



## ANNEXE 1

# Charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de l'année 2020 (CP'20)

Cette annexe présente les charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de l'année 2020 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 2019.

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 2020**

Les différents opérateurs ayant déclaré la prévision de leurs charges de service public de l'énergie au titre de 2020 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 2020 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	EWF	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	✓						
	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 2020.

### 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, EWF 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 ÉLECTRICITÉ .....</b>	<b>6</b>
<b>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.....</b>	<b>6</b>
1.1 SURCÔUTS DE PRODUCTION DANS LES ZONES NON INTERCONNECTÉES .....	7
1.1.1 Surcoûts de production prévus par EDF pour 2020.....	7
1.1.1.1 Coûts de production .....	7
1.1.1.2 Recettes de production .....	8
1.1.1.3 Surcoûts de production .....	10
1.1.2 Surcoûts de production prévus par EDM pour 2020.....	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 prévus par EEWf pour 2020.....	11
1.1.3.1 Coûts de production .....	12
1.1.3.2 Recettes de production .....	12
1.1.3.3 Surcoûts de production .....	13
1.2 COÛTS LIÉS AUX PROJETS D'ÉTUDES .....	13
1.3 COÛTS LIÉS AUX PROJETS DE STOCKAGE .....	13
1.4 COÛTS LIÉS AUX ACTIONS DE MDE.....	13
<b>2. SURCÔUTS LIÉS AUX CONTRATS D'ACHAT .....</b>	<b>13</b>
2.1 SURCÔUTS D'ACHAT PRÉVISIONNELS POUR EDF EN MÉTROPOLE CONTINENTALE AU TITRE DE 2020	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
2.1.2.2 Cas général .....	16
2.1.2.3 Coût évité par la production photovoltaïque.....	18
2.1.2.4 Cas particulier des installations bénéficiant d'un contrat horosaisonnalisé.....	18
2.1.2.5 Cas particulier des installations bénéficiant d'un contrat « appel modulable ».....	18
2.1.2.6 Prise en compte de l'imprévisibilité d'une partie de la production sous obligation d'achat .....	19
2.1.2.7 Coût évité lié aux certificats de capacité .....	19
2.1.2.8 Coût total évité à EDF par les contrats d'achat .....	20
2.1.3 Surcoûts liés aux contrats d'achat pour EDF en 2020.....	20
2.2 SURCÔUTS D'ACHAT PRÉVISIONNELS POUR LES ENTREPRISES LOCALES DE DISTRIBUTION AU TITRE DE 2020	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 2020 .....	22
2.3 SURCÔUTS D'ACHAT PRÉVISIONNELS POUR LES ORGANISMES AGRÉÉS .....	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 2020.....	23
2.4	<b>SURCOÛTS D'ACHAT PRÉVISIONNELS POUR EDF DANS LES ZNI AU TITRE DE 2020 .....</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>SURCOÛTS D'ACHAT PRÉVISIONNEL POUR EDM AU TITRE DE 2020 .....</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>SURCOÛTS D'ACHAT PRÉVUS PAR EEFW AU TITRE DE 2020.....</b>	<b>25</b>
2.6.1	Coûts liés aux contrats d'achat à Wallis et Futuna.....	25
2.6.2	Coûts évités à EEFW par les contrats d'achat à Wallis et Futuna .....	25
2.6.3	Surcoûts dus aux contrats d'achat supportés par EEFW à Wallis et Futuna .....	26
<b>3.</b>	<b>COMPLEMENT DE RÉMUNERATION .....</b>	<b>26</b>
<b>4.</b>	<b>COÛTS LIÉS À LA CONCLUSION ET À LA GESTION DES CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION EN MÉTROPOLE CONTINENTALE .....</b>	<b>28</b>
<b>5.</b>	<b>BILAN DES CHARGES LIÉES AUX CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION EN METROPOLE CONTINENTALE AU TITRE DE 2020 .....</b>	<b>28</b>
<b>6.</b>	<b>CHARGES LIÉES AUX CONTRATS D'EFFACEMENT.....</b>	<b>29</b>
6.1	CONTEXTE JURIDIQUE.....	29
6.2	MONTANT DES CHARGES PRÉVISIONNELLES AU TITRE DE 2020.....	29
<b>7.</b>	<b>CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX.....</b>	<b>29</b>
7.1	CHARGES LIÉES AU « TARIF DE PREMIÈRE NÉCESSITÉ ».....	30
7.1.1	Pertes de recettes liées au TPN.....	30
7.1.2	Surcoûts de gestion.....	30
7.1.3	Services liés à la fourniture.....	31
7.1.4	Bilan des charges liées au TPN.....	31
7.2	CHARGES LIÉES AU DISPOSITIF INSTITUÉ EN FAVEUR DES PERSONNES EN SITUATION DE PRÉCARITÉ	31
7.3	CHARGES RELATIVES AUX SERVICES LIÉS À LA FOURNITURE DES BÉNÉFICIAIRES DU CHÈQUE ÉNERGIE	31
7.4	CHARGES LIÉES AUX DISPOSITIFS D'AFFICHAGE DÉPORTÉ.....	31
7.5	BILAN DES CHARGES PRÉVISIONNELLES LIÉES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX PAR OPÉRATEUR.....	31
<b>B.</b>	<b>CHARGES DE SERVICE PUBLIC EN GAZ .....</b>	<b>32</b>
<b>1.</b>	<b>CHARGES LIÉES AUX CONTRATS D'ACHATS DE BIOMÉTHANE.....</b>	<b>32</b>
<b>1.1</b>	<b>SURCOÛTS D'ACHAT PRÉVISIONNELS AU TITRE DE 2020 .....</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 PRÉVISIONNELS DE GESTION DES ACHETEURS DE BIOMÉTHANE POUR 2020.....</b>	<b>33</b>
<b>1.3</b>	<b>VALORISATION PRÉVISIONNELLE DES GARANTIES D'ORIGINES AU TITRE DE 2020 .....</b>	<b>33</b>
<b>1.4</b>	<b>CHARGES PREVISIONNELLES AU TITRE DE 2020.....</b>	<b>33</b>

---

<b>2.</b>	<b>CHARGES LIEES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX.....</b>	<b>34</b>
2.1	CHARGES LIÉES AU TARIF SPÉCIAL DE SOLIDARITÉ.....	35
2.2	CHARGES RELATIVES AUX SERVICES LIÉS À LA FOURNITURE DES BÉNÉFICIAIRES DU CHÈQUE ÉNERGIE 35	
2.3	CHARGES LIÉES AUX DISPOSITIFS D’AFFICHAGE DÉPORTÉ.....	35
2.4	BILAN DES CHARGES PRÉVISIONNELLES LIÉES AUX DISPOSITIFS SOCIAUX PAR OPÉRATEUR.....	35
<b>C.</b>	<b>SYNTHÈSE.....</b>	<b>36</b>
<b>1.</b>	<b>CHARGES DE SERVICE PUBLIC PRÉVISIONNELLES AU TITRE DE 2020.....</b>	<b>36</b>
<b>2.</b>	<b>DETAIL DES CHARGES PRÉVISIONNELLES AU TITRE DE 2020 PAR LES OPERATEURS AUTRES QU’EDF, EDM, EEWf, RTE ET ACHETEURS DE DERNIER RECOURS.....</b>	<b>38</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 ou à l'initiative du représentant de l'Etat dans le département ou du gestionnaire de réseau 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) ou un surcoût d'achat d'électricité au titre du c) 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 a été 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. Ces cadres ont été adoptés pour la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte et la Réunion par la délibération de la CRE du 17 janvier 2019<sup>9</sup>. Dans l'attente 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>10</sup>. Pour la Corse, la Martinique, la Guadeloupe, la Guyane et la Réunion, la CRE a délibéré le 4 octobre 2018 sur le niveau de compensation attribué à 11 projets de stockage. Par ailleurs, la CRE a été saisi le 17 avril 2019 des premiers projets de stockage à Mayotte, et elle délibérera sur le niveau de compensation attribué à chaque projet au cours de l'année 2019. En l'absence d'adaptation au stockage des chroniques d'appels prévisionnelles déclarées par EDF SEI, la CRE a choisi de ne pas retenir, au sein des charges

<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 17 janvier 2019 portant décision relative aux cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, à Mayotte et à la Réunion

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

prévisionnelles, les charges liées à ces projets pour EDF, puisque ces charges sont inférieures aux surcoûts engendrés. De même en l'absence de visibilité sur les projets retenus à Mayotte, les charges n'ont pas été retenues pour EDM. Ce poste de charge pourra être mis à jour l'année prochaine lors de l'exercice de prévision pour 2021 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.

## 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 2020 sur la base des éléments constatés au titre de 2018, de l'actualisation du bilan énergétique des ZNI et des hypothèses économiques retenues. Ces éléments sont présentés dans les sections suivantes pour EDF, EDM et EEWf.

### 1.1.1 Surcoûts de production prévus par EDF pour 2020

#### 1.1.1.1 Coûts de production

Les coûts de production prévisionnels déclarés par EDF dans les ZNI s'élèvent, pour 2020, à **777,2 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 2018 et prévisionnels mis à jour pour 2019 dans le Tableau 2.

Tableau 1 : Coûts de production dans les ZNI prévus par EDF pour 2020

M€	Nature de coûts retenus	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2020 prév
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	42,3	38,9	36,0	47,5	1,5	10,1	1,1	177,4
	Personnel, charges externes et autres achats	34,8	24,3	36,3	38,0	14,4	6,9	1,3	155,9
	Impôts et taxes	11,6	9,9	9,4	23,4	14,1	0,1	0,0	68,6
	Coûts de commercialisation	17,6	20,4	15,8	12,3	18,9	0,2	0,1	85,3
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	5,9	1,9	4,5	4,9	0,2	0,8	0,0	18,2
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	37,9	12,8	13,1	34,1	16,3	6,1	0,3	120,6
	Amortissements	21,3	10,0	11,9	21,9	8,9	3,0	0,3	77,4
	Frais de structure, de siège et prestations externes	14,7	15,4	11,4	14,9	17,5	0,1	0,0	73,9
<b>Coût total</b>		<b>186,0</b>	<b>133,7</b>	<b>138,3</b>	<b>197,0</b>	<b>91,8</b>	<b>27,3</b>	<b>3,1</b>	<b>777,2</b>

#### 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.

A défaut de pouvoir anticiper si EDF SEI sera excédentaire ou déficitaire et dans la mesure où les modalités de gestion des CEE au périmètre d'EDF SEI est en cours de réflexion entre l'opérateur et la CRE (cf. section 1.1.1.1 de l'annexe 3), la CRE ne retient ni charge ni de produit au titre des CEE dans les coûts prévisionnels.

