l'URSSAF en lieu et place des cotisations à la Caisse de Sécurité Sociale de Mayotte dont le plafond et le taux de cotisations sont très inférieurs à ceux de l'URSSAF. Mayotte s'achemine en effet vers le droit commun et donc sur l'alignement des cotisations métropolitaines.

### Evolution par rapport aux coûts prévisionnels pour 2018

La variation entre les prévisions de coûts pour 2018 et 2019 s'explique principalement par le fait que les coûts d'exploitation augmentent en cohérence avec la croissance de la consommation (+ 5,3 %) et l'inflation.

#### 1.1.2.2 Recettes de production

Les recettes de production prévisionnelles pour 2019 s'élèvent pour EDM à **21 M€**, réparties comme indiqué dans le Tableau 7.

Tableau 7 : Evolution des recettes de production prévues par EDM pour 2019 par rapport aux recettes constatées au titre de 2017 et prévues pour 2018

en M€	2019 prév	2018 reprév	Evolution		2017	Evolution	
			en M€	en %		en M€	en %
(+) Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité	36,3	34,4	1,8	5%	32,0	4,3	13%
(+) Chiffre d'affaires théorique lié aux agents EDM	0,2	0,2	0,0	6%	0,2	0,0	5%
<b>Chiffre d'affaires total à considérer</b>	<b>36,5</b>	<b>34,6</b>	<b>1,8</b>	<b>5%</b>	<b>32,2</b>	<b>4,3</b>	<b>13%</b>
(-) Recettes de distribution	14,5	13,6	0,9	7%	12,7	1,8	14%
(-) Recettes de gestion clientèle	1,6	1,7	-0,1	-4%	1,5	0,1	7%
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	2,2	2,1	0,1	5%	2,0	0,2	12%
<b>Recettes brutes de production</b>	<b>22,7</b>	<b>21,6</b>	<b>1,1</b>	<b>5%</b>	<b>20,0</b>	<b>2,7</b>	<b>13%</b>
<b>Recettes de production totales <sup>(1)</sup></b>	<b>21,0</b>	<b>20,3</b>	<b>0,7</b>	<b>3%</b>	<b>19,0</b>	<b>1,9</b>	<b>10%</b>
<b>Part production du tarif de vente (€/MWh)</b>	<b>60,10</b>	<b>60,18</b>	<b>-0,1</b>	<b>0%</b>	<b>58,79</b>	<b>1,3</b>	<b>2%</b>

<sup>(1)</sup> 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 2017

Le chiffre d'affaires suit l'évolution des ventes d'énergie en cohérence avec les hypothèses de croissance de la consommation (+5,3 %) et prenant en compte une hausse de 1 % du tarif au 1<sup>er</sup> août 2018 ainsi qu'au 1<sup>er</sup> août 2019, 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 2018

Le chiffre d'affaires pour 2019 est supérieur à celui prévu pour 2018 d'environ 5 % ce qui s'explique par la poursuite de la croissance de la consommation et les évolutions tarifaires considérées.

#### 1.1.2.3 Surcoûts de production

Les coûts et les recettes de production prévisionnels retenus par la CRE s'élevant respectivement à 118,6 M€ et 21 M€, le montant des surcoûts de production prévisionnels pour 2019 est évalué pour EDM à **97,7M€**. 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 2019

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, depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2016, de la péréquation tarifaire.

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 vigueur en métropole étend notamment la péréquation tarifaire :

- à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2019 pour les 300 premiers kilowattheures consommés par mois par abonné ;
- à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2019 pour les 500 premiers kilowattheures consommés par mois par abonné.

Au-delà des volumes précités qui délimitent le périmètre péréqué pour 2019, les prix de l'énergie restent fixés par le cahier des charges de concession, et ce jusqu'au 1<sup>er</sup> janvier 2020. Par conséquent, le calcul des charges de service public de l'énergie supportées par EEFW se limite aux kWh péréqués, dont le volume croît de 50 % entre 2018 et 2019, et de 128 % entre 2017 et 2019, pour représenter 54,3 % du volume d'électricité vendu en 2019, contre 36,6 % en 2018 et 24,6 % en 2017.

### 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 2019, à **5,86 M€**, dont 42 % au titre des combustibles – hors taxes (2,45 M€). La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 8.

Tableau 8 : Evolution des coûts prévus par EEFW pour 2019 par rapport aux coûts prévisionnels pour 2018 et constatés pour 2017

M€	Nature de coûts déclarés	2019 prév	2018 reprév	Evolution		2017	Evolution	
				en M€	en %		en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	2,45	1,57	0,88	56%	0,99	1,46	148%
	Personnel, charges externes et autres achats	1,96	1,28	0,68	54%	0,85	1,11	132%
	Coûts de commercialisation	-	-	-	-	-	-	-
	Coûts d'acquisition des quotas de CO2	-	-	-	-	-	-	-
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	0,20	0,14	0,06	41%	0,08	0,12	146%
	Amortissements	0,52	0,33	0,18	55%	0,22	0,30	133%
	Fonctions support	0,72	0,47	0,25	52%	0,29	0,43	150%
<b>Coût total hors achat d'énergie</b>		<b>5,85</b>	<b>3,79</b>	2,06	54%	2,42	3,42	141%
<b>Coût achat d'énergie</b>		<b>0,02</b>	<b>0,010</b>	0,00	48%	0,007	0,01	121%
<b>Coût total</b>		<b>5,86</b>	<b>3,80</b>	2,06	54%	2,43	3,43	141%

### Evolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2017 et prévus pour 2018

Le facteur principal d'augmentation des différents postes de coûts entre 2017 et 2019 est l'accroissement du volume de kWh péréqués au cours des années 2018 et 2019.

### 1.1.3.2 Recettes

Les recettes prévisionnelles pour 2019 s'élèvent pour EEFW à **1,46 M€**. Elles augmentent de 0,49 M€ par rapport à 2018 (+ 50 %), et de 0,82 M€ par rapport à 2017 (+127 %), 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 5,86 M€ et 1,46 M€, le montant des surcoûts de production et d'achat d'énergie prévisionnels au titre de l'année 2019 est évalué à **4,40 M€** pour EEFW. Ce surcoût relève du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

## 1.2 Coûts liés aux projets de stockage

La délibération de la CRE du 30 mars 2017<sup>12</sup> a défini les modalités de compensation des projets d'ouvrage de stockage d'électricité dans les ZNI pilotés par le gestionnaire de réseau. Au 31 octobre 2017, la CRE a été saisie des premiers projets de stockage. La CRE délibérera sur le niveau de compensation attribué à chaque projet au cours de l'année 2018. Les premiers dispositifs de stockage devraient être mis en service au cours de l'année 2019.

Dans l'attente de connaître les projets qui se réaliseront, leurs coûts, et les surcoûts de production qu'ils permettent d'éviter – supérieurs aux charges de service public qu'ils induisent, par construction du niveau de la compensation –, la CRE n'a pas retenu de charges ni d'économies liées au stockage pour l'année 2019. Ce poste de charge pourra être mis à jour en 2019 lors de l'exercice de reprévision au titre de 2019 une fois que les compensations auront été définies.

## 1.3 Coûts liés aux actions de MDE

La délibération de la CRE du 2 février 2017<sup>13</sup> a défini les modalités de compensation des « petites » actions de MDE qui regroupent la distribution et l'installation d'équipements énergétiquement performants chez les particuliers et dans les entreprises. Dans chaque territoire, un comité territorial consacré à la MDE a été mis en place, réunissant notamment les collectivités, l'ADEME, l'opérateur historique et les services de l'État (DEAL – direction de l'environnement, de l'aménagement et du logement). Ces comités ont élaboré des plans stratégiques de déploiement des actions, appelés cadres territoriaux de compensation, permettant d'apporter à la CRE des éléments d'analyse sur les orientations politiques de chaque territoire, les surcoûts de production évités par chacune des actions envisagées et le niveau de subvention optimal. L'instruction de ces cadres de compensation par la CRE s'effectuera au deuxième semestre 2018. La mise en œuvre des contrats avec les distributeurs et installateurs permettant la massification des petites actions de MDE devrait avoir lieu au début de l'année 2019.

Dans l'attente de la validation et de la mise œuvre de ces cadres de compensation, et à l'instar du traitement adopté les années précédentes, les coûts de déploiement 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. Cependant les prévisions 2019 de consommation et de charges et produits relatifs à la MDE se fondent sur les données des cadres de compensation en cours de finalisation par les Comités.

Les hypothèses de déploiement des « petites » actions de MDE, de surcoûts de production que permettent d'éviter ces actions et de charges engendrées pourront être mises à jours en 2019 lors de l'exercice de reprévision au titre de 2019 une fois les cadres de compensation approuvés par la CRE.

## 2. SURCOUTS LIES AUX CONTRATS D'ACHAT

### Contrats d'achat éligibles à la compensation

Les surcoûts d'achat prévus pour 2019, en métropole continentale et dans les ZNI, sont dus aux contrats d'achat suivants :

- les contrats relevant de l'obligation d'achat (article L. 314-1 du code l'énergie) ;
- les contrats d'achat conclus à l'issue d'appels d'offres (1° de l'article L. 311-12 du code précité) ;
- les contrats conclus ou négociés avant le 11 février 2000 (article L. 121-27 du code précité) ;
- les contrats conclus dans les ZNI avec des producteurs indépendants en dehors du cadre des articles L. 314-1, L. 311-12 et L. 121-27 du code précité (2° du I de l'article R. 121-28 du code précité), dits contrats de gré-à-gré ;
- les contrats de type « appel modulable » concernant des installations dites « dispatchables ».

### 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 :

<sup>12</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 mars 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées

<sup>13</sup> Délibération de la CRE du 2 février 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen des petites actions visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les zones non interconnectées

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

### Coût évité lié aux certificats de capacité

En métropole continentale, le coût évité comprend en outre une part « capacité ». En effet, le mécanisme de capacité étant entré en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2017, la valeur des certificats de capacité liés à ces installations s'ajoute au coût évité par l'acquisition de l'énergie. 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 entreprises locales de distribution (ELD) et les Organismes agréés, et, dans les ZNI, pour EDF, EDM et EEWF. L'éventuel Acheteur en dernier recours mentionné à l'article L. 314-26 du code de l'énergie est également concerné par des dispositions de calcul de surcoût liés aux contrats d'achat. Cependant, il n'a pas été désigné à ce jour et ne fait donc l'objet d'aucune section au sein de cette annexe.

## **2.1 Surcoûts d'achat prévisionnels pour EDF en métropole continentale au titre de 2019**

### **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 2019 est établie à partir des montants retenus au titre de 2017 et des évolutions prévues en 2018 et 2019, 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 2018 et 2019 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 de l'arrêté du 3 novembre 2016) mais également à l'arrivée à échéance de près de 100 MW de contrats d'achat. EDF retient une hypothèse de mise en service de nouvelles installations pour l'hiver 2018-2019 à hauteur de 150 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 161 €/MWh en 2019, soit une hausse de 12 % par rapport au coût moyen constaté en 2017, notamment en raison de l'augmentation du niveau de la TICGN et des prix du gaz et du CO<sub>2</sub>.

La filière diesels « dispatchables » est en extinction progressive, sa puissance installée future est ainsi précisément connue et s'élève à hauteur de 3 MW en moyenne en 2019.

Pour l'hydraulique, EDF retient une hypothèse de développement du parc d'environ 30 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 par la mise en service 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 2017. Le tarif d'achat prévisionnel moyen est de 76,3 €/MWh.

Pour la filière éolienne, EDF retient une hypothèse de développement du parc installé de 180 MW par mois en 2018 et 160 MW par mois en 2019 (dont environ la moitié sous obligation d'achat et la moitié sous Complément de Rémunération en 2018 et seulement 10 % sous obligation d'achat en 2019). EDF fait l'hypothèse que la durée moyenne de fonctionnement des parcs éoliens est de 2 078 heures. Le tarif d'achat prévisionnel moyen est de 89,4 €/MWh, en hausse de 1,4 % par rapport à 2017, principalement sous l'effet de l'indexation.

EDF prévoit un développement en guichet ouvert de la filière photovoltaïque sous obligation d'achat à hauteur d'environ 330 MW en 2018 et en 2019, cette croissance repose en 2018 sur les arrêtés tarifaires 2011 et 2017, puis, en 2019, uniquement sur ce dernier. EDF prévoit de plus une croissance du parc d'environ 400 MW et 600 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 294 €/MWh en 2019, en baisse par rapport au prix moyen constaté en 2017 (326 €/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 38 MW en 2018 et de 12 MW en 2019. Ces baisses résultent de l'arrivée à échéance de contrats d'obligation d'achat, en partie contrebalancées par la mise en service de nouvelles installations (3 MW en 2019). La durée de fonctionnement retenue est de 5 520 heures, et le tarif moyen d'achat est de 57,8 €/MWh.

Pour la filière biogaz, EDF fait l'hypothèse que 30 MW de nouvelles installations seront mises en services en 2018 avec les dispositions du régime tarifaire de l'arrêté du 19 mai 2011 et que 30 MW puis 10 MW le seront respectivement en 2018 et 2019 sous le régime tarifaire du 13 décembre 2016. Le coût d'achat unitaire moyen pour la filière est estimé à 156 €/MWh, en hausse de 6 % par rapport au coût d'achat unitaire constaté en 2017.