Comme affiché dans le Tableau 2, les coûts de production prévisionnels pour 2020 dans les ZNI sont en légère augmentation par rapport à 2018 (+ 6,1 M€) et en baisse par rapport à ceux prévus pour 2019 (- 23,1 M€).

Tableau 2 : Evolution des coûts de production dans les ZNI prévus par EDF pour 2020 par rapport aux coûts constatés au titre de 2018 et prévisionnels mis à jour pour 2019

M€	Nature de coûts retenus	2020 prév	2019 reprév	Evolution		2018	Evolution	
				en M€	en %		en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	177,4	203,2	-25,9	-13%	187,7	-10,3	-6%
	Personnel, charges externes et autres achats	155,9	158,5	-2,5	-2%	142,0	13,9	10%
	Impôts et taxes	68,6	67,5	1,1	2%	71,4	-2,8	-4%
	Coûts de commercialisation <sup>(1)</sup>	85,3	76,0	9,3	12%	88,5	-3,2	-4%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	18,2	22,3	-4,1	-18%	20,1	-1,9	-9%
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	120,6	121,6	-1,0	-1%	122,5	-2,0	-2%
	Amortissements	77,4	78,5	-1,2	-1%	72,3	5,0	7%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	73,9	72,7	1,2	2%	66,4	7,5	11%
<b>Coût total</b>		<b>777,2</b>	<b>800,3</b>	<b>-23,1</b>	<b>-3%</b>	<b>771,1</b>	<b>6,1</b>	<b>1%</b>

<sup>(1)</sup> Les coûts de commercialisation au titre de 2018 exposés dans ce tableau n'incluent pas la recette exceptionnelle liée au transfert de 7 TWhc de CEE à la Direction Commerce d'EDF en décembre 2018 (cf. section 1.1.1.1 de l'annexe 3).

### Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2018

Les hausses des charges externes, des dotations aux amortissements et des frais de structure et de siège sont en partie compensées par la baisse du coût d'achat des combustibles. Il en découle une légère hausse des coûts prévisionnels en 2020 par rapport aux coûts constatés en 2018 (+ 1 %).

La principale cause de l'importante augmentation du poste « personnel, charges externes et autres achat » est la hausse entre 2018 et 2020 des dépenses de déconstruction pour les centrales diesel de Lucciana en Corse, de Jarry Nord en Guadeloupe, de Bellefontaine en Martinique et de Port Ouest à la Réunion. En 2020, ces centrales (mise à part celle de Lucciana qui sera dans la dernière phase, à savoir la dépollution des sols) seront en effet en pleine phase de déconstruction suite aux phases préliminaires de mise en sécurité des sites, de dépollution des installations et de préparation à la déconstruction.

Les dotations aux amortissements tiennent compte d'amortissements accélérés sur les centrales du Vazio en Corse et de Dégrad-des-Cannes en Guyane en raison de leur fermeture prévue pour 2023. Ces amortissements accélérés sont plus élevés en 2020 qu'en 2018.

Bien que le prix de marché du fioul lourd soit en légère hausse entre 2018 et 2020, le coût d'achat de combustible présente une baisse importante en raison de la diminution de l'ordre de 20 % de la production d'électricité à partir des centrales thermiques d'EDF fonctionnant au fioul. Le moindre recours à ces centrales est permis grâce au développement des moyens de production renouvelable par des producteurs tiers, en particulier de nouveaux parcs éoliens, photovoltaïques et à fonctionnant à partir de biomasse (exemple : centrale biomasse de Galion 2 à la Martinique mise en service mi-2018).

En conséquence de la baisse de la production d'EDF à partir d'énergie fossile, le coût d'achat des quotas de CO<sub>2</sub> est réduit entre 2020 et 2018 (- 9 %) malgré l'augmentation du prix de la tonne de CO<sub>2</sub> (22,66 €/tCO<sub>2</sub> en 2020<sup>11</sup> contre 18,07 €/tCO<sub>2</sub> en 2018).

### Évolution par rapport à la mise à jour des coûts prévisionnels pour 2019

Les coûts prévisionnels de production d'EDF dans les ZNI pour 2020 sont proches de ceux mis à jour pour 2019 (- 3 %) : la baisse des coûts d'achat des combustibles et des quotas de CO<sub>2</sub> est en partie compensée par la hausse des coûts de commercialisation.

La diminution des charges de combustibles et de CO<sub>2</sub> est due à une hypothèse d'un recours 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 et à cause d'une sécheresse particulièrement sévère au premier semestre de l'année 2019 en Guyane ayant conduit à solliciter davantage les groupes thermiques.

Pour le poste des coûts de commercialisation, la prévision 2020 et mise à jour de la prévision 2019 se basent sur les objectifs fixés dans les cadres territoriaux de compensation des petites actions de MDE en ZNI publiés par la CRE en janvier 2019<sup>12</sup>. Les objectifs annuels étant globalement croissant sur la durée des cadres (2019-2023) en cohérence avec le développement progressif des offres de MDE, les charges de MDE augmentent.

#### 1.1.1.2 Recettes de production

Les recettes de production prévisionnelles dans les ZNI pour 2020 s'élèvent à **205,3 M€**, réparties comme indiqué dans le Tableau 3.

<sup>11</sup> Prix à terme 2020 observé sur le marché boursier ICE ECX EUA futures fin mars 2019

<sup>12</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 janvier 2019 portant décision relative aux cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, à Mayotte et à la Réunion



Tableau 3 : Recettes de production prévisionnelles par EDF dans les ZNI pour 2020

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2020 prév
Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité <sup>(1)</sup>	218,6	198,9	151,5	87,6	306,1	4,9	0,9	968,6
Recettes réseau	95,2	78,8	57,9	31,5	116,8	1,9	0,4	382,6
Recettes gestion de la clientèle	10,0	9,6	8,0	2,9	15,9	0,2	0,1	46,6
<b>Recettes brutes de production<sup>(2)</sup></b>	<b>113,5</b>	<b>110,4</b>	<b>85,6</b>	<b>53,2</b>	<b>173,4</b>	<b>2,8</b>	<b>0,4</b>	<b>539,3</b>
Part des recettes à considérer <sup>(3)</sup>	34,7	12,4	15,4	41,7	30,1	2,8	0,3	137,5
<b>Recettes de production totales<sup>(4)</sup></b>	<b>51,8</b>	<b>28,4</b>	<b>24,9</b>	<b>49,6</b>	<b>47,0</b>	<b>3,1</b>	<b>0,4</b>	<b>205,3</b>
Part production du tarif de vente <sup>(5)</sup> (€/MWh)	55,34	63,93	64,42	63,33	63,46	60,77	46,17	-

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

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

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

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

(5) la part production du tarif de vente est utilisée pour évaluer les surcoûts dus aux contrats d'achat en ZNI (cf. section A.2.4)

L'évolution des recettes de production prévisionnelles par rapport aux recettes constatées au titre de 2018 et à celles prévues pour 2019 est indiquée dans le Tableau 4.

Tableau 4 : Evolution des recettes de production dans les ZNI prévues par EDF pour 2020 par rapport aux recettes constatées au titre de 2018 et prévisionnelles mises à jour pour 2019

M€	2020 prév	2019 reprév	Evolution		2018	Evolution	
			en M€	en %		en M€	en %
Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité <sup>(1)</sup>	968,6	947,7	20,8	2%	926,9	41,6	4%
Recettes réseau	382,6	371,6	11,0	3%	359,7	22,9	6%
Recettes gestion de la clientèle	46,6	45,9	0,7	2%	40,7	5,9	15%
<b>Recettes brutes de production<sup>(2)</sup></b>	<b>539,3</b>	<b>530,3</b>	9,1	2%	<b>526,6</b>	12,8	2%
Part des recettes à considérer <sup>(3)</sup>	137,5	138,0	-0,5	0%	168,2	-30,7	-18%
<b>Recettes de production totales<sup>(4)</sup></b>	<b>205,3</b>	<b>204,7</b>	0,5	0,3%	<b>232,5</b>	-27,3	-12%

### Évolution par rapport aux recettes constatées au titre de 2018

La prévision des recettes de production est établie sur la base des recettes constatées en 2018 en prenant en compte les hypothèses suivantes :

- hausse moyenne de la consommation finale d'électricité dans les ZNI de 2,0 % entre 2018 et 2020 ;
- légère hausse du taux de pertes moyen de 10,4 % en 2018 à 10,8 % 2020 ;
- augmentation moyenne tarifaire de + 1,6 % HT en 2020 par rapport aux tarifs en vigueur en 2018 ;
- augmentation moyenne des recettes d'acheminement de + 2,3 % HT en 2020 par rapport aux tarifs de réseau en vigueur en 2018 ;
- 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.

Bien que les recettes brutes de production soient en augmentation entre 2020 et 2018 (+ 2 %) en raison des hypothèses de croissance de la consommation et de hausse des tarifs de vente d'électricité, les recettes de production totales affectées à EDF dans les ZNI sont en baisse (- 12 %). Ceci est dû à la baisse significative de la part de production d'EDF. Le taux de production moyen d'EDF dans les ZNI passe en effet de 32,4 % en 2018 à 25,8 % en 2020.

### Évolution par rapport aux recettes prévisionnelles mises à jour pour 2019

Le montant prévisionnel de recettes brutes de production pour 2020 est équivalent à celui prévu pour 2019 : la légère hausse du chiffre d'affaires due à une augmentation des tarifs de vente est compensée par un taux de production d'EDF en légère baisse entre 2019 et 2020.

### 1.1.1.3 Surcoûts de production

Les coûts et les recettes de production prévisionnels retenus par la CRE s'élèvent respectivement à 777,2 M€ et 205,3 M€, le montant des surcoûts de production prévisionnels pour 2020 dans les ZNI est égal à **571,9 M€**. Leur décomposition par zone est présentée dans le Tableau 5.

Tableau 5 : Surcoûts de production prévus par EDF dans les ZNI pour 2020

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2020 prév
Coût de production	186,0	133,7	138,3	197,0	91,8	27,3	3,1	777,2
Recettes de production	51,8	28,4	24,9	49,6	47,0	3,1	0,4	205,3
<b>Surcoûts (M€)</b>	<b>134,2</b>	<b>105,2</b>	<b>113,3</b>	<b>147,4</b>	<b>44,8</b>	<b>24,2</b>	<b>2,7</b>	<b>571,9</b>

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

### 1.1.2 Surcoûts de production prévus par EDM pour 2020

#### 1.1.2.1 Coûts de production

Les coûts de production prévisionnels déclarés par EDM s'élèvent, pour 2020, à **135,5 M€**, dont 59 % au titre des combustibles – hors taxes (80,3 M€). La décomposition par grands postes de coût et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2018 et prévisionnels mis à jour pour 2019 sont présentés dans le Tableau 6. Les coûts de production prévisionnels pour 2020 augmentent fortement par rapport à ceux constatés pour 2018 (+ 25,7 M€) et légèrement par rapport à ceux prévus pour 2019 (+ 4,6 M€).

Tableau 6 : Evolution des coûts de production prévus par EDM pour 2020 par rapport aux coûts constatés au titre de 2018 et prévus pour 2019

M€	Nature de coûts retenus	2020 prév	2019 reprév	Evolution		2018	Evolution	
				en M€	en %		en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	80,3	78,7	1,6	2%	61,6	18,7	30%
	Personnel, charges externes et autres achats	26,8	24,8	2,0	8%	24,0	2,8	11%
	Impôts et taxes	1,0	1,0	0,0	2%	0,8	0,2	32%
	Coûts de commercialisation	4,9	4,0	0,9	22%	2,4	2,5	104%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	3,5	3,4	0,1	3%	3,5	0,0	-1%
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	11,9	12,2	-0,3	-3%	12,3	-0,4	-3%
	Amortissements	6,6	6,3	0,3	4%	4,7	1,9	41%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	0,6	0,6	0,0	2%	0,6	0,0	1%
<b>Coût total</b>	<b>135,5</b>	<b>130,9</b>	<b>4,6</b>	<b>4%</b>	<b>109,8</b>	<b>25,7</b>	<b>23%</b>	

#### Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2018

La forte augmentation des coûts de production par rapport au constaté 2018 s'explique principalement par la hausse des coûts de combustibles (+ 18,7 M€) du fait de l'évolution du prix de marché des matières premières et d'une hypothèse de croissance de la consommation électrique de 11,6 % par rapport à 2018 (cf. Annexe 2).

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

Les coûts de production incluent par ailleurs les frais de commercialisation prévisionnels qu'EDM envisage d'engager au titre des actions visant la maîtrise de la demande d'électricité (+ 2,5 M€). Cette hausse s'explique par un renforcement des actions de MDE déployées sur le territoire en lien avec la mise en œuvre du cadre de compensation. A noter que les charges constatées au titre de l'année 2018 sur ce poste sont nettement inférieures à celles de 2017 (- 0,8 M€) du fait du ralentissement du déploiement des actions de MDE dans l'attente de la publication du cadre territorial de compensation (délibération de la CRE du 17 janvier 2019). D'autre part, cette hausse est en partie compensée par la prise en compte des recettes liées à la vente des CEE obtenus par la mise en œuvre des actions de MDE.

La hausse des coûts de production prévisionnels est également portée par l'augmentation des charges de personnel, charges externes et autres achats (+ 11 %). Cette évolution résulte notamment d'un renforcement des effectifs avec la mise en place de postes de chef de quart dû à des impératifs de sécurité et au renforcement des équipes de maintenance. EDM a également intégré dans ses prévisions une hausse des charges sociales liée au renforcement des équipes et à l'élévation des différents plafonds des organismes sociaux (Caisse de Sécurité Sociale de Mayotte, CAMIEG) et du taux de cotisation retraite.

## Évolution par rapport aux coûts prévisionnels pour 2019

La variation entre les prévisions de coûts pour 2019 et 2020 s'explique principalement par le fait que les coûts d'exploitation augmentent en cohérence avec la croissance de la consommation (+ 3,6 %) et l'inflation.

### 1.1.2.2 Recettes de production

Les recettes de production prévisionnelles pour 2020 s'élèvent pour EDM à **20,2 M€**, réparties comme indiqué dans le Tableau 7.

Tableau 7 : Evolution des recettes de production prévues par EDM pour 2020 par rapport aux recettes constatées au titre de 2018 et prévues pour 2019

en M€	2020 prév	2019 reprév	Evolution		2018	Evolution	
			en M€	en %		en M€	en %
(+) Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité	36,8	35,3	1,5	4%	33,1	3,6	11%
(+) Chiffre d'affaires théorique lié aux agents EDM	0,2	0,2	0,0	3%	0,2	0,0	12%
<b>Chiffre d'affaires total à considérer</b>	<b>37,0</b>	<b>35,5</b>	1,5	4%	<b>33,3</b>	3,6	11%
(-) Recettes de distribution	15,4	14,6	0,8	5%	13,4	2,0	15%
(-) Recettes de gestion clientèle	1,6	1,5	0,1	8%	1,4	0,2	13%
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	2,2	2,1	0,1	3%	1,8	0,4	25%
<b>Recettes brutes de production</b>	<b>22,2</b>	<b>21,6</b>	0,6	3%	<b>20,3</b>	1,9	10%
<b>Recettes de production totales <sup>(1)</sup></b>	<b>20,2</b>	<b>20,1</b>	0,1	1%	<b>19,3</b>	0,9	5%
<b>Part production du tarif de vente (€/MWh)</b>	<b>57,77</b>	<b>58,16</b>	-0,4	-1%	<b>59,64</b>	-1,9	-3%

<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.

## Évolution par rapport aux recettes constatées au titre de 2018

Le chiffre d'affaires suit l'évolution des ventes d'énergie en cohérence avec les hypothèses de croissance de la consommation (+ 11,6 %) et prenant en compte une hausse de 1 % du tarif au 1<sup>er</sup> août 2019 ainsi qu'au 1<sup>er</sup> août 2020, s'appliquant uniformément à l'ensemble des catégories tarifaires.

Les recettes de production d'EDM prévues pour 2020 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).

## Évolution par rapport aux recettes prévues pour 2019

Le chiffre d'affaires pour 2020 est supérieur à celui prévu pour 2019 d'environ 4 % ce qui s'explique par la poursuite de la croissance de la consommation (+ 3,6 %) 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 135,5 M€ et 20,2 M€, le montant des surcoûts de production prévisionnels pour 2020 est évalué pour EDM à **115,3 M€**. Ce surcoût relève du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

### 1.1.3 Surcoûts de production prévus par EEWf pour 2020

L'ordonnance n° 2016-572 du 12 mai 2016 portant extension et adaptation aux îles Wallis et Futuna de diverses dispositions du code de l'énergie organise la mise en œuvre progressive de la péréquation tarifaire, entre le 1<sup>er</sup> juillet 2016 et le 1<sup>er</sup> janvier 2020.

A compter du 1<sup>er</sup> janvier 2020, les tarifs réglementés de vente de l'électricité en vigueur en métropole s'appliqueront dans les îles Wallis et Futuna et se substitueront à ceux définis dans la convention de concession en cours. D'autre part, les dispositions des articles L. 121-29 à L. 121-31 du code de l'énergie relatifs au fonds de péréquation de l'électricité entreront également en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2020.

Avant cette date, le calcul des charges de service public de l'énergie supportées par EEWf était limité aux kWh péréqués dont le volume a augmenté progressivement entre 2016 et 2020, en application de l'arrêté du

29 juin 2016<sup>13</sup>. En 2019, la péréquation représentera 46,5 % du volume d'électricité, contre 36,4 % en 2018 et 24,6 % en 2017.

### 1.1.3.1 Coûts de production

Les coûts de production prévisionnels déclarés par EEWf s'élèvent, pour 2020, à **7,43 M€**, dont 69 % au titre des combustibles – hors taxes (5,13 M€). La décomposition par grands postes de coût et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2018 et prévisionnels mis à jour pour 2019 sont présentées dans le Tableau 8.

A noter que les coûts constatés au titre de 2018 et prévisionnels 2019 ont été calculés au prorata du volume péréqué sur la base des coûts totaux supportés par EEWf du fait de l'exploitation de son réseau de distribution et de son parc de production et des contrats d'achat conclus avec des producteurs tiers.

**Tableau 8 : Evolution des coûts prévus par EEWf pour 2020 par rapport aux coûts prévisionnels pour 2019 et constatés pour 2018**

M€	Nature de coûts déclarés	2020 prév	2019 reprév	Evolution		2018	Evolution	
				en M€	en %		en M€	en %
<b>Coûts variables</b>	Achats de combustibles hors taxes	<b>5,13</b>	<b>2,26</b>	2,9	127%	<b>1,69</b>	3,4	205%
	Personnel, charges externes et autres achats	<b>1,02</b>	<b>1,64</b>	-0,6	-38%	<b>1,25</b>	-0,2	-18%
	Coûts de commercialisation	-	-	-		-	-	
	Coûts d'acquisition des quotas de CO2	-	-	-		-	-	
<b>Coûts fixes</b>	Rémunération des capitaux	<b>0,09</b>	<b>0,11</b>	-0,02	-18%	<b>0,10</b>	-0,01	-5%
	Amortissements	<b>0,64</b>	<b>0,39</b>	0,3	64%	<b>0,36</b>	0,3	77%
	Fonctions support	<b>0,54</b>	<b>0,61</b>	-0,07	-12%	<b>0,45</b>	0,09	20%
<b>Coût total</b>		<b>7,43</b>	<b>5,0</b>	2,4	48%	<b>3,85</b>	3,6	93%

### Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2018 et prévus pour 2019

L'évolution de coûts s'explique principalement par les deux facteurs suivants :

- L'accroissement du volume de kWh péréqués au cours des années 2019 et 2020. En 2020, la totalité des volumes sont péréqués, contre 46,5 % en moyenne en 2019 et 36,4 % en 2018. Cela explique le doublement des coûts d'achat de combustible entrant dans le calcul des charges de SPE (+2,9 M€ par rapport à 2019).
- La modification du périmètre de calcul des charges de SPE, restreint, à partir de 2020, aux coûts d'exploitation de son parc de production avec l'entrée en vigueur du Fonds de péréquation de l'électricité au sein duquel seront pris en charges les surcoûts d'exploitation du réseau. Cette modification entraîne une baisse des charges de personnel, charges externes et autres achats ainsi que des charges relatives aux fonctions support et vient limiter la hausse des coûts induite par la pleine mise en œuvre de la péréquation.