Pour la filière biomasse sous obligation d'achat, EDF considère que trois installations lauréates des appels d'offres 2009 et 2010 entreront en service à hauteur d'un total de 170 MW au cours de l'année 2018 mais qu'aucune ne sera mise en service en 2019. Le coût unitaire d'achat pour la filière en 2019 est de 140,6 €/MWh.

EDF retient une hypothèse relative à l'achat des surplus des entreprises locales de distribution (contrats RS41), à hauteur de 182 GWh pour un coût d'achat de 16,9 M€.

## Prévisions

Les quantités d'électricité et coûts d'achat prévus par EDF en métropole continentale au titre de l'année 2019 sont présentés dans le Tableau 9.

La prévision pour 2019 réalisée par EDF aboutit à un total de **57,5 TWh** pour un coût d'achat de **7 825,7 M€**.

**Tableau 9 : Quantités d'électricité et coûts d'achat prévus par EDF pour 2019**

	Cogénération (combustible fossile)	Cogénération (combustible fossile) dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres(*)	TOTAL
Janvier	1 564,1	0,0	0,0	560,4	3 190,2	145,2	200,0	265,8	305,8	12,7	6 244,1
Février	1 367,7	0,0	0,0	547,8	2 653,2	126,4	176,8	246,5	471,4	22,7	5 612,6
Mars	1 424,0	0,0	0,0	626,6	2 638,2	144,6	199,6	274,1	795,3	27,0	6 129,6
Avril	0,0	0,0	0,0	656,0	2 262,4	116,6	187,0	266,5	1 002,7	10,0	4 501,2
Mai	0,0	0,0	0,0	697,0	1 909,2	127,6	192,6	279,8	1 178,4	18,5	4 403,1
Juin	0,0	0,0	0,0	567,9	1 611,7	118,0	187,7	251,7	1 241,5	21,8	4 000,3
Juillet	0,0	0,0	0,0	402,1	1 579,8	140,4	196,8	292,7	1 287,7	21,9	3 921,4
Août	0,0	0,0	0,0	295,2	1 542,8	133,7	196,4	287,4	1 172,2	18,2	3 645,9
Septembre	0,0	0,0	0,0	266,8	1 850,4	124,0	189,9	276,8	936,4	21,6	3 665,9
Octobre	0,0	0,0	0,0	344,1	2 415,5	104,0	205,4	265,1	678,2	21,5	4 033,9
Novembre	1 241,7	0,0	0,0	392,6	2 727,9	135,0	195,7	283,1	378,8	20,2	5 375,1
Décembre	1 418,3	0,0	0,0	508,8	3 146,1	139,0	206,1	274,9	260,8	27,3	5 981,2
<b>Quantités (GWh)</b>	<b>7 015,8</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>5 865,3</b>	<b>27 527,5</b>	<b>1 554,5</b>	<b>2 334,0</b>	<b>3 264,4</b>	<b>9 709,3</b>	<b>243,4</b>	<b>57 514,2</b>
Quantités retenues en 2017 (GWh)	1 871,8	4 192,4	0,3	4 517,3	22 687,1	2 040,6	1 915,6	2 360,5	8 403,7	30,1	48 019,4
<b>Coût d'achat (M€)</b>	<b>1 126,6</b>	<b>0,0</b>	<b>0,2</b>	<b>447,7</b>	<b>2 460,8</b>	<b>89,9</b>	<b>363,7</b>	<b>459,1</b>	<b>2 856,6</b>	<b>21,1</b>	<b>7 825,7</b>
Coût d'achat retenu en 2017 (M€)	249,8	618,7	2,3	352,6	2 000,1	114,8	281,8	326,5	2 737,2	2,2	6 685,9
<b>Coût d'achat unitaire (€/MWh)</b>	<b>160,6</b>	<b>-</b>	<b>30 557,6</b>	<b>76,3</b>	<b>89,4</b>	<b>57,8</b>	<b>155,8</b>	<b>140,6</b>	<b>294,2</b>	<b>86,9</b>	<b>136,1</b>
Coût d'achat unitaire en 2017 (€/MWh)	133,5	147,6	7 191,2	78,1	86,2	56,3	147,1	136,3	325,7	71,5	139,2

\* Autres = petites installations, gaz de mines, surplus des ELD (RS41)

EDF ne prévoit pas d'appel pour les installations de cogénération en mode « dispatchable » et la filière cogénération représente 13 % des coûts d'achat prévus pour 2019.

La production de la filière éolienne est en augmentation de 21 % par rapport à 2017 en raison du développement important anticipé de la puissance installée. Les coûts d'achat pour la filière éolienne représentent 31 % du total prévu pour 2019.

La croissance significative de la filière biomasse, qui connaît une augmentation des volumes produits de 38 % par rapport à 2017 résulte 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 16 % par rapport à 2017, 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.

La progression de la production issue de la filière hydraulique par rapport à 2017 (+30 %) s'explique notamment par les conditions météorologiques défavorables observées en 2017.

### 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 2019, le montant prévu est identique à celui constaté en 2017, 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 2014<sup>14</sup>, du 25 mai 2016<sup>15</sup> et du 22 juin 2017<sup>16</sup>. Dans le cas général des filières sous obligation d'achat, le coût évité à EDF distingue le coût évité par la production quasi-certaine et celui évité par la production dite aléatoire. Des méthodologies d'évaluation particulières sont prévues pour les filières photovoltaïque, les filières dispatchables et les contrats dont la rémunération est horosaisonnalisée. Le coût évité de celles-ci est présenté dans les sections A.2.1.2.1.2 à A.2.1.2.1.5.

Le coût évité par la production quasi-certaine est calculé 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 2019, 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 2019, le coût évité pour l'énergie produite s'élève ainsi à **2 094,6 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 2019<sup>17</sup> est indiquée dans le Tableau 10.

Tableau 10 : Puissance quasi-certaine retenue pour 2019

	Puissance quasi-certaine (MW)
Ruban de base	1 400
Surplus de production Q1 <sup>18</sup>	2 200
Surplus de production M11	2 100
Surplus de production M12	2 100

En application de la délibération n° 2017-156 du 22 juin 2017, le coût évité pour les produits des blocs correspondant à la production quasi-certaine est calculé en fonction :

- des cotations EEX pour les périodes de cotations antérieures au 1<sup>er</sup> juillet 2017 (date d'entrée en vigueur de la disposition liée à la valorisation des blocs de puissance quasi-certaine de la délibération citée ci-dessus) ;

<sup>14</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 16 décembre 2014 portant communication relative à l'évolution de la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale.

<sup>15</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 25 mai 2016 portant communication relative à l'évolution de la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale.

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

<sup>17</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 décembre 2017 relative aux valeurs de la puissance équivalente quasi-certaine nécessaires pour le calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale.

<sup>18</sup> Premier trimestre.



- des ventes effectivement réalisées le cas échéant par EDF depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2017 ;
- de la moyenne des cotations EEX constatées entre le 15 et le 31 mai 2018.

Le coût évité du produit « ruban » est ainsi obtenu à partir des cotations EEX observées entre le 1<sup>er</sup> janvier 2017 et le 1<sup>er</sup> juillet 2017, des ventes réalisées par EDF entre le 1<sup>er</sup> juillet 2017 et le 30 avril 2018 et des cotations EEX observées entre le 15 et le 31 mai 2018 pour les volumes qui n'étaient pas encore vendus au 30 avril. Le coût évité du produit « Q1 » a été obtenu à partir des ventes réalisées par EDF entre le 1<sup>er</sup> janvier 2018 et le 30 avril 2018 et les cotations EEX observées entre le 15 et le 31 mai 2018. 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 finalement retenues pour chaque bloc de puissance quasi-certaine sont indiquées dans le tableau 11.

Tableau 11 : Prix de marché retenus pour 2019, en €/MWh

Ruban	Q1	M11	M12
41,05	56,50	51,55	49,30

Ainsi, le coût évité par la production quasi-certaine, correspondant pour 2019 à 20,1 TWh, est de **926,9 M€**.

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

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

Tableau 12 : Prix de marché mensuels pour la part aléatoire pour 2019, en €/MWh

Mois	Référence mensuelle
Janvier	61,45
Février	61,24
Mars	55,20
Avril	40,28
Mai	35,63
Juin	37,99
Juillet	41,14
Août	36,86
Septembre	44,08
Octobre	50,28
Novembre	51,55
Décembre	49,30

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 2019 à **1 167,7 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 2019 (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	61,45	1 430,5	46,7	1 672,4	166,0
Février	61,24	1 286,2	52,7	1 282,4	146,3
Mars	55,20	1 359,9	41,2	1 120,5	121,3
Avril	40,28	731,9	38,1	1 574,9	89,6
Mai	35,63	789,1	33,2	1 198,9	67,9

Juin	37,99	667,5	35,0	924,3	57,7
Juillet	41,14	610,0	36,7	869,5	57,0
Août	36,86	517,0	34,0	832,4	47,3
Septembre	44,08	483,8	40,4	1 163,0	68,3
Octobre	50,28	512,5	47,1	1 705,2	106,1
Novembre	51,55	1 123,5	43,9	1 242,9	112,5
Décembre	49,30	1 382,2	37,4	1 591,8	127,8
<b>Total 2019</b>	<b>47,1</b>	<b>10 894</b>	<b>40,5</b>	<b>15 178</b>	<b>1 167,7</b>

#### 2.1.2.1.2 Coût évité par la production photovoltaïque

Le calcul du coût évité par les installations photovoltaïques fait l'objet d'un traitement particulier. À la suite des préconisations inscrites dans le rapport Charpin-Trink issu de la concertation post-moratoire avec les acteurs de la filière, la CRE a mis en place une nouvelle méthode de calcul des coûts évités pour l'acheteur obligé, qui tient compte du profil de production de la filière.

La référence de coût évité pour la prévision 2019 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 mensuels issus de la valorisation de la production sous obligation d'achat dans le périmètre d'EDF. 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 2019 est de **455,6 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 2019, 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 2019 a varié, par MWh, par rapport à 2017, dans la même proportion que le prix de marché moyen pondéré entre 2017 et 2019. Le coût évité est ainsi estimé à **83,3 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 3 MW, en moyenne sur 2019 (4 MW seront en service en début d'année mais leur contrat prendra fin à compter du mois de novembre 2019). Leur production prévisionnelle s'élève à 0,01 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 0,02 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 2017 et 2019). Sur cette base, le coût évité « énergie » par les installations « dispatchables » est évalué à 0,001 M€. Le coût évité total est donc de **0,02 M€**.

#### 2.1.2.1.5 Prise en compte de l'imprévisibilité d'une partie de la production sous obligation d'achat

À la suite de la délibération de la CRE du 16 décembre 2014 portant communication relative à l'évolution de la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale, EDF a procédé à la création d'un périmètre d'équilibre dédié à l'obligation d'achat, au sein duquel les installations sous

obligation d'achat ont été basculées au 1<sup>er</sup> juillet 2015. En conséquence, l'évaluation des charges constatées en tient compte à compter de cette date.

EDF a estimé le coût résultant pour l'année 2019 à **17,2 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 2019.

### 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 2019, les enchères tenues par EPEX Spot porteront sur les Années de Livraison AL 2018, AL 2019, AL 2020, AL 2021, AL 2022 et AL 2023.

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

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 2019 pour les différentes Années de Livraisons qui y seront traitées :

	AL 2018	AL 2019	AL 2020	AL 2021	AL 2022	AL 2023
<b>Vente totale prévisionnelle de certificats de capacité en 2019 (MW)</b>	350,6	70,0	3 067,6	2 184,9	1 374,0	1 239,4

Ces volumes prennent en compte les « contraintes d'offres »<sup>19</sup> 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 2018 et 2019. Pour ces Années de Livraison, la certification des installations a déjà eu lieu et les puissances installées correspondantes font l'objet de prévisions détaillées par EDF dans le cadre des charges prévisionnelles 2018 et 2019.

En application de la délibération de la CRE du 22 juin 2017, la valorisation des certificats de capacité pour les années de Livraison 2018 et 2019 est effectuée au prix moyen résultant des enchères qui se sont déjà tenues pour ces Années de Livraison (respectivement 9 353,5 €/MW et 16 580,2 €/MW) et en l'absence à date de la tenue d'enchères pour les Années de Livraison 2020, 2021, 2022 et 2023, les volumes correspondants sont valorisés à la moyenne des prix des enchères qui ont eu lieu pour l'Année de Livraison 2019, soit 16 580,2 €/MW.

Le coût évité total prévisionnel retenu pour EDF au titre de l'année 2019 est de **134,9 M€** répartis de la manière suivante : 86,7 M€ pour le budget et 48,1 M€ pour le CAS.

	Budget	CAS						Total
	Cogénération	Eolien	Hydraulique	Biogaz	Biomasse	Incinération	Solaire	
<b>Coût évité prévisionnel 2019 liés aux certificats de capacité (M€)</b>	48,1	47,8	16,6	5,2	6,7	3,8	6,7	134,9

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

### 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 2019 est évalué à **2 751,2 M€** (926,9 M€ de coût évité par la production quasi-certaine + 1 167,7 M€ de coût évité par la production aléatoire + 455,6 M€ de coût évité par les contrats photovoltaïques + 83,3 M€ de coût évité horosaisonnalisé + 0,02 M€ de coût évité par les installations « dispatchables » + 134,9 M€ de coût évité liés aux certificats de capacité – 17,2 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 2019 s'élèvent à **5 074,7 M€** en métropole continentale (7 825,7 M€ de coût d'achat + 0,2 M€ de coût de contrôle des cogénérations – 2 751,2 M€ de coût évité).