### 1.1.3.2 Recettes de production

Les recettes de production prévisionnelles pour 2020 s'élèvent pour EEWf à **0,92 M€**, réparties comme indiqué dans le Tableau 9.

**Tableau 9 : Recettes de production prévues par EEWf pour 2020**

en M€	2020 prév
<b>Chiffre d'affaires total à considérer</b>	<b>1,9</b>
(-) Recettes de distribution	0,9
(-) Recettes de gestion clientèle	0,2
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	0,1
<b>Recettes brutes de production</b>	<b>0,9</b>
<b>Recettes de production totales (1)</b>	<b>0,9</b>
<b>Part production du tarif de vente (€/MWh)</b>	<b>44,52</b>

(1) Résultat de la diminution des recettes brutes de production de la part des recettes issues de la vente des kWh produits dans le cadre des contrats d'achat, traités à la section A.2.6.2

<sup>13</sup> 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.

### 1.1.3.3 Surcoûts de production

Les coûts et les recettes prévisionnels retenus par la CRE s'élevant respectivement à 7,43 M€ et 0,92 M€, le montant des surcoûts de production et d'achat d'énergie prévisionnels au titre de l'année 2020 est évalué à **6,51 M€** pour EEWf. Ce surcoût relève du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

## 1.2 Coûts liés aux projets d'études

Aucun opérateur n'a déclaré de charges relatives à des projets d'étude pour l'année 2020.

## 1.3 Coûts liés aux projets de stockage

Pour l'enveloppe de charges d'EDF SEI, en l'absence d'adaptation au stockage des chroniques d'appels prévisionnelles déclarées par le gestionnaire de réseau, la CRE a choisi de ne pas retenir les charges liées à ces projets, puisque ces charges sont inférieures aux surcoûts engendrés.

Pour l'enveloppe de charges d'EDM, en l'absence de visibilité sur les projets qui seront développés suite au premier guichet actuellement en instruction pour Mayotte, la CRE a choisi de ne pas retenir de charges liées au stockage.

## 1.4 Coûts liés aux actions de MDE

La délibération de la CRE du 2 février 2017<sup>14</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, dans les entreprises et pour les collectivités. 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'est effectué au deuxième semestre 2018 et a abouti à leur adoption par la délibération du 17 janvier 2019<sup>15</sup>.

Dans l'attente de la mise œuvre effective 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 2020 de consommation et de charges et produits relatifs à la MDE se fondent sur les données des cadres de compensation adoptés en janvier 2019.

## 2. SURCOUTS LIES AUX CONTRATS D'ACHAT

### Contrats d'achat éligibles à la compensation

Les surcoûts d'achat prévus pour 2020, en métropole continentale et dans les ZNI, sont dus aux contrats d'achat suivants :

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

### Coût évités liés à l'énergie produite

En application de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, le montant des surcoûts est égal à la différence entre le prix d'acquisition de l'électricité payé en exécution des contrats en cause et le coût évité par l'acquisition de cette électricité (coût évité « énergie »), qui est évalué de la manière suivante :

<sup>14</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>15</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 janvier 2019 portant décision relative aux cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, à Mayotte et à la Réunion

- 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 2020**

### 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 2020 est établie à partir des montants retenus au titre de 2018 et des évolutions prévues en 2019 et 2020, 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*. De manière générale, le développement des installations les plus grandes sous le régime du complément de rémunération implique un plus faible développement des installations sous obligation d'achat. Cette tendance est couplée avec l'arrivée à échéance de certains des contrats d'obligation d'achat.

L'évolution de la filière cogénération sous obligation d'achat (installations de moins de 12 MW) en 2019 et 2020 est liée à la mise en service de nouvelles installations bénéficiant des dispositions de l'arrêté du 3 novembre 2016 mais également à l'arrivée à échéance de près de 150 MW de contrats d'achat. EDF retient une hypothèse de mise en service de nouvelles installations à hauteur d'1MW par mois. 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 171 €/MWh en 2020, soit une hausse de 9 % par rapport au coût moyen constaté en 2018, notamment en raison de l'augmentation du niveau de la TICGN et des prix du gaz et du CO<sub>2</sub>.

Les derniers contrats diesels « dispatchables » arrivent à échéance en octobre 2019.

Pour l'hydraulique, EDF retient une hypothèse de développement du parc d'environ 85 MW au cours de l'année 2019 et 20 MW au cours de l'année 2020. Cette baisse du rythme de développement s'explique par la mise en service des dernières installations bénéficiant de l'arrêté tarifaire de 2007. Le développement est porté 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 2018. Le tarif d'achat prévisionnel moyen est de 77,9 €/MWh.

Pour la filière éolienne, EDF retient une hypothèse de décroissance du parc en raison de l'arrivée à échéance de contrats d'obligation d'achat représentant une puissance d'environ 500 MW sur la période 2019-2020 et le développement de nouvelles installations exclusivement sous le régime du complément de rémunération. EDF fait l'hypothèse que la durée moyenne de fonctionnement des parcs éoliens est de 2 085 heures. Le tarif d'achat prévisionnel moyen est de 91,1 €/MWh.

EDF prévoit un développement en guichet ouvert de la filière photovoltaïque sous obligation d'achat à hauteur d'environ 360 MW en 2019 et en 2020, cette croissance repose sur l'arrêté tarifaire 2017. EDF prévoit de plus une croissance du parc sous obligation d'achat d'environ 70 MW en 2020 en raison de la mise en service d'installations lauréates des appels d'offres tenus entre 2014 et 2017. Le prix d'achat prévisionnel moyen du photovoltaïque s'établit à 289 €/MWh en 2020, en baisse par rapport au prix moyen constaté en 2018 (298 €/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 bénéficiant d'un soutien de l'ordre de 10 MW sur la période 2019-2020. Ces baisses résultent de l'arrivée à échéance de contrats d'obligation d'achat. La durée de fonctionnement retenue est de 5 592 heures, et le tarif moyen d'achat est de 60,7 €/MWh.

Pour la filière biogaz, EDF fait l'hypothèse que 36 MW de nouvelles installations sous obligation d'achat seront mises en service sur la période 2019-2020 avec les dispositions du régime tarifaire de l'arrêté du 13 décembre 2016. Le coût d'achat unitaire moyen pour la filière est estimé à 162 €/MWh, en hausse de 6 % par rapport au coût d'achat unitaire constaté en 2018.

Pour la filière biomasse, EDF considère que 75 MW seront mis en service sur la période 2019-2020 en obligation d'achat sous le régime des appels d'offres de 2009 et 2016 ainsi que de l'arrêté tarifaire 2011. Le coût unitaire d'achat pour la filière en 2020 est de 140,7 €/MWh.

EDF retient une hypothèse relative à l'achat des surplus des entreprises locales de distribution (contrats RS41), à hauteur de 180 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 2020 sont présentés dans le Tableau 10.

La prévision pour 2020 réalisée par EDF aboutit à un total de **58,9 TWh** pour un coût d'achat de **8 221,1 M€**.

**Tableau 10 : Quantités d'électricité et coûts d'achat prévus par EDF pour 2020**

	Cogénération (combustible fossile)	Cogénération (combustible fossile) dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres(*)	TOTAL
Janvier	1 619,4	0,0	0,0	575,2	3 197,9	153,5	186,8	292,5	344,7	13,8	6 383,8
Février	1 470,5	0,0	0,0	582,9	2 752,5	141,4	177,5	277,8	536,2	23,9	5 962,8
Mars	1 479,7	0,0	0,0	644,3	2 639,1	151,7	191,9	280,0	842,8	28,1	6 257,5
Avril	0,0	0,0	0,0	675,2	2 260,7	114,3	181,5	296,1	1 082,2	11,0	4 621,0
Mai	0,0	0,0	0,0	716,5	1 904,8	129,4	183,6	290,0	1 251,2	19,6	4 495,2
Juin	0,0	0,0	0,0	583,1	1 602,7	129,8	180,8	250,7	1 313,8	22,9	4 083,8
Juillet	0,0	0,0	0,0	412,4	1 569,4	155,3	189,3	311,7	1 378,6	23,0	4 039,6
Août	0,0	0,0	0,0	302,5	1 530,5	144,2	188,2	307,7	1 249,9	19,3	3 742,3
Septembre	0,0	0,0	0,0	273,1	1 830,3	131,7	183,4	307,2	1 021,6	22,7	3 769,9
Octobre	0,0	0,0	0,0	351,7	2 384,8	110,2	198,0	291,1	728,8	22,6	4 087,2
Novembre	1 277,3	0,0	0,0	400,9	2 681,4	145,7	187,5	295,9	420,7	21,3	5 430,7
Décembre	1 465,9	0,0	0,0	519,0	3 066,6	147,1	197,4	287,4	299,5	28,4	6 011,3
<b>Quantités (GWh)</b>	<b>7 312,7</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>6 036,8</b>	<b>27 420,7</b>	<b>1 654,2</b>	<b>2 246,0</b>	<b>3 488,1</b>	<b>10 470,0</b>	<b>256,5</b>	<b>58 885,0</b>
Quantités retenues en 2018 (GWh)	1 881,3	4 789,9	1,2	6 177,5	25 997,2	1 886,2	2 133,4	2 757,9	9 339,4	64,7	55 028,6
<b>Coût d'achat (M€)</b>	<b>1 252,4</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>470,5</b>	<b>2 497,2</b>	<b>100,4</b>	<b>364,4</b>	<b>490,6</b>	<b>3 023,5</b>	<b>22,2</b>	<b>8 221,1</b>
Coût d'achat retenu en 2018 (M€)	276,3	771,9	1,6	470,1	2 302,7	108,7	327,7	380,7	2 783,6	4,6	7 427,8
<b>Coût d'achat unitaire (€/MWh)</b>	<b>171,3</b>	<b>-</b>	<b>0,0</b>	<b>77,9</b>	<b>91,1</b>	<b>60,7</b>	<b>162,2</b>	<b>140,7</b>	<b>288,8</b>	<b>86,7</b>	<b>139,6</b>
Coût d'achat unitaire en 2018 (€/MWh)	146,8	161,1	1 310,1	76,1	88,6	57,6	153,6	138,0	298,1	70,8	135,0

\* 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 15 % des coûts d'achat prévus pour 2020.

La production de la filière éolienne est en augmentation de 5,5 % par rapport à 2018 en raison d'un productible considéré supérieur à celui prévalant en 2018. Les coûts d'achat pour la filière éolienne représentent 30 % du total prévu pour 2020.

La croissance significative de la filière biomasse, qui connaît une augmentation des volumes produits de 26,5 % par rapport à 2018 résulte de la mise en service d'installations issues de l'appel d'offres de 2009.

Les volumes d'énergie de la filière photovoltaïque augmentent de 12 % par rapport à 2018, sous l'effet du développement du parc. Le photovoltaïque représentera 37 % du coût de l'obligation d'achat en métropole, pour 18 % de l'énergie produite.

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

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

Pour 2020, le montant prévu est identique à celui constaté en 2018, soit **0,2 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

#### 2.1.2.2 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>16</sup>, du 25 mai 2016<sup>17</sup>, du 22 juin 2017<sup>18</sup> et du 16 mai 2019<sup>19</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.2.1.2.3 à A.2.1.2.6.

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 2020, 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 productions et les prix de marché. Un facteur correctif mensuel est ainsi appliqué aux références mensuelles de prix de marché retenues.

Pour l'année 2020, le coût évité pour l'énergie produite s'élève ainsi à **2 432,4 M€** (hors contrats photovoltaïques et contrats à différenciation horosaisonnaire).

#### *Coût évité par la production quasi-certaine*

La puissance quasi-certaine retenue pour l'année 2020<sup>20</sup> est indiquée dans le Tableau 11.

**Tableau 11 : Puissance quasi-certaine retenue pour 2020**

	Puissance quasi-certaine (MW)
Ruban de base	1 400
Surplus de production Q1 <sup>21</sup>	2 100
Surplus de production M11	2 000
Surplus de production M12	2 000

En application des délibérations du 22 juin 2017 et du 16 mai 2019 susmentionnées, le coût évité pour les produits des blocs correspondant à la production quasi-certaine est calculé en fonction :

- des ventes effectivement réalisées par EDF ;
- de la moyenne des cotations EEX constatées entre le 15 et le 30 avril 2019.

<sup>16</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>17</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>18</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>19</sup> Délibération de la CRE du 16 mai 2019 portant communication relative à la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat

<sup>20</sup> Délibération de la CRE du 13 décembre 2018 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>21</sup> Premier trimestre.



Le coût évité du produit « ruban » est ainsi obtenu à partir des ventes réalisées par EDF entre le 1<sup>er</sup> janvier 2018 et le 30 avril 2019 et des cotations EEX observées entre le 15 et le 30 avril 2019 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 2019 et le 30 avril 2019 et les cotations EEX observées entre le 15 et le 30 avril 2019. 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 12.

Tableau 12 : Prix de marché retenus pour 2020, en €/MWh

Ruban	Q1	M11	M12
49,05	62,70	59,63	56,52

Ainsi, le coût évité par la production quasi-certaine, correspondant pour 2020 à 19,7 TWh, est de **1 055,9 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 13 : Prix de marché mensuels pour la part aléatoire pour 2020, en €/MWh

Mois	Référence mensuelle
Janvier	64,41
Février	65,36
Mars	59,28
Avril	47,00
Mai	41,91
Juin	45,09
Juillet	47,45
Août	43,15
Septembre	51,20
Octobre	58,13
Novembre	59,63
Décembre	56,52

Le coût évité par la production aléatoire relevant du cas général (hors contrats photovoltaïques et contrats à différenciation horosaisonnaire) s'élève pour 2020 à **1 376,5 M€**. Ce montant est détaillé dans le Tableau 14.

Tableau 14 : Prix de marché mensuels et coût évité à EDF par les contrats d'achat en 2020 (hors contrats photovoltaïques et contrats horosaisonnalisés)

Mois	Prix mensuel	Quantité hors éolien	Prix mensuel éolien	Quantité éolien	Coût évité
	(€/MWh)	(GWh)	(€/MWh)	(GWh)	(M€)
Janvier	64,41	1 521,2	50,1	1 752,9	185,8
Février	65,36	1 463,9	58,7	1 447,3	180,7
Mars	59,28	1 436,3	47,5	1 194,0	141,8
Avril	47,00	762,1	44,2	1 579,7	105,6
Mai	41,91	800,6	38,8	1 201,1	80,2
Juin	45,09	677,0	41,8	921,7	69,0
Juillet	47,45	638,2	42,4	865,8	67,0
Août	43,15	539,3	40,0	826,8	56,4
Septembre	51,20	514,6	47,4	1 149,3	80,8
Octobre	58,13	537,2	54,7	1 681,1	123,3
Novembre	59,63	1 192,0	50,2	1 257,8	134,2
Décembre	56,52	1 455,9	43,9	1 581,0	151,8
<b>Total 2020</b>	<b>53,3</b>	<b>11 538</b>	<b>46,6</b>	<b>15 458</b>	<b>1 376,5</b>

### 2.1.2.3 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 2020 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 2020 est de **555,7 M€**.

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

Certaines installations hydrauliques 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 2020, 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 2020 a varié, par MWh, par rapport à 2018, dans la même proportion que le prix de marché moyen pondéré entre 2018 et 2020. Le coût évité est ainsi estimé à **86,1 M€**.

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

Les contrats des dernières installations « dispatchables » arrivent à échéance fin 2019. En conséquence, le coût évité pour ces installations est nul en 2020.

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

À la suite de la délibération de la CRE du 16 décembre 2014 portant communication relative à l'évolution de la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale, EDF a procédé à la création d'un périmètre d'équilibre dédié à l'obligation d'achat, au sein duquel les installations sous obligation d'achat ont été basculées au 1<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 2020 à **13,6 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 2020.

### 2.1.2.7 Coût évité lié aux certificats de capacité

Dans ses délibérations du 14 décembre 2016 et du 22 juin 2017 susmentionnées, 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 2020, les enchères tenues par EPEX Spot porteront sur les Années de Livraison AL 2019, AL 2020, AL 2021, AL 2022, AL 2023 et AL 2024.

Le coût évité prévisionnel lié aux certificats de capacité au titre de l'année 2020 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 2020 pour les différentes Années de Livraisons qui y seront traitées :

	AL 2019	AL 2020	AL 2021	AL 2022	AL 2023	AL 2024
<b>Vente totale prévisionnelle de certificats de capacité en 2020 (MW)</b>	266,3	76,4	6065,6	2994,3	1454,9	1382,4

Ces volumes prennent en compte les « contraintes d'offres »<sup>22</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 2019 et 2020. 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 2019 et 2020.

En application de la délibération de la CRE du 22 juin 2017 susmentionnée, la valorisation des certificats de capacité pour les années de Livraison 2019 et 2020 est effectuée au prix moyen résultant des enchères qui se sont déjà tenues pour ces Années de Livraison (respectivement 15 508,21 €/MW et 20 001,65 €/MW) et en l'absence à date de la tenue d'enchères pour les Années de Livraison 2021, 2022, 2023 et 2024, les volumes correspondants sont valorisés à la moyenne des prix des enchères qui ont eu lieu pour l'Année de Livraison 2020, soit 20 001,65 €/MW.

Le coût évité total prévisionnel retenu pour EDF au titre de l'année 2020 est de **243,6 M€** répartis de la manière suivante : 86,1 M€ pour le budget et 157,5 M€ pour le CAS.

<sup>22</sup> Cf. section 7.12.3.3 des règles du mécanisme de capacité en vigueur définies par RTE.

Coût évité prévisionnel 2020 liés aux certificats de capacité (M€)	Budget	CAS						Total
	Cogénération	Eolien	Hydraulique	Biogaz	Biomasse	Incinération	Solaire	
	86,5	86,5	26,2	8,8	14,0	7,1	14,6	243,6

### 2.1.2.8 Coût total évité à EDF par les contrats d'achat

Le coût total évité à EDF par les contrats d'achat en métropole en 2020 est évalué à **3 304,2 M€** (1055,9 M€ de coût évité par la production quasi-certaine + 1 376,5 M€ de coût évité par la production aléatoire + 555,7 M€ de coût évité par les contrats photovoltaïques + 86,1 M€ de coût évité horosaisonnalisé + 243,6 M€ de coût évité liés aux certificats de capacité - 13,6 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 2020

Les surcoûts supportés par EDF résultant des contrats d'achat en 2020 s'élèvent à **4 917,1 M€** en métropole continentale (8 221,1 M€ de coût d'achat + 0,2 M€ de coût de contrôle des cogénérations - 3 304,2 M€ de coût évité).

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 4 188,7 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 728,4 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 2020

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

116 entreprises locales de distribution ont déclaré des prévisions de charges au titre des contrats d'achat pour l'année 2020. Parmi elles, quatre 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 3,5 TWh et à **461,9 M€** au titre de 2020.

### 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 règlementés de vente exclusivement à partir du tarif de cession. Dans ce cas, une part importante de la production sous obligation d'achat 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 règlementés 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 15.

Tableau 15 : Prix de marché mensuels et pondérés pour 2020

Mois	Prix mensuel	Prix pondéré éolien	Prix pondéré photovoltaïque
	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)
Janvier	64,41	50,12	74,53
Février	65,36	58,72	69,90
Mars	59,28	47,47	59,75
Avril	47,00	44,18	47,40
Mai	41,91	38,80	43,33
Juin	45,09	41,79	48,16
Juillet	47,45	42,44	51,14
Août	43,15	40,01	45,19
Septembre	51,20	47,35	54,65
Octobre	58,13	54,75	62,10
Novembre	59,63	50,20	63,16
Décembre	56,52	43,94	62,55

Parmi les entreprises locales de distribution ayant déclaré des charges prévisionnelles, 87 ont indiqué prévoir d'injecter 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 prévoient de vendre l'intégralité de l'électricité issue de l'obligation d'achat sur les marchés de gros ou d'avoir 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 **187,6 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.2.1.2.7 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 2020 prend en compte la valorisation des certificats de l'Année de Livraison 2021, et éventuellement de certificats des Années de Livraison précédentes si des rééquilibrages ont été déclarés. Pour l'Année de Livraison 2021, l'intégralité des volumes donne donc lieu à une valorisation en 2020.