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 4 373,4 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 701,3 M€ au titre des charges relevant du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

## 2.2 Surcoûts d'achat prévisionnels pour les entreprises locales de distribution au titre de 2019

### 2.2.1 Coûts d'achat déclarés par les entreprises locales de distribution

118 entreprises locales de distribution ont déclaré des prévisions de charges au titre des contrats d'achat pour l'année 2019. Parmi elles, cinq 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 3,2 TWh et à **421,0 M€** au titre de 2019.

### 2.2.2 Calcul des coûts évités liés 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 entreprises locales de distribution ont donc déclaré dans quel périmètre a été injectée l'électricité issue des contrats d'obligation d'achat, pour indiquer à la CRE si cette électricité se substitue à de l'énergie achetée au prix de marché ou au tarif de cession. La CRE a procédé à des interrogations complémentaires lorsque des incertitudes demeuraient.

L'entrée en vigueur du mécanisme de capacité au 1<sup>er</sup> janvier 2017 a rendu possible la modification des modes d'approvisionnement des entreprises locales de distribution. Afin de bénéficier des certificats de capacité liés aux tarifs de cession, les entreprises locales de distribution peuvent décider d'approvisionner leurs clients aux tarifs réglementés 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 entreprises locales de distribution 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'opérateur 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 entreprises locales de distribution 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 réglementés de vente, le coût évité énergie correspondant est calculé uniquement en référence aux tarifs de cession. Enfin, pour les entreprises locales de distribution qui envisagent une gestion de l'électricité produite sous obligation d'achat reposant sur les deux principes exposés ci-dessus, le coût évité énergie est calculé de manière différenciée, par rapport aux tarifs de cession ou par rapport aux prix de marché, selon l'utilisation que l'opérateur 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 2019

Mois	Prix mensuel	Prix pondéré éolien	Prix pondéré photovoltaïque
	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)
Janvier	61,45	57,52	67,53
Février	61,24	58,09	63,65
Mars	55,20	52,06	54,77
Avril	40,28	39,32	40,30
Mai	35,63	34,05	36,96
Juin	37,99	35,79	41,27
Juillet	41,14	38,64	44,97
Août	36,86	35,47	38,84
Septembre	44,08	42,01	47,71
Octobre	50,28	47,47	53,32
Novembre	51,55	48,27	54,23
Décembre	49,30	44,38	53,46

Parmi les entreprises locales de distribution ayant déclaré des charges prévisionnelles, 90 ont injecté la totalité de l'énergie issue des contrats dans le périmètre de vente aux tarifs réglementés de vente, et leur coût évité énergie est donc calculé uniquement en référence aux tarifs de cession. Les autres ont choisi de vendre l'intégralité de l'électricité issue de l'obligation d'achat sur les marchés de gros ou ont un mode d'approvisionnement conduisant à tenir compte à la fois des tarifs de cession et des prix de marché spot.

Au total le coût évité prévisionnel lié à l'énergie produite est évalué à **153,0 M€**.

### 2.2.3 Calcul des coûts évités liés aux certificats de capacité

Pour la valorisation des certificats de capacité, la méthodologie rappelée à la section A.2.1.2.2 est appliquée aux entreprises locales de distribution, avec une différenciation selon le volume total de certificats de capacité dont elles disposent.

Pour les opérateurs disposant d'un volume total de certificats de capacité inférieur à 20 MW, le calcul du coût évité au titre de 2019 prend en compte la valorisation des certificats de l'Année de Livraison 2020, et éventuellement de certificats des Années de Livraison précédentes si des rééquilibrages ont été déclarés. Pour l'Année de Livraison 2020, l'intégralité des volumes donne donc lieu à une valorisation en 2019.

Pour les opérateurs 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 2019 pour les Années de Livraison 2020 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 2019 par rapport au nombre total d'enchères pour cette Année de Livraison.

	AL 2018	AL 2019	AL 2020	AL 2021	AL 2022	AL 2023
Volume de certificats pouvant être valorisés (MW)	10,9	10,5	260,1	88,6	65,2	17,1

Au total, 452,4 MW de certificats de capacité ont été pris en compte.

En application de la délibération de la CRE du 22 juin 2017, les volumes de certificats pour les Années de Livraison 2018 et 2019 sont valorisés, pour le calcul du coût évité prévisionnel, à la moyenne des prix des enchères qui ont eu lieu pour ces enchères, soit 9 354 €/MW pour l'Année de Livraison 2018 et 16 580 €/MW pour l'Année de Livraison 2019. En l'absence à date de la tenue d'enchères pour les Années de Livraison 2020, 2021, 2022 et 2023, 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 2019, soit 16 580 €/MW.

Le coût évité lié aux certificats de capacité est évalué à **7,4 M€** pour 2019.

## 2.2.4 Surcoûts d'achat prévus par les entreprises locales de distribution au titre de 2019

Le surcoût total prévisionnel dû aux contrats d'achat en 2019 s'élève à **260,6 M€** (421,0 M€ - 153,0 M€ - 7,4 M€), soit une augmentation de 33,1 M€ par rapport aux charges constatées au titre de l'année 2017 (+ 15 %). Cette progression est due à l'augmentation des quantités achetées (+ 39 %, soit + 0,9 TWh) portant principalement sur cinq filières :

- une production éolienne estimée à 1 855 GWh en 2019 pour un surcoût évalué à 67,7 M€ (respectivement 1 274 GWh et 51,1 M€ en 2017) ;
- une production des installations fonctionnant à partir de la biomasse estimée à 235 GWh en 2019 et un surcoût évalué à 23,9 M€ (respectivement 161 GWh et 17,2 M€ en 2017) ;
- une production des cogénérations estimée à 233 GWh en 2019 et un surcoût évalué à 15,3 M€ (respectivement 138 GWh et 10,2 M€ en 2017) ;
- une production des installations fonctionnant à partir du biogaz estimée à 131 GWh en 2019 et un surcoût évalué à 14,9 M€ (respectivement 108 GWh et 11,9 M€ en 2017) ;
- une production des installations hydroélectriques estimée à 268 GWh en 2019 et un surcoût évalué à 8,3 M€ (respectivement 203 GWh et 6,1 M€ en 2017).

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

- 245,3 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 15,3 M€ au titre des charges relevant du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par entreprises locales de distribution sont indiqués dans le Tableau 30.

## 2.3 Surcoûts d'achat prévisionnels pour les Organismes agréés

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

Cinq 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 343,8 GWh et à **38,2 M€** au titre de 2019.

### 2.3.2 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 **16,0 M€**.

### 2.3.1 Coûts évités liés aux certificats de capacité

Pour la valorisation des certificats de capacité, la méthodologie rappelée à la section A.2.2.3 est appliquée aux Organismes agréés.

Ils ont déclaré à la CRE les volumes de capacités anticipés et pouvant être valorisés pendant l'année 2019. Au total, 33,4 MW de certificats de capacité ont été pris en compte.

En application de la délibération de la CRE du 22 juin 2017, les volumes de certificats pour les Années de Livraison 2018 et 2019 sont valorisés, pour le calcul du coût évité prévisionnel, à la moyenne des prix des enchères qui ont eu lieu pour ces enchères, soit 9 354 €/MW pour l'Année de Livraison 2018 et 16 580 €/MW pour l'Année de Livraison 2019. En l'absence à date de la tenue d'enchères pour les Années de Livraison 2020, 2021, 2022 et 2023, 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 2019, soit 16 580 €/MW.

Le coût évité lié aux certificats de capacité est évalué à **0,5 M€** pour 2019.

### 2.3.2 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 **21,7 M€** (38,2 M€ - 16,0 M€ - 0,5 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 30.

## 2.4 Surcoûts d'achat prévisionnels pour EDF dans les ZNI au titre de 2019

### 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 2019 sont présentés dans le Tableau 15. Le coût d'achat total prévu par EDF dans les ZNI s'élève à **1 663,5 M€** au titre de 2019.

**Tableau 15 : Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels d'EDF dans les ZNI au titre de 2019**

	Interconnexion*	Bagasse/ Charbon	Thermique	Bagasse/ Biomasse	Eolien	Hydraulique	Incinération	Géothermie	Biogaz	Biomasse	Hydrogène	Photovoltaïque	TOTAL
Corse	656,2	0,0	515,9	0,0	28,2	48,3	0,0	0,0	8,3	0,0	0,0	274,9	1 531,7
Guadeloupe	0,0	520,7	840,3	0,0	153,2	30,9	0,0	114,1	16,9	3,5	0,0	152,6	1 832,3
Martinique	0,0	0,0	660,9	226,8	19,0	0,0	23,9	0,0	1,7	0,0	4,8	113,7	1 050,6
Guyane	0,0	0,0	126,4	0,0	0,0	20,4	0,0	0,0	0,0	11,1	0,0	100,4	258,4
La Réunion	0,0	1 400,0	821,1	0,0	15,7	10,0	0,0	0,0	16,7	0,0	0,0	329,6	2 593,0
Saint-Pierre et Miquelon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Iles bretonnes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,394
<b>Quantités (GWh)</b>	<b>656,2</b>	<b>1 920,7</b>	<b>2 964,5</b>	<b>226,8</b>	<b>216,1</b>	<b>109,7</b>	<b>23,9</b>	<b>114,1</b>	<b>43,5</b>	<b>14,6</b>	<b>4,8</b>	<b>971,5</b>	<b>7 266,4</b>
Représentation 2018 (GWh)	632,7	1913,2	3167,3	113	110,9	112,1	24,2	114,1	44,5	11,8	1,2	776,1	7 021,5
Constatées en 2017 (GWh)	679,7	1946,8	3321,6	0	88,1	98,6	5,3	112,2	22,4	10,3	0,0	634,1	6 919,1
<b>Coût d'achat (M€)</b>	<b>33,5</b>	<b>337,3</b>	<b>778,7</b>	<b>55,4</b>	<b>36,2</b>	<b>11,0</b>	<b>4,4</b>	<b>22,8</b>	<b>5,9</b>	<b>3,1</b>	<b>1,5</b>	<b>373,8</b>	<b>1 663,5</b>
Représentation 2018 (M€)	31,8	320,1	790,4	28	11,2	11,1	4,3	22,8	5,9	2,6	0,4	313,6	1542,1
Constatées en 2017 (M€)	34,2	334,1	779,3	0	9,8	9,6	0,3	19,2	2,3	2,5	0,0	276,0	1467,2

\* 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 2017

Les volumes d'achat prévus pour 2019 sont en hausse de 5,0 % par rapport à 2017, et les coûts d'achat correspondant de 13,4 %. L'évolution du volume et du coût d'achat entre 2017 et 2019 est toutefois hétérogène en fonction des territoires et des filières considérées :

- La centrale Galion 2 fonctionnant à partir de bagasse et de biomasse qui a été mise en service début 2018 en Martinique produira pleinement à la hauteur de ses objectifs de disponibilité en 2019, induisant une augmentation du volume et du coût d'achat pour cette nouvelle filière.
- La filière éolienne poursuivra son développement en 2019 avec une prévision de 46,5 MW supplémentaires installés au cours de l'année 2019 en Guadeloupe, s'ajoutant aux nouvelles éoliennes installées en 2018 (Cf. Annexe 2), soit une progression de la production de 222 % par rapport à l'année 2017. Le coût d'achat augmente de 269 %, puisque les nouvelles installations bénéficieront du tarif éolien cyclonique, plus élevé que le tarif des anciennes installations.
- Les prévisions 2019 intègrent en outre une hausse de la production photovoltaïque (+ 53 %) portée par une augmentation de la puissance photovoltaïque installée. L'augmentation du coût d'achat est moins importante (+ 35,4 %) car les nouvelles installations seront moins coûteuses.
- La hausse de la production des filières renouvelables en 2019 entraîne alors une diminution des achats de la filière thermique par rapport à 2017 (baisse de 10 % en volume).

### Evolution par rapport à la mise à jour des quantités d'électricité et coûts d'achat prévus pour 2018

Les volumes d'achat prévus pour 2019 sont en hausse de 3,5 % par rapport à la mise à jour des prévisions pour 2018. Les coûts d'achat correspondants sont en hausse de 7,9 % par rapport à 2018.

Les filières où la production augmente de manière importante entre la prévision 2019 et la ré-prévision 2018 sont l'éolien (+ 98,4 %), le photovoltaïque (+ 25 %) et la bagasse-biomasse (+ 100 %). Le développement de ces filières entraîne alors une baisse de la production thermique (- 6 %).

La hausse des coûts d'achat s'explique principalement par l'achat de l'électricité produite par les nouvelles installations, à un coup plus important que pour la filière thermique.