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 2020 pour les Années de Livraison 2021 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 2020 par rapport au nombre total d'enchères pour cette Année de Livraison.

Volume de certificats pouvant être valorisés (MW)	AL 2019	AL 2020	AL 2021	AL 2022	AL 2023	AL 2024
	0,7	4,7	314,4	95,6	67,6	15,6

Au total, 498,5 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 2019 et 2020 sont valorisés, pour le calcul du coût évité prévisionnel, à la moyenne des prix des enchères qui ont eu lieu pour ces enchères, soit 15 508,21 €/MW pour l'Année de Livraison 2019 et 20 001,65 €/MW pour l'Année de Livraison 2020. En l'absence à date de la tenue d'enchères pour les Années de Livraison 2021, 2022, 2023 et 2024 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 2020, soit 20 001,65 €/MW.

Le coût évité lié aux certificats de capacité est évalué à **10,0 M€** pour 2020.

## 2.2.4 Surcoûts d'achat prévus par les entreprises locales de distribution au titre de 2020

Le surcoût total prévisionnel dû aux contrats d'achat en 2020 s'élève, pour 3,5 TWh de volumes d'achat à **264,3 M€** (461,9 M€ - 187,6 M€ - 10,0 M€), soit une augmentation de 13,0 M€ par rapport aux charges constatées au titre de l'année 2018 (+ 5 %). Cette progression est due en partie à l'augmentation des quantités achetées (+ 21 %, soit + 0,6 TWh), principalement pour quatre filières :

- une production des installations fonctionnant à partir de la biomasse estimée à 228 GWh en 2020 et un surcoût évalué à 22,2 M€ (respectivement 157 GWh et 16,8 M€ en 2018) ;
- une production des installations hydroélectriques estimée à 328 GWh en 2020 et un surcoût évalué à 9,6 M€ (respectivement 248 GWh et 7,6 M€ en 2018) ;
- une production des installations fonctionnant à partir du biogaz estimée à 140 GWh en 2020 et un surcoût évalué à 16,1 M€ (respectivement 123 GWh et 14,2 M€ en 2018) ;
- une production des installations photovoltaïques estimée à 481 GWh en 2020 et un surcoût évalué à 135,0 M€ (respectivement 406 GWh et 130,0 M€ en 2018).

Les quantités achetées progressent également pour les deux filières suivantes tandis que les surcoûts prévisionnels engendrés restent stables :

- une production éolienne estimée à 2 044 GWh en 2020 et un surcoût évalué à 63,7 M€ (respectivement 1 777 GWh et 64,7 M€ en 2018)
- une production des cogénérations estimée à 227 GWh et un surcoût évalué à 16,7 M€ (respectivement 191 GWh et 171 M€ en 2018)

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

- 247,5 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 16,7 M€ au titre des charges relevant du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par entreprises locales de distribution sont indiqués dans le Tableau 32.

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

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

Quatre Organismes agréés ont déclaré des charges prévisionnelles au titre des contrats d'achat. Les volumes et les coûts d'achat prévisionnels s'élèvent respectivement à 191,9 GWh et à **24,0 M€** au titre de 2020.

### 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 15 ci-dessus.

Au total le coût évité prévisionnel lié à l'énergie produite est évalué à **9,7 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.2.1.2.7 est appliquée aux Organismes agréés.

Ils ont déclaré à la CRE les volumes de capacités anticipés et pouvant être valorisés pendant l'année 2020. Au total, 11,1 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 2019 et 2020 sont valorisés, pour le calcul du coût évité prévisionnel, à la moyenne des prix des enchères qui ont

eu lieu pour ces enchères, soit 15 508,21 €/MW pour l'Année de Livraison 2019 et 20 001,65 €/MW pour l'Année de Livraison 2020. En l'absence à date de la tenue d'enchères pour l'Année de Livraison 2021, 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 2020, soit 20 001,65 €/MW.

Le coût évité lié aux certificats de capacité est évalué à **0,2 M€** pour 2020.

### 2.3.2 Surcoûts d'achat prévus par les Organismes agréés au titre de 2020

Le surcoût total prévisionnel dû aux contrats d'achat pour les Organismes agréés en 2020 s'élève à **14,0 M€** (24,0 M€ - 9,7 M€ - 0,2 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 32.

## 2.4 Surcoûts d'achat prévisionnels pour EDF dans les ZNI au titre de 2020

### 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 2020 sont présentés dans le Tableau 16. Le coût d'achat total prévu par EDF dans les ZNI s'élève à **1 813,0 M€** au titre de 2020.

Tableau 16 : Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels d'EDF dans les ZNI au titre de 2020

	Interconnexion*	Bagasse/ Charbon/ Biomasse	Thermique	Bagasse/ Biomasse	Eolien	Hydraulique	Incineration	Géothermie	Biogaz	Biomasse	Hydrogène	Photovoltaïque	TOTAL
Corse	685,2	0,0	592,0	0,0	26,2	51,6	0,0	0,0	12,6	0,0	0,0	285,8	1 653,5
Guadeloupe	0,0	504,7	757,0	0,0	119,4	40,0	0,0	195,3	11,8	0,0	0,0	147,9	1 776,0
Martinique	0,0	0,0	790,1	241,6	43,7	0,0	24,5	0,0	2,1	0,0	4,4	117,9	1 224,4
Guyane	0,0	0,0	88,0	0,0	0,0	21,6	0,0	0,0	0,0	16,3	0,0	83,1	209,0
La Réunion	0,0	1 316,0	809,0	0,0	9,0	10,1	0,0	0,0	16,7	0,0	0,0	344,4	2 505,2
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	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	2,174
<b>Quantités (GWh)</b>	<b>685,2</b>	<b>1 820,7</b>	<b>3 036,2</b>	<b>241,6</b>	<b>199,1</b>	<b>123,3</b>	<b>24,5</b>	<b>195,3</b>	<b>43,1</b>	<b>16,3</b>	<b>4,4</b>	<b>980,5</b>	<b>7 370,2</b>
Représentation 2019 (GWh)	711,4	1851,0	3237,2	227	128,1	123,8	24,5	106,9	42,4	10,7	0,0	794,5	7 257,6
Constatées en 2018 (GWh)	615,4	1762,5	3019,4	64	77,1	137,7	25,4	106,8	33,2	10,5	0,0	628,6	6 480,7
<b>Coût d'achat (M€)</b>	<b>38,8</b>	<b>426,7</b>	<b>827,2</b>	<b>56,9</b>	<b>37,6</b>	<b>11,3</b>	<b>4,6</b>	<b>24,8</b>	<b>5,6</b>	<b>17,8</b>	<b>1,4</b>	<b>360,3</b>	<b>1 813,0</b>
Représentation 2019 (M€)	39,3	348,1	835,2	55	20,7	11,1	4,5	13,6	5,3	2,5	0,0	311,7	1647,5
Constatées en 2018 (M€)	42,5	364,7	807,3	19	9,0	14,3	1,4	17,9	3,8	3,5	0,0	267,4	1550,6

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

### Évolution par rapport aux quantités d'électricité et coûts d'achat constatés au titre de 2018

Les volumes d'achat prévus pour 2020 sont en hausse de 13,7 % par rapport à 2018, et les coûts d'achat correspondant de 16,9 %. L'évolution du volume et du coût d'achat entre 2018 et 2020 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 courant 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.
- Des prévisions de conversion des tranches bagasse-charbon en tranche biomasse ou bagasse-biomasse sont incorporées par EDF SEI. Le gestionnaire de réseau fait ainsi une hypothèse de conversion au cours de l'année 2020 de la tranche d'Albioma Caraïbes, d'une tranche de la centrale du Moule, et de deux tranches sur six à la Réunion. La production des centrales reste basée sur du charbon pour 2020 mais est assurée à 23 % par de la biomasse. La CRE souligne néanmoins qu'elle n'a aujourd'hui délibéré que sur la conversion de la centrale d'Albioma Caraïbes.
- Pour la filière 100 % biomasse, la production augmentera de 54,6 % en 2020 par rapport à 2018, avec la mise en service de la centrale d'Abiodis à Saint-Georges de l'Oyapock.
- La filière éolienne poursuivra son développement en 2020 avec une prévision de 20 MW supplémentaires installés au cours de l'année 2020 en Guadeloupe et 4 MW en Martinique, s'ajoutant aux nouvelles éoliennes installées en 2019 (cf. Annexe 2), soit une progression de la production de 158 % par rapport à 2018. Le coût d'achat augmente de 317 %, cette hausse étant plus importante que celle liée à la production puisque les nouvelles installations bénéficieront du tarif éolien cyclonique plus élevé que le tarif des anciennes installations.
- Les prévisions 2020 intègrent en outre une hausse de la production photovoltaïque (+ 56 %) portée par un parc installé plus important. L'augmentation du coût d'achat est moins importante (+ 34,7 %) car les nouvelles installations seront moins coûteuses que les premières mises en service.

- Les achats de la filière géothermique, se limitant aux installations de Bouillante en Guadeloupe, seront en hausse de 82,9 % en 2020 par rapport à 2018, avec le développement de 12 MW supplémentaires sur le site à horizon mi-2020.
- Enfin, les prévisions d'achats intègrent de la production à partir d'hydrogène, suite à la délibération de la CRE sur le projet de pile à combustible d'Aquiac en Martinique.

### Évolution par rapport à la mise à jour des quantités d'électricité et coûts d'achat prévus pour 2019

Les volumes d'achat prévus pour 2020 sont en hausse de 1,6 % par rapport à la mise à jour des prévisions pour 2019. Les coûts d'achat correspondants sont en hausse de 10,0 % par rapport à 2019.

Les filières pour lesquelles la production augmente de manière importante entre la prévision 2020 et la ré-prévision 2019 sont la géothermie (+ 82,8 %), l'éolien (+ 55,4 %), la biomasse (+ 52,2 %), le photovoltaïque (+ 23,4 %) et l'hydrogène (nouvelle filière). Le développement de ces filières entraîne une baisse de la production thermique en gré à gré (- 6,2 %).