## 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 **394,8 M€**, comme détaillé dans le Tableau 16.

**Tableau 16 : Coût prévisionnel évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2019**

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2019 prév
Quantités achetées (GWh)	1 531,7	1 832,3	1 050,6	258,4	2 593,0	0,0	0,394	<b>7 266,4</b>
Taux de pertes (%)	12,5%	12,4%	9,8%	11,9%	8,6%	6,0%	7,5%	
Quantités achetées et consommées (GWh) *	1 340,3	1 605,1	947,4	227,6	2 370,5	0,0	0,364	<b>6 491,2</b>
Part production du tarif de vente (€/MWh)	55,35	62,11	64,20	60,59	61,73	67,45	44,72	---
<b>Coût évité par les contrats d'achat (M€)</b>	<b>74,2</b>	<b>99,7</b>	<b>60,8</b>	<b>13,8</b>	<b>146,3</b>	<b>0,00</b>	<b>0,0163</b>	<b>394,8</b>

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

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

Les surcoûts prévisionnels d'EDF résultant des contrats d'achat en 2019 s'élèvent à **1 268,6 M€** dans les ZNI (1 663,5 M€ de coût d'achat - 394,8 M€ de coût évité).

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

- 356,7 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 911,9 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 2019**

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2019 prév
Coût d'achat	283,2	432,1	287,4	93,8	566,8	0,0	0,178	<b>1 663,5</b>
Coût évité	74,2	99,7	60,8	13,8	146,3	0,0	0,016	<b>394,8</b>
<b>Surcoûts</b>	<b>209,0</b>	<b>332,5</b>	<b>226,6</b>	<b>80,0</b>	<b>420,4</b>	<b>0,0</b>	<b>0,161</b>	<b>1 268,6</b>
dont ENR OA affectées au CAS	89,5	72,0	44,0	33,5	117,6	0,0	0,158	<b>356,7</b>
dont ENR hors OA affectées au budget	0,1	18,2	43,4	1,9	-0,1	0,0	0,003	<b>63,5</b>
dont autres contrats affectés au budget	119,4	242,3	139,1	44,6	303,0	0,0	0,000	<b>848,3</b>

## 2.5 Surcoûts d'achat prévisionnel pour EDM au titre de 2019

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

Les volumes d'achat prévisionnels pour 2019 sont de 31,7 GWh, pour un montant de **10,6 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 2019**

	Biogaz	Photovoltaïque	TOTAL
<b>Quantités (GWh)</b>	<b>5,0</b>	<b>26,7</b>	<b>31,7</b>
Représentation 2018 (GWh)	4,0	19,7	23,7
Constatées en 2017 (GWh)	0,0	18,5	18,5
<b>Coût d'achat (M€)</b>	<b>0,6</b>	<b>10,0</b>	<b>10,6</b>
Représentation 2018 (M€)	0,5	8,4	8,9
Constatées en 2017 (M€)	0,0	8,2	8,2

EDM prévoit, par rapport au parc prévisionnel en 2018, la mise en service en 2019 de 45 nouvelles installations photovoltaïques de moins de 100 kW et 6 installations de plus de 100 kW. Ces dernières correspondent aux lauréats de l'appel d'offres 2016/S 242-441980 dont les résultats ont été annoncés en août 2017.

Par ailleurs, EDM prévoit une augmentation de la puissance installée de biogaz.



### 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 60,10 €/MWh (cf. section A.1.1.2.2), est évaluée à **1,7 M€**, comme détaillé dans le Tableau 19.

Tableau 19 : Coût évité à EDM par les contrats d'achat en 2019

	2019 prév	2018 reprév	Evolution		2017	Evolution	
			en M€	en %		en M€	en %
Coût d'achat (M€)	10,6	8,9	1,7	19%	8,2	2,4	29%
Quantités achetées (GWh)	31,7	23,7	8,0	34%	18,5	13,2	72%
Taux de pertes	8,60%	8,60%	0,0	0%	8,61%	0,0	0%
Quantités achetées et consommées (GWh) <sup>(1)</sup>	28,9	21,6	7,3	34%	16,9	12,1	72%
Part production dans le tarif de vente (€/MWh)	60,10	60,18	-0,1	0%	58,79	1,3	2%
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	1,7	1,3	0,4	34%	1,0	0,7	75%
Surcoûts d'achat (M€)	8,9	7,6	1,3	17%	7,2	1,6	22%

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

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

Les surcoûts prévus par EDM résultant des contrats d'achat en 2018 s'élèvent à **8,9 M€** (10,6 M€ - 1,7 M€). Ces surcoûts relèvent du CAS « transition énergétique ».

## 2.6 Surcoûts d'achat prévus par EEFW au titre de 2019

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'EEFW relèvent tout deux du budget général. De ce fait, l'évaluation du surcoût d'achat a été intégrée dans le calcul du surcoût de production pour la prévision des charges au titre de 2019 (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 2019

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 2019.

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€**.

Cette section n'apparaîtra plus pour les années suivantes.

## 4. COMPLEMENT DE REMUNERATION

Le dispositif de complément de rémunération a été introduit aux articles L. 314-18 à L. 314-27 du code de l'énergie par la loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Ces dispositions prévoient que les producteurs d'électricité à partir d'énergie renouvelable commercialiseront leur énergie directement sur les marchés. Une prime viendra compenser l'écart entre la rémunération tirée de cette vente et un niveau de rémunération de référence fixé selon le type d'installations, dans le cadre d'un arrêté tarifaire, ou résultant d'une procédure de mise en concurrence. L'évolution du système d'obligation d'achat vers cette forme de mécanisme de soutien a été rendue nécessaire par les lignes directrices de la Commission européenne sur les

aides d'État dans les domaines de l'énergie et de la protection de l'environnement. La prime est par ailleurs 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 :

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

La prime à l'électricité peut être qualifiée de prime variable, dans la mesure où son montant s'ajuste pour compenser la différence entre un niveau de tarif de référence  $T_e$  et un revenu marché de référence  $M_0$ . Elle garantit ainsi aux producteurs un niveau de rémunération sur le long terme proche du tarif de référence tout en les intégrant aux marchés de gros de l'électricité. Les dispositions ont été précisées dans un décret définissant les installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat et du complément de rémunération<sup>20</sup> et dans un décret définissant les modalités d'application du complément de rémunération<sup>21</sup>.

Les cadres de soutien de plusieurs filières ont été fixés et permettent à des producteurs de signer des contrats de complément de rémunération<sup>22</sup> :

- Filière éolien terrestre : un arrêté concerne les installations pour lesquelles une demande de contrat a été envoyée au cours de l'année 2016 quelle que soit leur puissance, un arrêté concerne les installations de six aérogénérateurs au maximum pour lesquelles une demande de contrat a été envoyée à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2017. Un appel d'offres concerne les installations composées de plus de six aérogénérateurs ;
- Filière photovoltaïque : trois appels d'offres sont dédiés aux installations photovoltaïques au sol, sur bâtiments et innovantes ;
- Filière autoconsommation : un appel d'offres permet aux installations produisant de l'électricité à partir d'énergies renouvelables et autoconsommant une partie de celle-ci de bénéficier d'une prime pour l'énergie autoconsommée et pour l'énergie vendue ;
- Filière cogénération au gaz : un arrêté concerne les installations de puissance électrique inférieure à 1 MW et un appel d'offres permet aux producteurs d'installations de cogénération au gaz de puissance électrique supérieure à 12 MW de bénéficier d'un contrat de 4 ans durant lesquels ils construiront une installation de cogénération alimentée au bois-énergie qui bénéficiera alors d'un contrat de complément de rémunération d'une durée de 20 ans ;
- 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 ;
- Un appel d'offres dédié aux filières photovoltaïque et éolien d'une puissance de 200 MW.

### Montant des charges prévisionnelles pour 2019

EDF a réalisé une prévision des installations susceptibles de bénéficier du complément de rémunération au cours de l'année 2019, et des charges en résultant. EDF estime que les filières éolien terrestre, cogénération, biomasse, photovoltaïque, géothermie, hydraulique et biogaz seront concernées :

<sup>20</sup> Décret n° 2016-691 du 28 mai 2016 définissant les listes et les caractéristiques des installations mentionnées aux articles L. 314-1, L. 314-2, L. 314-18, L. 314-19 et L.314-21 du code de l'énergie.

<sup>21</sup> Décret n° 2016-682 du 27 mai 2016 relatif à l'obligation d'achat et au complément de rémunération prévus aux articles L. 314-1 et L. 314-18 du code de l'énergie et complétant les dispositions du même code relatives aux appels d'offres et à la compensation des charges de service public de l'électricité.

<sup>22</sup> Cette liste est potentiellement non exhaustive.

- filière éolien terrestre : développement sous l'arrêté tarifaire du 13 décembre 2016 à hauteur de 101 MW par mois en 2018 à compter de la référence prise par EDF en mars 2018 (2,2 MW) et 139 MW par mois en 2019 ;
- filière cogénération : développement par l'appel d'offres cogénération/biomasse à hauteur de 100 MW à partir de novembre 2018 ;
- filière biomasse : développement par la mise en service de 50 MW d'installations lauréates de l'appel d'offres qui s'est tenu en 2016 ;
- filière photovoltaïque : développement par la mise en service d'installations lauréates de l'appel d'offres « autoconsommation » qui s'est tenu en 2016 (+100 MW en 2019) et de l'appel d'offres « innovation » qui s'est tenu en 2017 (+70 MW en 2019) ;
- filière géothermie : développement de 22 MW sous arrêté tarifaire ;
- filière hydraulique : développement sous arrêté tarifaire à hauteur de 1 MW par an en 2018 et en 2019 ;
- filière biogaz : développement par la mise en service de 4 MW d'installations lauréates de l'appel d'offres qui s'est tenu en 2016.

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 2019

	Puissance installée (MW)	Energie produite (GWh)	Charges (M€)
Biogaz	4	11,3	0,9
Biomasse	50	188,9	14,0
Hydraulique	3	8,2	0,6
Photovoltaïque	210	145,6	4,6
Eolien	2 588	3 761,2	153,5
Géothermie	22	113,2	23,5
Cogénération	100	362,1	9,3
<b>TOTAL</b>	<b>2 978</b>	<b>4 591</b>	<b>206,4</b>
<b>CAS</b>			<b>197,1</b>
<b>Budget</b>			<b>9,3</b>

Les charges prévisionnelles supportées par EDF résultant des contrats de complément de rémunération en 2019 s'élèvent à **206,4 M€**.

- 197,1 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 9,3 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 METROPOLE CONTINENTALE

La loi de finances rectificative pour 2016 a introduit, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017, la compensation des coûts directement induits par la conclusion et la gestion des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération pour les gestionnaires de ces contrats d'obligation d'achat. Cette mesure a été introduite au 5<sup>o</sup> 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 22 février 2018 permettent aux gestionnaires de contrats d'obligation d'achat – EDF, les entreprises locales de

distribution et les Organismes agréés - de déclarer les coûts correspondants qu'ils prévoyaient de supporter au titre de 2019.

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 **49,5 M€** (dont 44,7 M€ prévus par EDF, 4,1 M€ prévus par 65 entreprises locales de distribution et 0,8 M€ prévus par cinq Organismes agréés).

Ces montants ont été retenus par la CRE dans le cadre de l'exercice des charges prévisionnelles au titre de 2019. Cela ne préjuge cependant pas des montants qui seront finalement retenus en tant que charges constatées au titre de 2019.

Ce montant relève du CAS « transition énergétique ».

## 6. BILAN DES CHARGES LIEES AUX CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLEMENT DE REMUNERATION EN METROPOLE CONTINENTALE AU TITRE DE 2019

En prenant en compte (i) les surcoûts d'achat évalués pour EDF, les entreprises locales de distribution 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, entreprises locales de distribution et les Organismes agréés en 2019 s'élèvent à **5 613,0 M€**.

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 4 887,1 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 725,9 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 2019

en M€		EDF	ELD	Organismes agréés	Total 2019	
Surcoûts d'achat	CAS	4 373,4	245,3	21,7	<b>4 640,4</b>	5 357,0
	Budget	701,3	15,3	0,0	<b>716,6</b>	
Complément de rémunération	CAS	197,1			<b>197,1</b>	206,4
	Budget	9,3			<b>9,3</b>	
Coût de gestion des contrats	CAS	44,7	4,1	0,8	<b>49,5</b>	49,5
<b>Total</b>		<b>5 325,8</b>	<b>264,6</b>	<b>22,5</b>	<b>5 613,0</b>	
		CAS	4 615,2	249,4	22,5	<b>4 887,1</b>
		Budget	710,6	15,3	0,0	<b>725,9</b>

## 7. CHARGES LIEES 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 2019

Pour l'année 2019, les charges prévisionnelles déclarées par RTE pour la mise en œuvre des contrats d'effacement qui seront conclus dans le cadre de l'appel d'offres « effacement 2019 » (lancé le 19 mars 2018 en application de l'article L. 271-4 du code de l'énergie) s'élèvent à **45,0 M€**.

## 8. CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX

### Le tarif de première nécessité

La tarification spéciale « produit de première nécessité », entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2005 et renommée par la suite « tarif de première nécessité » (TPN), a été abrogée à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018 au profit du dispositif d'aide « chèque énergie ». Le tarif de première nécessité a toutefois été maintenue à titre transitoire en 2018 dans les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy.

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 a été maintenu jusqu'au 30 avril 2018.