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 **407,9 M€**, comme détaillé dans le Tableau 17.

Tableau 17 : Coût prévisionnel évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2020

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2020 prév
Quantités achetées (GWh)	1 653,5	1 776,0	1 224,4	209,0	2 505,2	0,0	2,174	7 370,2
Taux de pertes (%)	12,5%	12,4%	9,7%	11,9%	8,6%	7,2%	7,5%	
Quantités achetées et consommées (GWh) *	1 446,8	1 555,5	1 105,6	184,1	2 291,0	0,0	2,009	6 584,9
Part production du tarif de vente (€/MWh)	55,34	63,93	64,42	63,33	63,46	60,77	46,17	---
<b>Coût évité par les contrats d'achat (M€)</b>	<b>80,1</b>	<b>99,4</b>	<b>71,2</b>	<b>11,7</b>	<b>145,4</b>	<b>0,00</b>	<b>0,0928</b>	<b>407,9</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 2020 s'élèvent à **1 405,1 M€** dans les ZNI (1 813,0 M€ de coût d'achat - 407,9 M€ de coût évité).

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

- 338,1 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 1 067,0 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 18.

Tableau 18 : Surcoûts d'achat prévisionnels d'EDF dans les ZNI au titre de 2020

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2020 prév
Coût d'achat	298,2	459,8	326,8	82,1	645,3	0,0	0,821	1 813,0
Coût évité	80,1	99,4	71,2	11,7	145,4	0,0	0,093	407,9
<b>Surcoûts</b>	<b>218,2</b>	<b>360,4</b>	<b>255,6</b>	<b>70,4</b>	<b>499,9</b>	<b>0,0</b>	<b>0,728</b>	<b>1 405,1</b>
dont ENR OA affectées au CAS	69,1	67,7	48,2	28,6	123,8	0,0	0,598	338,1
dont ENR hors OA affectées au budget	2,5	14,4	47,2	16,9	-0,1	0,0	0,130	81,0
dont autres contrats affectés au budget	146,6	278,2	160,1	24,9	376,2	0,0	0,000	986,0

## 2.5 Surcoûts d'achat prévisionnel pour EDM au titre de 2020

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

Les volumes d'achat prévisionnels pour 2020 sont de 37,8 GWh, pour un montant de **11,7 M€**. Les quantités et coûts d'achat prévisionnels par filière sont présentés dans le Tableau 19.



Tableau 19 : Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels d'EDM au titre de 2020

		Biogaz	Photovoltaïque	TOTAL
Quantités (GWh)	Prévision 2020	6,0	31,8	37,8
	Représentation 2019	2,2	25,9	28,1
	Constaté 2018	0,0	17,5	17,5
Coût d'achat (M€)	Prévision 2020	0,6	11,1	11,7
	Représentation 2019	0,2	10,1	10,3
	Constaté 2018	0,0	8,0	8,0

EDM prévoit, par rapport au parc prévisionnel installé en 2019, la mise en service en 2020 de 25 nouvelles installations photovoltaïques de moins de 100 kW et 5 installations de plus de 100 kW. EDM anticipe l'arrivée éventuelle d'un nouvel appel d'offres dont les lauréats bénéficieraient d'un tarif en baisse par rapport à l'année précédente, tenant compte de gains potentiels de compétitivité de la filière photovoltaïque.

Par ailleurs, EDM prévoit une augmentation de la puissance installée de biogaz, liée à la montée en puissance progressive de l'installation existante.

Cela se traduit par une augmentation des volumes d'achat et des charges par rapport à 2018 et au prévisionnel 2019 (Tableau 20).

### 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 57,77 €/MWh (cf. section A.1.1.2.2), est évaluée à **2,0 M€**, comme détaillé dans le Tableau 20.

Tableau 20 : Coût évité à EDM par les contrats d'achat en 2020

	2020 prév	2019 reprév	Evolution		2018	Evolution	
			en M€	en %		en M€	en %
Coût d'achat (M€)	11,7	10,3	1,4	14%	8,0	3,8	47%
Quantités achetées (GWh)	37,8	28,1	9,7	35%	17,5	20,3	116%
Taux de pertes	8,60%	8,60%	0,0	0%	7,36%	0,0	17%
Quantités achetées et consommées (GWh) <sup>(1)</sup>	34,5	25,7	8,9	35%	16,2	18,3	113%
Part production dans le tarif de vente (€/MWh)	57,77	58,16	-0,4	-1%	59,64	-1,9	-3%
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	2,0	1,5	0,5	34%	1,0	1,0	106%
Surcoûts d'achat (M€)	9,7	8,8	0,9	11%	7,0	2,7	39%

<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 2020 s'élèvent à **9,7 M€** (11,7 M€ - 2 M€). Ces surcoûts relèvent du CAS « transition énergétique ».

## 2.6 Surcoûts d'achat prévus par EEFW au titre de 2020

### 2.6.1 Coûts liés aux contrats d'achat à Wallis et Futuna

EEFW achète l'énergie des centrales photovoltaïques TEP verte appartenant au territoire de Wallis et Futuna. Ces installations représentent une capacité installée de 21 kW à Wallis et 51 kW à Futuna.

Les volumes d'achat prévisionnels pour 2020 sont de 68,1 MWh, pour un montant de **0,03 M€**. EEFW ne prévoit le développement de nouvelles installations de production d'électricité renouvelables d'ici 2020.

Pour rappel, dans le contexte de la mise en place progressive de la péréquation tarifaire aux îles Wallis et Futuna, les coûts d'achat – peu significatifs – n'avaient pas été distingués des coûts de production jusqu'à présent. Cette assimilation n'était 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.

### 2.6.2 Coûts évités à EEFW par les contrats d'achat à Wallis et Futuna

L'électricité achetée par EEFW, valorisée à la part production estimée à 44,52 €/MWh (cf. section 1.1.3.2), est évaluée à **2,8 k€**, comme détaillé dans le Tableau 21.

Tableau 21 : Coût évité à EEWF par les contrats d'achat en 2020

	2020 prév
Coût d'achat (M€)	0,03
Quantités achetées (GWh)	0,07
Taux de pertes	6,74%
Quantités achetées et consommées (GWh) <sup>(1)</sup>	0,06
Part production dans le tarif de vente (€/MWh)	44,52
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	0,003
Surcoûts d'achat (M€)	0,02

<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

### 2.6.3 Surcoûts dus aux contrats d'achat supportés par EEWF à Wallis et Futuna

Les surcoûts prévus par EEWF résultant des contrats d'achat en 2020 s'élèvent à **0,02 M€**. Ces surcoûts relèvent du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

## 3. COMPLEMENT DE RÉMUNERATION

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

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

La prime à l'électricité peut être qualifiée de prime variable, dans la mesure où son montant s'ajuste pour compenser la différence entre un niveau de tarif de référence  $T_e$  et un revenu marché de référence  $M_0$ . Elle garantit ainsi aux producteurs un niveau de rémunération sur le long terme proche du tarif de référence tout en les 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>23</sup> et dans un décret définissant les modalités d'application du complément de rémunération<sup>24</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>25</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, l'appel d'offres dédié aux installations photovoltaïques et éolien dont l'intégralité des lauréats désignés ont porté des installations photovoltaïques ;

<sup>23</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>24</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>25</sup> Cette liste est potentiellement non exhaustive.

- 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 ;
- Filière hydro-électricité : un arrêté concerne les installations de puissance inférieure à 1 MW et un appel d'offres concerne les installations de puissance supérieure ;
- Filière biomasse – bois énergie : un appel d'offres concerne les installations de puissance électrique comprise entre 0,3 et 25 MW ;
- Filière méthanisation : un appel d'offres concerne les installations de puissance électrique comprise entre 0,5 et 5 MW ;
- Filière stations d'épuration : un arrêté concerne les installations utilisant le biogaz issu du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles d'une puissance comprise entre 500 kW et 12 MW ;
- Filière géothermie : un arrêté concerne les installations utilisant l'énergie extraite de gîtes géothermiques, quelle que soit leur puissance.

### Montant des charges prévisionnelles pour 2020

EDF a réalisé une prévision des installations susceptibles de bénéficier du complément de rémunération au cours de l'année 2020, et des charges en résultant. EDF estime que les filières éolien terrestre, cogénération, biomasse, photovoltaïque, géothermie, hydraulique et biogaz seront concernées :

- filière éolien terrestre : le développement prévu par EDF est nettement inférieure à celui de l'année précédente. En effet, l'annulation partielle en décembre 2017 de deux décrets portant sur l'autorité environnementale pèse sur le développement de la filière. EDF retient une hypothèse de 170 MW par mois en 2019 et 60 MW par mois en 2020.
- filière cogénération : le développement sous le régime de l'arrêté tarifaire de 2016 de l'ordre de 1 MW par mois ;
- filière biomasse : le développement sur la période 2019-2020 de 50 MW par la mise en service d'installations lauréates de l'appel d'offres qui s'est tenu en 2016 ;
- filière photovoltaïque : le développement de 700 MW sur la période 2019-2020 par la mise en service d'installations lauréates des appels d'offres dédiés à la filière ;
- filière géothermie : le développement de 22 MW sous arrêté tarifaire ;
- filière hydraulique : le développement à hauteur de 14 MW sous arrêté tarifaire et appel d'offres sur la période 2019-2020 ;
- filière biogaz : le développement par la mise en service de 4 MW sur la période 2019-2020 d'installations lauréates de l'appel d'offres qui s'est tenu en 2016.

Les prévisions d'EDF sont détaillées dans le Tableau 22. 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 22 : Prévision relative au complément de rémunération pour 2020

	Puissance installée (MW)	Energie produite (GWh)	Charges (M€)
Biogaz	4	21,1	1,4
Biomasse	76	385,6	26,5
Hydraulique	19	56,7	2,3
Photovoltaïque	758	630,8	14,6
Eolien	2698	4935,5	164,1
Géothermie	22	113,3	23,5
Cogénération	27	77,5	3,4
<b>TOTAL</b>	<b>3604</b>	<b>6220</b>	<b>235,7</b>
<b>CAS « Transition énergétique »</b>			<b>232,4</b>
<b>Budget</b>			<b>3,4</b>

Les charges prévisionnelles supportées par EDF résultant des contrats de complément de rémunération en 2020 s'élèvent à **235,7 M€**.