Ainsi, la plupart des opérateurs prévoient de ne plus supporter de charges liées au tarif de première nécessité en 2019. Seul EDF prévoit un reliquat de charges lié à la fin de facturation, dans les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy, de clients ayant bénéficié de la tarification spéciale et de réductions sur les services liés à la fourniture en 2018. En application des articles R. 337-1 à R. 337-3, deux catégories de clients bénéficiant du TPN sont distinguées :

- les personnes physiques titulaires d'un contrat de fourniture d'électricité se voient appliquer une déduction forfaitaire sur le prix de leur fourniture pour leur résidence principale, qui dépend du nombre d'unités de consommation du foyer et de la puissance souscrite ;
- et, depuis le 15 novembre 2013<sup>23</sup>, dans le cas d'une résidence sociale au sens de l'article L. 633-1 du code de la construction et de l'habitation dont les résidents ne disposent pas d'un contrat individuel de fourniture, le gestionnaire de ladite résidence perçoit une déduction sur le prix de fourniture contractuellement établi entre le gestionnaire et son fournisseur d'électricité, qui est calculée en fonction du nombre de logements de la résidence sociale concernée.

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.

En application des dispositions de l'arrêté du 6 avril 2018 fixant le montant et la limite de compensation des contributions des fournisseurs d'électricité aux fonds de solidarité pour le logement à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018, la compensation des versements aux fonds de solidarité pour le logement est désormais fixée à 1 € par client résidentiel titulaire d'un contrat dont la puissance électrique souscrite est égale ou inférieure à 36 kilovoltampères, dans la limite de 90 % du montant versé.

### 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 à partir du 1<sup>er</sup> 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

<sup>23</sup> Cette nouvelle catégorie des bénéficiaires du TPN a été introduite par la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes.

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 présente délibération.

\* \* \*

Au titre de l'année 2019 des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux ont été déclarées par EDF en métropole continentale et en ZNI, par 69 entreprises locales de distribution et 11 fournisseurs alternatifs<sup>24</sup> 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 résiduels du TPN dans les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy ayant obtenu le droit au TPN en 2018 mais pour lesquels EDF prévoit des facturations courant 2019 est estimé à environ 875. Les déductions et versements forfaitaires associés s'élèvent à **0,1 M€**.

Aucun autre opérateur ne prévoit des pertes de recettes liées au TPN pour l'année 2019.

### **8.1.2 Surcoûts de gestion**

Avec la fin du tarif de première nécessité, aucun opérateur ne prévoit des surcoûts de gestion pour l'année 2019.

### **8.1.3 Services liés à la fourniture**

Le montant des charges prévisionnelles résiduelles relatives aux services liés à la fourniture au TPN s'élève à **0,001 M€** pour les clients d'EDF dans les îles de Saint Martin et Saint Barthélemy

Aucun autre opérateur ne prévoit des pertes de recettes liées aux services associés à la fourniture au TPN pour l'année 2019.

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

Le total des charges prévisionnelles liées au TPN à compenser aux opérateurs au titre de 2019 s'élève à **0,1 M€** (0,1 M€ + 0,0 M€ + 0,001 M€).

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

En application des dispositions réglementaires rappelées ci-dessus, la compensation des charges dues aux versements effectués aux fonds de solidarité logement au titre du dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité s'effectue, pour chaque opérateur, à hauteur à 1 € par client résidentiel titulaire d'un contrat dont la puissance électrique souscrite est égale ou inférieure à 36 kilovoltampères, dans la limite de 90 % du montant versé.

Pour 2019, cette compensation s'élève à **25,2 M€** pour l'ensemble des opérateurs ayant déclaré des charges afférentes à ce dispositif (contre 27,9 M€ en 2017). La diminution observée est principalement due à l'application

<sup>24</sup> Engie, Direct Energie, Proxelia, Selia, Joul, Gedia Energies & Services, Lampiris France, Energies du Santerre, Oui Energy.

du plafond susmentionné. Le montant des versements d'EDF aux fonds de solidarité logement en 2019 est compensé en totalité dans la mesure où il est inférieur à ce plafond. Ce n'est pas le cas pour l'ensemble des fournisseurs.

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

Le montant des charges prévisionnelles relatives aux services liés à la fourniture des bénéficiaires du chèque énergie pour 2019 s'élève à **7,3 M€**.

Ce montant est en augmentation par rapport à la somme des charges constatées en 2017 au titre des réductions sur les services liés à la fourniture au tarif de première nécessité (6,3 M€) et à la fourniture des bénéficiaires du chèque énergie (0,3 M€).

### 8.4 Charges liées aux dispositifs d'affichage déporté

Pour 2019, ces charges ont été déclarées par EDF, Oui Energy, Joul et Enercoop, ainsi que par cinq entreprises locales de distribution.

S'agissant d'EDF, les coûts prévisionnels liés à la conception et au développement du dispositif au titre de l'année 2019 sont estimés à 6,3 M€, et le nombre prévisionnel de dispositifs effectivement déployés à environ 40 000. Ces coûts s'ajoutent aux coûts déclarés au titre des années 2016 (0,9 M€), 2017 (2,0 M€) et 2018 (5,3 M€).

En l'absence de la publication de l'arrêté devant fixer le montant unitaire maximal par ménage de la compensation du déploiement des dispositifs à la date de publication de la présente délibération, un plafond conservatoire de compensation de 100 € par dispositif a ici été retenu – conduisant à une compensation partielle des charges prévues par EDF (4,1 M€) et une compensation totale des charges prévues par les autres opérateurs (0,1 M€ pour environ 2250 dispositifs) – soit un montant total de charges prévisionnelles égal à **4,3 M€** pour 2019.

Les régularisations nécessaires seront opérées l'année prochaine en fonction du niveau du plafond défini par arrêté.

### 8.5 Bilan des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux par opérateur

Les charges prévues par les opérateurs pour 2019 au titre des dispositifs sociaux en métropole continentale et dans les ZNI s'élèvent à **36,8 M€** (0,1 M€ + 25,2 M€ + 7,3 M€ + 4,3 M€), contre 302,1 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 entreprises locales de distribution et pour les autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 30.

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		2019 prévision	2017 constaté	2018 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	875	0,1	0,0	0,1	20,6	5,8	4,1	30,5	253,1	98,2
EDF MC*	0	0,0	0,0	0,0	20,1	5,4	4,0	29,5	229,0	90,0
EDF ZNI	875	0,1	0,0	0,1	0,5	0,3	0,1	1,0	24,1	8,2
EDM	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,3	0,0
ELD	0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,2	0,01	0,7	9,9	2,4
Autres fournisseurs	0	0,0	0,0	0,0	4,1	1,3	0,12	5,5	38,8	17,1
<b>Total</b>	<b>875</b>	<b>0,1</b>	<b>0,0</b>	<b>0,1</b>	<b>25,2</b>	<b>7,3</b>	<b>4,27</b>	<b>36,8</b>	<b>302,1</b>	<b>117,6</b>

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

## B. Charges de service public en gaz

### 1. CHARGES LIEES AUX CONTRATS D'ACHATS DE BIOMETHANE

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

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

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 2018 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 2019.

## 1.1 SURCOUTS D'ACHAT PREVISIONNELS AU TITRE DE 2019

### 1.1.1 Coûts d'achat

Quatorze fournisseurs ont prévu d'acheter 1 656 GWh de biométhane provenant de 135 installations en 2019 pour un coût d'achat de **168 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 trois du nombre d'installations entre le 31 décembre 2017 et le 31 décembre 2019.

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 2019, des acheteurs avaient déclaré des charges en double pour 8 installations, après information par la CRE, certains d'entre eux ont revu leurs déclarations et 5 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 2019.

Les volumes d'énergie concernés sont de l'ordre de 58 GWh (3,5 % du volume prévisionnel total) et représentent un coût d'achat de 5,6 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 le prix de référence mensuel prévisionnel du gaz.

Le marché *Powernext Gas Futures* permet d'échanger des produits à terme à différents horizons temporels allant d'un mois à deux semestres, la CRE retient les cotations de prix suivantes, observées entre le 15 mai et le 31 mai 2018 :

- pour le premier trimestre 2019, les prix des produits Q1-2019 (fourniture de gaz au cours du premier trimestre de l'année 2019) ;
- pour le deuxième trimestre, le prix du produit Q2-2019 ;
- pour le troisième trimestre, le prix du produit Summer-2019 ;
- pour le quatrième trimestre, le prix du produit Winter-2019.

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.

A compter du 1<sup>er</sup> novembre 2018, les zones d'équilibrage PEG Nord et TRS seront fusionnées, en conséquence, la CRE retient pour 2019 le même prix de référence pour toutes les installations.

Tableau 23 : Référence de prix retenue, en €/MWh

Année 2019	Cotation	Rapport mensuel par rapport à la période de cotation	Prix de référence
Janvier	23,62	1,066	25,19
Février	23,62	0,989	23,37
Mars	23,62	0,944	22,30
Avril	20,08	1,008	20,23
Mai	20,08	1,000	20,12
Juin	20,08	0,990	19,89
Juillet	19,91	1,000	19,90
Août	19,91	0,977	19,45
Septembre	19,91	1,025	20,41



Octobre	21,46	0,969	20,80
Novembre	21,46	1,034	22,19
Décembre	21,46	1,059	22,72

### 1.1.3 Surcoûts d'achat

Cette référence de prix permet le calcul du coût évité prévisionnel pour 2019. Le surcoût d'achat est calculé comme la différence entre le coût d'achat et le coût évité. Les surcoûts prévisionnels d'achat du biométhane au titre de 2019 s'élèvent donc à **133,0 M€**, soit quatre fois plus que ceux constatés en 2017 (33,3 M€).

## 1.2 COÛTS PREVISIONNELS DE GESTION DES ACHETEURS DE BIOMETHANE POUR 2019

Le Tableau 24 détaille la somme des coûts de gestion prévisionnels des acheteurs de biométhane pour 2019 et les compare aux coûts de gestion constatés pour 2017 et la mise à jour des charges prévisionnelles pour 2018.

**Tableau 24 : Evolution des coûts de gestion prévisionnels des acheteurs de biométhane pour 2019 par rapport à ceux constatés pour 2017 et prévus mis à jour pour 2018**

k€	Constaté 2017	Mise à jour du prévisionnel 2018	Prévisionnel 2019
Frais de personnel	111	239	269
Frais de gestion supplémentaires : SI, prestations externes...	74	265	209
Frais supportés au titre de l'inscription au registre national des garanties d'origine	52	148	290
<b>Coûts de gestion</b>	<b>236</b>	<b>653</b>	<b>768</b>

Les coûts de gestion des acheteurs de biométhane croissent plus rapidement (multipliés par 3,3 entre 2017 et 2019) que le nombre d'installations (multipliées par 3 entre 2017 et 2019). La CRE vérifiera lors de l'exercice de charges constatées au titre de 2018 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 2019

Sur la base des déclarations des acheteurs de biométhane, la CRE retient une hypothèse de réduction de **1 680 k€** des charges de service public par la valorisation des garanties d'origine. Près de 1 400 000 garanties d'origine devraient être émises et près d'un million valorisées.

## 1.4 CHARGES PREVISIONNELLES AU TITRE DE 2019

Les charges prévisionnelles au titre de 2019 s'élèvent à **132,1 M€** (133,0 + 0,8 - 1,7 M€) et relèvent du CAS « transition énergétique ».

Les détails de l'évaluation des charges par opérateur sont indiqués dans le Tableau 25 et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2017 et prévisionnels mis à jour pour 2018 dans le Tableau 26.

Tableau 25 : Charges prévisionnelles au titre de 2019

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 2019 (€)
Direct Energie	33 592 320	3 725 340	718 238	3 007 102	11 240	99 000	2 919 342
ENGIE	750 340 741	75 919 279	15 982 447	59 936 832	361 730	1 174 019	59 124 543
SAVE	418 950 701	43 605 987	8 890 350	34 715 638	185 892	195 210	34 706 320
SEGE	115 228 332	10 453 538	2 457 102	7 996 437	67 519	0	8 063 956
Terreal	24 000 000	1 776 000	513 145	1 262 855	7 320	0	1 270 175
TOTAL ENERGIE GAZ	13 646 031	1 492 317	291 716	1 200 601	5 526	116 423	1 089 704
GEG SE	19 286 000	1 924 251	414 607	1 509 644	4991	56 889	1 457 745
ENERCOOP	9 574 560	1 141 288	204 652	936 635	12 546	0	949 181
SVD17	104 680 217	11 086 836	2 237 988	8 848 848	23 997		8 872 845
ES	12 356 000	1 402 035	264 184	1 137 851	8 831	5 625	1 141 058
Solvay	19 880 640	2 064 406	425 348	1 639 058	14 510	0	1 653 568
ALSEN	8 605 161	1 073 089	183913	889 176	4 645	7 745	886 077
ENDESA	15 000 000	1 695 858	320 715	1 375 142	41 000	0	1 416 142
GAZ EUROPEEN	110 534 970	10 890 432	2 343 861	8 546 570	18 035	25 258	8 539 347
TOTAL	165 5675 674	168 250 655	35 248 266	133 002 389	767 782	1 680 168	132 090 003

Tableau 26 : Evolution des charges prévisionnelles pour 2019 par rapport aux charges constatées au titre de 2017 et prévisionnelles mises à jour pour 2018

k€	Constaté 2017	Mise à jour prévisionnel 2018	Prévisionnel 2019
Surcoûts d'achat	33 244	64 178	133 002
Coûts de gestion	236	653	768
Valorisation des garanties d'origine	707	948	1 680
<b>Charges</b>	<b>32 773</b>	<b>63 883</b>	<b>132 090</b>

## 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<sup>er</sup> 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 30 avril 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 2013<sup>25</sup>, dans le cas d'une résidence sociale au sens de l'article L. 633-1 du code de l'habitation et de la construction dont les résidents ne disposent pas d'un contrat individuel de fourniture, le gestionnaire de ladite résidence perçoit une déduction sur le prix de fourniture contractuellement établi entre le gestionnaire et son fournisseur de gaz naturel, qui est calculée en fonction du nombre de logements de la résidence sociale concernée.

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.* »

Avant d'être généralisé au plus tard le 1<sup>er</sup> janvier 2018, le chèque énergie a été 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.

\* \* \*

Au titre de l'année 2019, des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux ont été déclarées par EDF, par 12 entreprises locales de distribution et 7 fournisseurs alternatifs<sup>26</sup>.

## 2.1 Charges liées au tarif spécial de solidarité

Avec la fin du tarif spécial de solidarité, aucun opérateur ne prévoit de frais relatifs aux déductions et versements forfaitaires, aux surcoûts de gestion et aux services liés à la fourniture pour l'année 2019.

<sup>25</sup> Cette nouvelle catégorie des bénéficiaires du TSS a été introduite par la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes.

<sup>26</sup> Engie, Direct Energie, Lampiris France (Total Spring), Dyneff, Joul (Ekwateur), Alterna et Energem.

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

Vingt fournisseurs ont déclaré des charges liées au chèque énergie pour un total de **0,7 M€**. Ils n'étaient que 11 à le faire l'an passé au titre de 2018 pour 0,6 M€.

## 2.3 Charges liées aux dispositifs d'affichage déporté

Faute de visibilité sur le mécanisme et en l'absence de publication de l'arrêté devant fixer le montant maximal par ménage de la compensation du déploiement des dispositifs, aucun fournisseur n'a déclaré de charges liées à l'afficheur déporté.

## 2.4 Bilan des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux par opérateur

Le total des charges prévisionnelles au titre de 2019 s'élève donc à **0,7 M€**. Ces surcoûts relèvent du programme budgétaire « service public de l'énergie ». Les détails de charges par type d'opérateur sont indiqués dans le Tableau 27. Les détails par entreprises locales de distribution et pour les autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 30.

Tableau 27 : Charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux pour 2018

	Charges supportées au titre du TSS			Charges liées au chèque énergie		Total à compenser en 2019 M€	
	Nombre de bénéficiaires en 2019	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	0	0,0	0,0	0,0	0,21	0,0	0,2
ELD	0	0,0	0,0	0,0	0,08	0,0	0,1
Autres fournisseurs	0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,4
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,7</b>	<b>0,0</b>	<b>0,7</b>

## C. Synthèse

### 1. CHARGES DE SERVICE PUBLIC PREVISIONNELLES AU TITRE DE 2019

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'électricité au titre de 2019 est évalué à **7 788,0 M€**.

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 5 429,8 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 2 358,2 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 28.

La comparaison de ce montant avec les charges constatées au titre de 2017 et prévues au titre de 2019 est fournie dans le Tableau 29.

Tableau 28 : Prédiction des charges de service public de l'énergie au titre de 2019

	en M€	EDF			EDM	EWF	RTE	Acheteur de dernier recours	ELD	Autres fournisseurs dont Organismes agréés	Charges prévues au titre de 2019	
		hors ZNI	en ZNI	Total EDF								
Electricité	Contrats d'achat <sup>(1)</sup>	CAS	4 373,4	356,7	<b>4 730,2</b>	8,9			245,3	21,7	<b>5 006,0</b>	6 634,5
		Budget	701,3	911,9	<b>1 613,2</b>				15,3	0,0	<b>1 628,5</b>	
	Complément de rémunération	CAS	197,1		<b>197,1</b>						<b>197,1</b>	206,4
		Budget	9,3		<b>9,3</b>						<b>9,3</b>	
	Prime cogénération > 12 MW	Budget	0,0		<b>0,0</b>						<b>0,0</b>	0,0
	Coût de gestion des contrats	CAS	44,7		<b>44,7</b>				4,1	0,8	<b>49,5</b>	49,5
	Effacement	CAS						45,0			<b>45,0</b>	45,0
	Péréquation tarifaire dans les ZNI hors contrats d'achat <sup>(2)</sup>	Budget		580,9	<b>580,9</b>	97,7	4,4				<b>683,0</b>	683,0
	Coût des études dans les ZNI	Budget			<b>0,0</b>						<b>0,0</b>	0,0
	Dispositifs sociaux <sup>(3)</sup>	Budget	29,5	1,0	<b>30,5</b>				0,7	5,5	<b>36,8</b>	36,8
Gaz	Obligation d'achat biométhane	CAS							1,1	130,9	<b>132,1</b>	132,1
	Dispositifs sociaux	Budget	0,2		<b>0,2</b>				0,1	0,4	<b>0,7</b>	0,7
<b>Total</b>			<b>5 355,5</b>	<b>1 850,5</b>	<b>7 206,1</b>	<b>106,5</b>	<b>4,4</b>	<b>45,0</b>	<b>0,0</b>	<b>266,6</b>	<b>159,4</b>	<b>7 788,0</b>
Electricité			5 355,3	1 850,5	7 205,9	106,5	4,4	45,0	0,0	265,4	28,0	7 655,2
Gaz			0,2	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	1,2	131,4	132,8	
CAS			4 615,2	356,7	4 971,9	8,9	0,0	45,0	0,0	250,5	153,5	5 429,8
Budget			740,3	1 493,8	2 234,1	97,7	4,4	0,0	16,1	6,0	2 358,2	

(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 sont 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 29 : Evolution des charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de 2019 par rapport aux charges constatées au titre de 2017 et prévisionnelles mises à jour au titre de 2018

	en M€	Charges prévues au titre de 2019	Charges prévisionnelles mises à jour au titre de 2018	Evolution 2019 prév - 2018 reprév		Charges constatées au titre de 2017	Evolution 2019 prév - 2017		
				en M€	en %		en M€	en %	
Electricité	Contrats d'achat	CAS	<b>5 006,0</b>	<b>4 922,7</b>	83,4	2%	<b>4 530,7</b>	475,3	10%
		Budget	<b>1 628,5</b>	<b>1 529,7</b>	98,8	6%	<b>1 368,6</b>	259,9	19%
	Complément de rémunération	CAS	<b>197,1</b>	<b>34,4</b>	162,7	473%	<b>0,2</b>	197,0	110908%
		Budget	<b>9,3</b>	<b>4,7</b>	4,6	98%	<b>0,0</b>	9,3	0%
	Prime cogénération > 12 MW	Budget	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	0,0	0%	<b>0,1</b>	-0,1	-100%
	Coût de gestion des contrats	CAS	<b>49,5</b>	<b>48,9</b>	0,6	1%	<b>50,1</b>	-0,6	-1%
	Effacement	CAS	<b>45,0</b>	<b>37,0</b>	8,0	22%	<b>0,0</b>	45,0	0%
	Péréquation tarifaire dans les ZNI hors contrats d'achat	Budget	<b>683,0</b>	<b>662,3</b>	20,7	3%	<b>586,8</b>	96,2	16%
	Coût des études dans les ZNI	Budget	<b>0,0</b>	<b>0,1</b>	-0,1	-100%	<b>0,2</b>	-0,2	-100%
	Dispositifs sociaux	Budget	<b>36,8</b>	<b>117,6</b>	-80,8	-69%	<b>302,1</b>	-265,3	-88%
Gaz	Obligation d'achat biométhane	CAS	<b>132,1</b>	<b>63,9</b>	68,2	107%	<b>32,8</b>	99,3	303%
	Dispositifs sociaux	Budget	<b>0,7</b>	<b>37,5</b>	-36,8	-98%	<b>92,8</b>	-92,1	-99%
<b>Total</b>			<b>7 788,0</b>	<b>7 458,7</b>	329,3	4%	<b>6 964,3</b>	823,7	12%
Electricité			<b>7 655,2</b>	<b>7 357,3</b>	297,9	4%	<b>6 838,8</b>	816,5	12%
Gaz			<b>132,8</b>	<b>101,4</b>	31,4	31%	<b>125,6</b>	7,3	6%
CAS			<b>5 429,8</b>	<b>5 106,9</b>	322,9	6%	<b>4 613,8</b>	816,0	18%
Budget			<b>2 358,2</b>	<b>2 351,8</b>	6,4	0%	<b>2 350,5</b>	7,7	0%

### Évolution par rapport aux charges constatées au titre de 2017

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie au titre de 2019 est plus élevé de 823,7 M€ que celui constaté en 2017.

Les principales explications de cette évolution sont les suivantes :

- (hausse) La hausse des charges liées aux contrats d'achat de 735,2 M€ s'explique essentiellement par les facteurs suivants :
  - En métropole continentale, la hausse des coûts d'achat liée au développement des filières renouvelables (notamment éolien, cogénération, photovoltaïque et biomasse) mais également à la production de la filière hydroélectrique pour laquelle les conditions météorologiques ont été particulièrement défavorables en 2017. La hausse en moyenne des prix de marchés de gros entre les niveaux constatés en 2017 et les niveaux prévisionnels pour 2019 a toutefois permis d'atténuer l'augmentation des charges.
  - En ZNI, la mise en service de la centrale Galion 2 fonctionnant à partir de bagasse et de biomasse, de parcs éoliens en Guadeloupe et à la Martinique et d'installations photovoltaïques issues des appels d'offres et de l'arrêté tarifaire explique la hausse des charges malgré une baisse du coût d'achat de la filière thermique du fait de sa moindre sollicitation.
- (hausse) Le déploiement du complément de rémunération conduit à une augmentation du montant des charges y afférant de 206,2 M€ entre 2017 et 2019 ;
- (hausse) La hausse des charges liées à la péréquation tarifaire en ZNI (hors contrat d'achat) de 96,2 M€ est due à :
  - L'augmentation des surcoûts de production d'EDF SEI (coûts des combustibles et du CO<sub>2</sub> plus élevés, augmentation des dépenses de maîtrise de la demande en énergie, augmentation des frais de déconstruction des centrales d'EDF mises à l'arrêt) ;
  - L'augmentation des surcoûts de production d'EDM (sollicitation plus importante des centrales thermiques en raison d'une prévision de croissance de la consommation, coûts des combustibles et du CO<sub>2</sub> plus élevés, augmentation des dépenses de maîtrise de la demande en énergie) ;
  - L'élargissement de l'assiette de kWh péréqués à Wallis-et-Futuna.
- (baisse) Les charges liées aux dispositifs sociaux en électricité et en gaz sont en forte baisse de 88 % et 99 % par rapport aux charges constatées en 2017 en lien avec l'abrogation du tarif de première nécessité et du tarif spécial de solidarité – au profit du dispositif d'aide « chèque énergie » qui ne fait pas partie du périmètre des charges ;
- (hausse) La multiplication par quatre des charges liées à l'achat de biométhane résulte du raccordement prévu d'un nombre croissant d'installations et de l'augmentation dans la même proportion de la quantité de gaz injecté.

### Évolution par rapport aux charges prévisionnelles mises à jour au titre de 2018

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie au titre de 2019 est plus élevé de 329,3 M€ que le montant des charges prévisionnelles au titre de 2018 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 182,2 M€ s'explique essentiellement par les facteurs suivants :
  - En métropole continentale, la hausse des charges attendues entre 2018 et 2019 résulte principalement d'une anticipation du développement des filières photovoltaïque et cogénération et dans une moindre mesure des filières biomasse et biogaz. L'augmentation des références de prix de marché de gros entre 2018 et 2019 permet de limiter cette hausse ;
  - En ZNI, la mise en service de la centrale Galion 2 fonctionnant à partir de bagasse et de biomasse, de parcs éoliens en Guadeloupe et à la Martinique et d'installations photovoltaïques issues des appels d'offres et de l'arrêté tarifaire explique la hausse des charges malgré une baisse du coût d'achat de la filière thermique du fait de sa moindre sollicitation.
- (hausse) Le développement attendu des installations bénéficiant du complément de rémunération entre 2018 et 2019 explique la hausse de 167,3 M€ du montant des charges associées ;

- (hausse) La hausse des charges liées à la péréquation tarifaire en ZNI (hors contrat d'achat) de 20,7 M€ est due à :
  - L'augmentation des surcoûts de production d'EDF SEI (augmentation des dépenses de maîtrise de la demande en énergie et augmentation des frais de déconstruction des centrales d'EDF mises à l'arrêt) ;
  - L'augmentation des surcoûts de production d'EDM en cohérence avec la croissance de la consommation (+ 5,3 %) et l'inflation ;
  - L'élargissement de l'assiette de kWh péréqués à Wallis-et-Futuna.
- (baisse) Les charges liées aux dispositifs sociaux en électricité et en gaz sont en forte baisse de 69 % et 98 % par rapport à la prévision mise à jour pour 2018 en lien avec l'abrogation des dispositifs du TPN et du TSS au profit du chèque énergie ;
- Le doublement des charges liées à l'achat de biométhane résulte du raccordement prévu d'un nombre croissant d'installations et d'un doublement de la quantité de gaz injecté.

## 2. DETAIL DES CHARGES PREVISIONNELLES AU TITRE DE 2019 PAR LES OPERATEURS AUTRES QU'EDF, EDM, EEFW, RTE ET ACHETEURS DE DERNIER RECOURS

Le Tableau 30 présente les détails des charges prévisionnelles au titre de 2019 pour les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEFW, RTE et les acheteurs de dernier recours.

Tableau 30 : Détails des charges prévisionnelles au titre de 2019 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				Surcoût d'achat				Dispositifs sociaux	Obligation d'achat biométhane	Dispositifs sociaux			
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Total	dont CAS	dont Budget	CAS				Budget	CAS	Budget
									MWh	€	€			
R.S.E. REGIE SERVICES ENERGIE AMBERIEUX	1 716	760 337	87 629	0	<b>672 708</b>	672 708	0	0	<b>2 250</b>			<b>674 958</b>	672 708	2 250
SICAE de l'Aisne	4 334	1 409 638	156 686	1 658	<b>1 251 293</b>	1 251 293	0	7 777	<b>0</b>			<b>1 259 070</b>	1 259 070	0
Énergie Développement Services du BRIANÇONNAIS	31 985	2 505 703	1 214 736	0	<b>1 290 966</b>	1 290 966	0	48 566	<b>2 981</b>			<b>1 342 513</b>	1 339 532	2 981
Régie Municipale d'Electricité ROUILLIÈRE	41	22 171	1 610	0	<b>20 561</b>	20 561	0	0	<b>0</b>			<b>20 561</b>	20 561	0
Régie Communale d'Electricité GATTIERES	142	77 799	6 423	0	<b>71 376</b>	71 376	0	0	<b>0</b>			<b>71 376</b>	71 376	0
Régie Electrique DALOU	48	21 929	2 239	0	<b>19 690</b>	19 690	0	352	<b>0</b>			<b>20 042</b>	20 042	0
Régie municipale d'Electricité VAILLIES	1 229	588 401	50 090	3 316	<b>534 995</b>	534 995	0	452	<b>1 350</b>			<b>536 797</b>	535 447	1 350
Régie Municipale d'Electricité VICDESSOS	19	9 002	738	0	<b>8 264</b>	8 264	0	0	<b>0</b>			<b>8 264</b>	8 264	0
Régie Municipale d'Electricité MAZÈRES	3 179	1 170 923	122 873	4 974	<b>1 043 076</b>	1 043 076	0	452	<b>0</b>			<b>1 043 529</b>	1 043 529	0
Régie Municipale d'Electricité ARIGNAC	287	83 700	12 535	0	<b>71 165</b>	71 165	0	0	<b>0</b>			<b>71 165</b>	71 165	0
Régie Electrique MERCUS GARRABET	11	6 123	523	0	<b>5 600</b>	5 600	0	399	<b>80</b>			<b>6 078</b>	5 998	80
Régie Municipale d'Electricité MERENS LES VALS	11	6 656	584	0	<b>6 072</b>	6 072	0	399	<b>100</b>			<b>6 571</b>	6 471	100
Régie municipale d'Electricité QUIÉ	3	1 875	84	0	<b>1 791</b>	1 791	0	399	<b>100</b>			<b>2 289</b>	2 189	100
Régie municipale d'Electricité TARASCON-SUR-ARIEGE	5 165	412 119	201 001	8 290	<b>202 828</b>	202 828	0	0	<b>0</b>			<b>202 828</b>	202 828	0
Régie municipale d'Electricité SAVERDUN	8 618	1 794 572	357 311	8 290	<b>1 428 971</b>	1 428 971	0	0	<b>0</b>			<b>1 428 971</b>	1 428 971	0
Régie d'Electricité SAINT-QUIRIC - CANTE-LISSAC - LABATUT	415	224 549	18 503	0	<b>206 046</b>	206 046	0	0	<b>0</b>			<b>206 046</b>	206 046	0
S.I.C.A.E. DE LA REGION DE PRECY SAINT-MARTIN	8 037	2 357 780	292 636	18 238	<b>2 046 907</b>	2 046 907	0	30 090	<b>459</b>			<b>2 077 455</b>	2 076 996	459
Régie Municipale d'Énergie Electrique QUILLAN	4 705	544 767	214 267	3 316	<b>327 184</b>	327 184	0	1 650	<b>2 250</b>			<b>331 084</b>	328 834	2 250
S.I.V.O.M. LABERGEMENT SAINTE-MARIE	2 719	298 139	126 225	3 316	<b>168 598</b>	168 598	0	5 431	<b>1 260</b>			<b>175 289</b>	174 029	1 260
Régie SDED ÉROME	81	46 101	5 129	0	<b>40 972</b>	40 972	0	0	<b>0</b>			<b>40 972</b>	40 972	0
Régie Electrique GERVANS	96	56 616	3 669	0	<b>52 947</b>	52 947	0	0	<b>0</b>			<b>52 947</b>	52 947	0
SOCIÉTÉ d'économie mixte locale DREUX - GEDIA	63	30 453	2 654	0	<b>27 800</b>	27 800	0	0	<b>15 300</b>		<b>500</b>	<b>43 600</b>	27 800	15 800

	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	Budget
					Total	dont CAS	dont Budget						€	€	€					
MWh	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€						
SYNELVA COLLECTIVITÉS	97 438	12 246 690	5 071 778	41 451	<b>7 133 461</b>	7 133 461	0	137 893	<b>5 389</b>			<b>7 276 742</b>	7 271 353	5 389						
Régie Municipale d'Electricité CAZÈRES	628	292 778	28 509	0	<b>264 269</b>	264 269	0	5 008	<b>2 244</b>			<b>271 521</b>	269 277	2 244						
Régie Municipale d'Electricité MARTRES TOLOSANE	106	31 355	5 889	0	<b>25 466</b>	25 466	0	1 597	<b>806</b>			<b>27 871</b>	27 063	808						
Régie municipale d'Electricité MIRAMONT DE COMMINGES	125	45 930	5 272	0	<b>40 658</b>	40 658	0	0	<b>0</b>			<b>40 658</b>	40 658	0						
Régie Municipale Multiservices de LA REOLE	26	11 478	1 116	0	<b>10 362</b>	10 362	0	0	<b>8 318</b>	<b>5 405</b>		<b>24 085</b>	10 362	13 723						
Régie d'Electricité du Syndicat du SUD DE LA REOLE	3 368	1 507 829	129 083	1 658	<b>1 377 088</b>	1 377 088	0	24 237	<b>0</b>			<b>1 401 325</b>	1 401 325	0						
Régie Municipale d'Electricité BAZAS	553	266 651	20 895	0	<b>245 755</b>	245 755	0	0	<b>0</b>			<b>245 755</b>	245 755	0						
Régie Municipale d'Electricité GIGNAC	437	199 104	15 892	0	<b>183 212</b>	183 212	0	18 490	<b>1 550</b>			<b>203 252</b>	201 702	1 550						
Régie Municipale d'Electricité CAZOUS LES BEZIEIS	231	125 744	10 391	0	<b>115 353</b>	115 353	0	3 986	<b>180</b>			<b>119 519</b>	119 339	180						
Coopérative d'Electricité SAINT-MARTIN DE LOINDRES	56 504	10 026 152	2 498 148	29 844	<b>7 498 159</b>	7 498 159	0	77 539	<b>12 580</b>			<b>7 588 278</b>	7 575 698	12 580						
GAZ ELECTRICITÉ DE GRENOBLE	62 545	7 397 585	3 139 232	167 460	<b>4 090 892</b>	1 924 412	2 166 481	117 411	<b>49 500</b>			<b>4 257 803</b>	2 041 823	2 215 981						
Régie Municipale d'Electricité SAUNUS LES BAINS	62	32 888	2 782	0	<b>30 106</b>	30 106	0	1 628	<b>0</b>			<b>31 734</b>	31 734	0						
S.I.C.A.E REGION DE PITIVIERS	138 674	13 187 868	6 640 737	824 038	<b>5 723 093</b>	5 723 093	0	47 263	<b>0</b>			<b>5 770 356</b>	5 770 356	0						
SAXEL UEM USINE DELECTRICITE DE METZ	217 302	27 446 273	11 068 858	867 146	<b>15 810 269</b>	13 298 298	2 211 970	299 761	<b>106 484</b>	<b>2 928</b>		<b>15 919 452</b>	13 598 059	2 321 392						
Régie Communale d'Electricité PIERREVILLERS	18	9 843	781	0	<b>9 062</b>	9 062	0	0	<b>100</b>			<b>9 162</b>	9 062	100						
Régie Municipale d'Electricité ROMBS	83	42 645	3 878	0	<b>38 767</b>	38 767	0	0	<b>3 000</b>			<b>41 767</b>	38 767	3 000						
Régie Municipale d'Electricité CREUTZWALD	34 084	4 079 720	1 783 132	112 746	<b>2 183 842</b>	812 120	1 371 721	38 463	<b>484</b>			<b>2 222 789</b>	850 583	1 372 206						
Régie Municipale d'Electricité GANDRANGE BOUSSANGNE	20	9 713	783	0	<b>8 930</b>	8 930	0	0	<b>0</b>			<b>8 930</b>	8 930	0						
Régie Municipale de Distribution CLOUANGE	24	13 014	797	0	<b>12 217</b>	12 217	0	0	<b>0</b>			<b>12 217</b>	12 217	0						
Régie d'Electricité BITCHE	63	33 930	2 303	0	<b>31 627</b>	31 627	0	2 460	<b>793</b>			<b>34 880</b>	34 087	793						
Régie Communale d'Electricité SAINT-MARIE AUX CHENES	41	18 924	1 994	0	<b>16 930</b>	16 930	0	1 300	<b>385</b>			<b>18 615</b>	18 230	385						
Régie Communale d'Electricité UCKANGE	773	152 191	42 743	0	<b>109 448</b>	32 025	77 423	3 466	<b>1 080</b>			<b>113 994</b>	35 491	78 503						
Régie Municipale de Distribution d'Electricité de HAGONDANGE	69	26 654	2 416	0	<b>24 238</b>	24 238	0	0	<b>1 076</b>			<b>25 315</b>	24 238	1 076						
Régie d'Electricité SCHOECK	72	38 371	2 790	0	<b>35 581</b>	35 581	0	1 331	<b>135</b>			<b>37 047</b>	36 912	135						
Régie Municipale d'Electricité AMNEVILLE	102	55 590	4 102	0	<b>51 487</b>	51 487	0	0	<b>810</b>			<b>52 297</b>	51 487	810						
Régie Municipale d'Electricité HOMBODURG HAUT	42	18 275	1 575	0	<b>16 700</b>	16 700	0	1 236	<b>540</b>			<b>18 476</b>	17 936	540						
Régie Municipale d'Electricité ENERGIS SAINT-AVOLD	3 405	462 800	189 462	0	<b>273 338</b>	58 591	214 748	737	<b>4 852</b>			<b>278 927</b>	59 327	219 600						
R.M.E.T. TALANGE	99	30 562	3 730	0	<b>26 833</b>	26 833	0	6 050	<b>3 975</b>			<b>36 858</b>	32 883	3 975						
Régie Municipale d'Electricité et de Télédistribution MARANGE SILVANGE TERNEL	37	21 435	1 460	0	<b>19 976</b>	19 976	0	1 750	<b>1 789</b>			<b>23 494</b>	21 726	1 769						
Régie Municipale d'Electricité MONTOS LA MONTAGNE	18	9 153	848	0	<b>8 305</b>	8 305	0	0	<b>800</b>			<b>9 105</b>	8 905	800						
S.I.C.A.E. CARNINI	49	16 596	1 949	0	<b>14 647</b>	14 647	0	0	<b>0</b>			<b>14 647</b>	14 647	0						
Régie Electrique FONTAINE AU PIRE	9	4 536	374	0	<b>4 162</b>	4 162	0	0	<b>158</b>			<b>4 321</b>	4 162	158						
SEM BEAUVOIS DISTRELEC	43	20 019	1 733	0	<b>18 287</b>	18 287	0	1 187	<b>0</b>			<b>19 474</b>	19 474	0						
Régie Municipale d'Electricité LODS	41	18 100	2 182	0	<b>15 918</b>	15 918	0	500	<b>6 653</b>			<b>23 071</b>	16 418	6 653						
Régie Communale d'Electricité MONTATAIRE	14 138	1 893 144	569 222	0	<b>1 323 922</b>	133 757	1 190 165	0	<b>3 812</b>			<b>1 327 534</b>	133 757	1 193 777						
S.I.C.A.E. OISE	143 056	13 300 611	7 199 016	215 543	<b>5 886 052</b>	5 886 052	0	223 997	<b>19 788</b>			<b>6 129 837</b>	6 110 049	19 788						
Société d'Electricité Régionale des CANTONS DE LASSIGNY & LIMITOPHES	10 470	1 980 181	452 511	8 290	<b>1 519 380</b>	1 519 380	0	14 289	<b>7 857</b>			<b>1 541 527</b>	1 533 669	7 857						
Régie Municipale d'Electricité LARUNS	67	30 052	1 144	0	<b>28 908</b>	28 908	0	0	<b>0</b>			<b>28 908</b>	28 908	0						
S.I.V.U. d'Electricité LUZ SAINT-SAUVEUR - ESQUIEZE SÈRE - ESTÈRRE	106	13 642	4 322	0	<b>9 320</b>	9 320	0	0	<b>1 440</b>			<b>10 760</b>	9 320	1 440						



	Electricité									Gaz		Montant de la compensation		
	Charges dues aux contrats d'achats									Dispositifs sociaux	Obligation d'achat biométhane			
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat			Frais de gestion	Budget			CAS	Budget	Total
					Total	dont CAS	dont Budget			CAS	Budget			
MWh	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€
Régie Electrique CARVERN LES BAINS	24	9 959	1 535	0	8 424	8 424	0	0	80			8 504	8 424	80
Energies Services LANNEMEZAN	533	308 926	21 769	0	287 157	287 157	0	0	4 600		630	292 387	287 157	5 230
Régie Electrique LA CABANASSE	15	8 180	640	0	7 540	7 540	0	0	0			7 540	7 540	0
Régie Electrique Municipale PRATS DE MOLLO LA PRESTE	4 442	407 041	158 458	0	248 582	248 582	0	0	1 620			250 202	248 582	1 620
Régie Electrique Municipale SAINT-LAURENT DE CERDANS	14	8 350	735	0	7 615	7 615	0	0	0			7 615	7 615	0
Régie Intercommunale d'Electricité NIEDERBRONN REICHSHOFFEN	695	352 700	36 655	0	316 045	316 045	0	11 488	675			328 208	327 533	675
GAZ DE BARR	189	69 432	7 928	0	61 505	61 505	0	1 559	0		2 227	65 291	63 064	2 227
LES USINES MUNICIPALES DERSTEIN	3 616	1 116 697	168 638	4 974	943 085	943 085	0	0	1 170			944 255	943 085	1 170
Centrale Electrique VONDERSCHER	45	18 584	1 352	0	17 232	17 232	0	0	0			17 232	17 232	0
Régie Municipale d'Electricité de la ville de SARRU UNION	15 113	1 926 206	677 557	0	1 248 649	8 909	1 239 740	1 068	810			1 250 527	9 978	1 240 550
ES ENERGIES STRASBOURG	316 016	70 062 863	15 976 162	1 443 294	52 643 407	46 474 900	6 168 508	543 561	187 363	1 141 058		54 515 389	48 159 518	6 355 871
VIALIS	26 985	5 141 198	1 232 176	31 502	3 877 520	3 877 520	0	62 623	25 443		347	3 985 933	3 940 143	25 790
Coopérative de droit suisse ELEKTRA BIRSECK	24 075	4 108 753	1 072 119	43 109	2 993 525	2 993 525	0	20 125	1 435			3 015 085	3 013 650	1 435
SAEML HUNELEC Service de Distribution Public HUNELEC	162	93 609	8 015	0	85 594	85 594	0	6 384	468			92 446	91 978	468
SICAE EST	58 342	7 458 264	2 856 331	28 186	4 573 747	4 573 747	0	34 368	4 500			4 612 615	4 608 115	4 500
Régie Municipale d'Electricité LA CHAMBRE	109	24 776	5 514	0	19 262	19 262	0	396	0			19 658	19 658	0
Régie Municipale d'Electricité de SAINT-AVRE	35	18 634	1 865	0	16 770	16 770	0	396	0			17 166	17 166	0
Régie de Distribution d'Energie Electrique SAINT-MARTIN SUR LA CHAMBRE	63	32 906	2 877	0	30 029	30 029	0	396	0			30 425	30 425	0
Régie Municipale d'Electricité SAINTE-MARIE DE CUNES	14	6 911	723	0	6 188	6 188	0	396	0			6 584	6 584	0
SOREA	25 391	2 531 076	1 034 196	16 580	1 480 300	1 480 300	0	0	0			1 480 300	1 480 300	0
Régie Electrique AIGUEBLANCHE	106	56 044	4 391	0	51 653	51 653	0	0	0			51 653	51 653	0
Régie d'Electricité du Morel	48	26 934	1 902	0	25 032	25 032	0	0	0			25 032	25 032	0
Régie Municipale d'Electricité PONTAMREY MONTPASCAL	27	12 315	1 265	0	11 050	11 050	0	0	0			11 050	11 050	0
Régie Electrique THONES	853	97 080	32 541	0	64 539	64 539	0	1 140	60			65 739	65 679	60
Régie Electrique Communale BOZEL	6 552	541 046	352 094	0	188 952	188 952	0	0	0			188 952	188 952	0
Régie Electrique Communale AUSSOIS	18	5 691	1 050	0	4 641	4 641	0	0	0			4 641	4 641	0
Régie Electrique AVRIEUX	6	3 605	284	0	3 321	3 321	0	0	0			3 321	3 321	0
Régie Electrique VILLARODIN BOURGET	21	10 232	468	0	9 764	9 764	0	0	0			9 764	9 764	0
Régie Electrique SAINTE-FOY TARENTEISE	22	8 945	1 125	0	7 820	7 820	0	0	0			7 820	7 820	0
Régie Electrique Municipale VILLARODGER	3	1 500	124	0	1 376	1 376	0	0	0			1 376	1 376	0
Régie Electrique Municipale LA CHAPELLE	784	89 871	34 267	0	55 604	55 604	0	396	0			56 000	56 000	0
Régie Electrique MONTVALEZAN	27	11 560	1 544	0	10 016	10 016	0	0	0			10 016	10 016	0
Régie d'Electricité TOURS EN SAVOIE	48	26 778	2 040	0	24 737	24 737	0	1 236	0			25 973	25 973	0
Syndicat d'Electricité SYNERGIE MAURIENNE	10 990	1 050 644	457 411	9 948	583 285	583 285	0	7 150	450			590 885	590 435	450
Régie Gaz Electricité de la Ville BONNEVILLE	6 200	608 992	242 151	0	366 841	366 841	0	0	3 150			369 991	366 841	3 150
Régie du Syndicat Intercommunal d'Energies VALLEE DE THONES	403	216 838	17 950	0	198 888	198 888	0	3 684	4 050			206 622	202 572	4 050
Régie Municipale Electrique LES HOUCHES	6 222	294 524	262 463	0	32 060	32 060	0	0	900			32 960	32 060	900
Régie Municipale d'Electricité SALLANCHES	648	186 364	24 896	0	161 468	161 468	0	0	4 050			165 518	161 468	4 050
ENERGIE ET SERVICES DE SEYSSSEL (SAEML)	3 457	1 655 322	151 349	1 658	1 502 315	1 502 315	0	19 181	0			1 521 496	1 521 496	0
S.A.I.C. PERS LOISINGES	77	38 243	3 428	0	34 815	34 815	0	0	0			34 815	34 815	0
Régie d'Electricité d'Elbeuf	159	73 080	7 638	0	65 442	65 442	0	0	6 660			72 102	65 442	6 660

	Electricité									Gaz		Montant de la compensation		
	Charges dues aux contrats d'achats									Dispositifs sociaux	Obligation d'achat biométhane			
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Suroût d'achat			Frais de gestion	Budget			CAS	Budget	Total
					Total	dont CAS	dont Budget			CAS	Budget			
MWh	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€
Régie Communale de Distribution d'Electricité MITRY MORV	60	28 380	1 563	0	26 817	26 817	0	0	3 280			30 097	26 817	3 280
S.I.C.A.E. E.L.V. : RÉGION EURE & LOIR YVELINES	1 439	501 795	55 247	0	446 548	446 548	0	11 625	1 465			459 638	458 173	1 465
Régie du syndicat intercommunal (fournisseur) SEOLIS DEUX SEVRES SIÈDES	849 100	96 881 913	41 742 180	1 682 894	53 456 839	53 456 839	0	1 585 527	132 209			55 174 575	55 042 366	132 209
S.I.C.A.E. de la SOMME et du CAMBRAIS	310 152	27 533 208	15 378 679	694 712	11 459 817	11 459 817	0	54 991	0			11 514 809	11 514 809	0
GAZELEC DE PERONNE	39 937	3 451 016	2 001 791	0	1 449 225	1 449 225	0	109 950	4 295		1 337	1 564 807	1 559 175	5 632
Régie Communale d'Electricité MONTDIDER	11 342	1 123 998	488 919	21 554	613 525	613 525	0	0	1 488			615 013	613 525	1 488
Régie Municipale d'Electricité SAINT-PAUL CAP DE JOUX	6	2 600	255	0	2 345	2 345	0	125	216			2 686	2 470	216
SICAE du CARMASIN	10 193	3 582 936	497 049	6 632	3 079 255	3 079 255	0	92 275	801			3 172 331	3 171 530	801
Régie Municipale d'Electricité et de Gaz Energie Services Occitans CARMALUX ENEO	8 668	1 410 722	471 421	33 160	906 141	343 683	562 458	22 563	30 803		16 804	976 311	366 246	610 065
ERIC ENERGIES SERVICES LAVAUR - Pays de Cogna	29 680	3 941 669	1 308 630	63 005	2 570 034	2 491 037	78 997	16 584	7 206		1 964	2 595 787	2 507 620	88 167
Régie d'Electricité du Département de la Vienne SOREGIES	515 985	75 285 554	24 064 068	998 130	50 223 355	50 223 355	0	330 954	0		894	50 554 203	50 554 309	894
Régie Municipale Électrique SAINT-LÉONARD DE NOBLAT	406	35 880	15 406	0	20 474	20 474	0	0	0			20 474	20 474	0
Régie Municipale d'Electricité LA BRESSE	6 313	689 653	319 797	23 212	346 644	346 644	0	10 140	0			356 784	356 784	0
S.I.C.A.E. CANTONS DE LA FERTE-AUSAIS & LIMITROPHES	662	212 958	28 687	0	184 271	184 271	0	4 448	1 095			189 814	188 720	1 095
Coopérative d'Electricité VILLIERS SUR MARNE	63	30 950	2 366	0	28 583	28 583	0	0	13 800			42 383	28 583	13 800
S.I.C.A.E. VALLEE DU SAUSSERON	83	39 445	3 628	0	35 817	35 817	0	1 318	3 084			40 218	37 134	3 084
BCM ENERGY	24 931	2 185 193	1 214 544	72 953	897 696	897 696	0	95 000				992 696	992 696	0
BHC ENERGY	265 732	30 291 484	12 287 828	318 340	17 685 315	17 685 315	0	578 451				18 263 766	18 263 766	0
DIRECT ENERGIE									117 689	2 919 342	61 908	3 098 919	2 919 342	179 577
ENERCOOP	16 638	2 252 341	794 784	21 554	1 436 003	1 436 003	0	56 044	47 934	949 181		2 489 182	2 441 228	47 934
ENERGEM									278		66	344	0	344
CALEO											5 000	5 000	0	5 000
ENDESA ENERGIA SA											1 416 142	1 416 142	1 416 142	0
SAVE											34 706 320	34 706 320	34 706 320	0
ALSEN											886 077	886 077	886 077	0
Gaz de Bordeaux											46 100	46 100	0	46 100
SOCIÉTÉ EUROPÉENNE DE GESTION DE L'ÉNERGIE											8 063 956	8 063 956	8 063 956	0
LAMPFRIS France									114 275		9 969	124 244	0	124 244
Gaz de Paris											8 539 347	8 539 347	8 539 347	0
DYNEFF											1 944	1 944	0	1 944
ALTERNA											620	620	0	620
GEG Source d'Énergies											1 457 745	1 457 745	1 457 745	0
SOLVAY ENERGY SERVICES (ex RHODIA ENERGY)											1 653 568	1 653 568	1 653 568	0
Total Energie Gaz (Tegaz)											1 089 704	1 089 704	1 089 704	0
SOCIÉTÉ VALMY DEFENSE 17 SVD 17											8 872 845	8 872 845	8 872 845	0
ENGIE (ex-GDF SUEZ SA)									5 138 859	59 124 543	356 755	64 620 157	59 124 543	5 495 614
GEDIA ENERGIES & SERVICES									1 180			1 180	0	1 180
Joul	1 080	220 320	49 992	0	170 328	170 328	0	6 600	79 324	1 939		258 191	176 928	81 263
OUI ENERGY									27 700			27 700	0	27 700
ÉNERGIES DU SENTERRE									1 352			1 352	0	1 352
SELIA									713			713	0	713

	Electricité								Gaz		Montant de la compensation				
	Charges dues aux contrats d'achats								Obligation d'achat biométhane	Dispositifs sociaux				Total	dont CAS
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat			Frais de gestion			Dispositifs sociaux	Budget	CAS		
					Total	dont CAS	dont Budget		CAS	Budget				CAS	Budget
MWh	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	
Terreal										1 270 175			1 270 175	1 270 175	0
Union des producteurs locaux d'électricité	35 380	3 255 276	1 616 532	127 450	1 511 295	1 511 295	0	75 535	1 390				1 586 829	1 390	
<b>TOTAL</b>	<b>3 498 232</b>	<b>459 225 340</b>	<b>169 000 964</b>	<b>7 962 423</b>	<b>282 261 953</b>	<b>266 979 743</b>	<b>15 282 210</b>	<b>4 895 222</b>	<b>6 250 401</b>	<b>132 090 003</b>	<b>517 386</b>	<b>426 014 914</b>	<b>403 964 967</b>	<b>22 049 947</b>	