- 232,4 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 3,4 M€ au titre des charges relevant du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

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

La loi de finances rectificative pour 2016 a introduit, à compter du 1<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 14 février 2019 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 2020.

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 **54,7 M€** (dont 50,0 M€ prévus par EDF, 4,1 M€ prévus par 73 entreprises locales de distribution et 0,6 M€ prévus par quatre Organismes agréés).

Ces montants ont été retenus par la CRE dans le cadre de l'exercice des charges prévisionnelles au titre de 2020. Cela ne préjuge cependant pas des montants qui seront finalement retenus en tant que charges constatées au titre de 2020.

Ce montant relève du CAS « transition énergétique ».

#### **5. BILAN DES CHARGES LIÉES AUX CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION EN MÉTROPOLE CONTINENTALE AU TITRE DE 2020**

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.3) 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.4), 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 2020 s'élèvent à **5 485,7 M€**.

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 4 737,2 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 748,5 M€ au titre des charges relevant du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

Les principaux éléments sont indiqués dans le Tableau 23.

Tableau 23 : Bilan des charges liées aux contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en métropole continentale au titre de 2020

en M€		EDF	ELD	Organismes agréés	Total 2020	
Surcoûts d'achat	CAS	4 188,7	247,5	14,0	<b>4 450,2</b>	5 195,3
	Budget	728,4	16,7	0,0	<b>745,2</b>	
Complément de rémunération	CAS	232,4			<b>232,4</b>	235,7
	Budget	3,4			<b>3,4</b>	
Coût de gestion des contrats	CAS	50,0	4,1	0,6	<b>54,7</b>	54,7
<b>Total</b>		<b>5 202,8</b>	<b>268,4</b>	<b>14,6</b>	<b>5 485,7</b>	
		CAS	4 471,0	251,6	14,6	<b>4 737,2</b>
		Budget	731,8	16,7	0,0	<b>748,5</b>

## 6. CHARGES LIÉES AUX CONTRATS D'EFFACEMENT

### 6.1 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.

### 6.2 Montant des charges prévisionnelles au titre de 2020

Pour l'année 2020, 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 2020 » s'élèvent à **40,0 M€**.

## 7. CHARGES LIÉES 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 ». Les dispositions réglementaires nécessaires au déploiement du chèque énergie n'ayant pas été prises dans les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy, le tarif de première nécessité a été maintenu en 2019. En l'absence d'avancées réglementaires à date la compensation est également prévue pour 2020.

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 2020. Seul EDF en prévoit, uniquement pour les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy. 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>26</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.

<sup>26</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.

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.* »

Les coûts relatifs au chèque énergie ne font pas partie du périmètre des charges de service public de l'énergie.

En revanche, 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 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 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 un arrêté non publié au moment de la rédaction de la présente délibération.

\* \* \*

Au titre de l'année 2020 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 6 fournisseurs alternatifs<sup>27</sup> en métropole continentale.

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

### 7.1.1 Pertes de recettes liées au TPN

Le nombre prévisionnel de bénéficiaires du TPN dans les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy pour lesquels EDF prévoit des facturations courant 2020 est estimé à environ 2 098. Les déductions et versements forfaitaires associés s'élèvent à **0,2 M€**.

Aucun autre opérateur ne prévoit des pertes de recettes liées au TPN pour l'année 2020.

### 7.1.2 Surcoûts de gestion

Pour la gestion du TPN dans les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy, EDF prévoit un surcoût de gestion de **0,01 M€** pour l'année 2020.

<sup>27</sup> Engie, Energem, Direct Energie, Joul, Oui Energy, Budget Telecom – Mint Energie.

### 7.1.3 Services liés à la fourniture

Le montant des charges prévisionnelles résiduelles relatives aux services liés à la fourniture au TPN s'élève à **0,008 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 2020.

### 7.1.4 Bilan des charges liées au TPN

Le total des charges prévisionnelles liées au TPN à compenser aux opérateurs au titre de 2020 s'élève à **0,2 M€** (0,2 M€ + 0,01 M€ + 0,008 M€).

## 7.2 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 de 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 2020, cette compensation s'élève à **24,1 M€** pour l'ensemble des opérateurs ayant déclaré des charges afférentes à ce dispositif (contre 24,3 M€ en 2018).

## 7.3 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 2020 s'élève à **4,9 M€**.

Ce montant est en augmentation par rapport à la somme des charges constatées en 2018 au titre des réductions sur les services liés à la fourniture au tarif de première nécessité (1,2 M€) et à la fourniture des bénéficiaires du chèque énergie (1,7 M€). Il reste cependant inférieur aux niveaux constatés en 2016 (8 M€ liés au TPN) et en 2017 (6,3 M€ liés au TPN + 0,3 M€ liés au chèque énergie).

## 7.4 Charges liées aux dispositifs d'affichage déporté

Pour 2020, ces charges ont été déclarées seulement par EDF. Les coûts prévisionnels liés à la conception et au développement du dispositif au titre de l'année 2020 sont estimés à **2,8 M€**, le nombre prévisionnel de dispositifs effectivement déployés reste incertain. Ces coûts s'ajoutent aux coûts déclarés au titre des années 2016 (0,9 M€), 2017 (2,0 M€), 2018 (2,8 M€) et 2019 (2,8 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, les coûts exposés ont été retenus. Les régularisations nécessaires seront opérées l'année prochaine en fonction du niveau du plafond défini par arrêté et d'une estimation du déploiement de dispositifs.

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

Les charges prévues par les opérateurs pour 2020 au titre des dispositifs sociaux en métropole continentale et dans les ZNI s'élèvent à **32,1 M€** (0,2 M€ + 24,1 M€ + 4,9 M€ + 2,8 M€), contre 109,1 M€ en 2018. Ces surcoûts relèvent du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

Les détails de charges par type d'opérateur sont indiqués dans le Tableau 24. Les détails par entreprises locales de distribution et pour les autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 32.

Tableau 24 : Charges liées aux dispositifs sociaux prévues par les opérateurs au titre de 2020

	Charges supportées au titre du TPN				Charges retenues au titre du FSL	Charges liées au chèque énergie		2020 prévision	2018 constaté	2019 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€			M€			
<b>EDF</b>	<b>2 098</b>	<b>0,2</b>	<b>0,01</b>	<b>0,2</b>	<b>18,9</b>	<b>4,1</b>	<b>2,8</b>	<b>26,1</b>	<b>90,7</b>	<b>21,9</b>
EDF MC	0	0,0	0,0	0,0	18,5	3,7	2,8	25,0	85,2	21,0
EDF ZNI	2 098	0,2	0,01	0,2	0,5	0,4	0,0	1,1	5,5	1,0
<b>EDM</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
ELD	0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,1	0,0	0,8	1,8	0,7
Autres fournisseurs	0	0,0	0,0	0,0	4,5	0,7	0,0	5,2	16,8	5,5
<b>Total</b>	<b>2 098</b>	<b>0,2</b>	<b>0,01</b>	<b>0,2</b>	<b>24,1</b>	<b>4,9</b>	<b>2,8</b>	<b>32,1</b>	<b>109,3</b>	<b>28,2</b>

## B. Charges de service public en gaz

### 1. CHARGES LIÉES AUX CONTRATS D'ACHATS DE BIOMÉTHANE

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 2019 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 2020.

#### 1.1 SURCÔÛTS D'ACHAT PRÉVISIONNELS AU TITRE DE 2020

##### 1.1.1 Coûts d'achat

17 fournisseurs ont prévu d'acheter 3,0 TWh de biométhane provenant de 281 installations en 2020 pour un coût d'achat de **311 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 3,8 du nombre d'installations entre le 31 décembre 2018 et le 31 décembre 2020.

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 2020, des acheteurs avaient déclaré des charges en double pour 17 installations, après information par la CRE, certains d'entre eux ont revu leurs déclarations et 15 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 2020.

Les volumes d'énergie concernés sont de l'ordre de 153 GWh et représentent un coût d'achat de 16,7 M€, représentant 5 % du total.

##### 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 avril et le 30 avril 2019 :

- pour le premier trimestre 2020, les prix des produits Q1-2020 (fourniture de gaz au cours du premier trimestre de l'année 2020) ;
- pour le deuxième trimestre, le prix du produit Q2-2020 ;
- pour le troisième trimestre, le prix du produit Summer-2020 ;
- pour le quatrième trimestre, le prix du produit Winter-2020.

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.



Tableau 25 : Référence de prix retenue, en €/MWh

Année 2020	Cotation	Rapport mensuel par rapport à la période de cotation	Prix de référence
Janvier	21,36	1,036	22,12
Février	21,36	0,999	21,33
Mars	21,36	0,966	20,63
Avril	19,01	0,995	18,91
Mai	19,01	1,004	19,09
Juin	19,01	1,001	19,03
Juillet	18,98	1,000	18,99
Août	18,98	0,994	18,87
Septembre	18,98	1,050	19,93
Octobre	21,09	0,997	21,02
Novembre	21,09	1,034	21,81
Décembre	21,09	1,053	22,20

Le coût évité total au titre de 2020 s'élève à **61,1 M€**.

### 1.1.3 Surcoûts d'achat

Cette référence de prix permet le calcul du coût évité prévisionnel pour 2020. 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 2020 s'élèvent donc à **249,8 M€**, soit 4,6 fois plus que ceux constatés en 2018 (54,9 M€).

## 1.2 COÛTS PRÉVISIONNELS DE GESTION DES ACHETEURS DE BIOMÉTHANE POUR 2020

Le Tableau 26 détaille la somme des coûts de gestion prévisionnels des acheteurs de biométhane pour 2020 et les compare aux coûts de gestion constatés pour 2018 et la mise à jour des charges prévisionnelles pour 2019.

Tableau 26 : Evolution des coûts de gestion prévisionnels des acheteurs de biométhane pour 2020 par rapport à ceux constatés pour 2018 et prévus mis à jour pour 2019

k€	Constaté 2018	Mise à jour du prévisionnel 2019	Prévisionnel 2020
Frais de personnel	177	461	727
Frais de gestion supplémentaires : SI, prestations externes...	217	482	740
Frais supportés au titre de l'inscription au registre national des garanties d'origine	79	228	549
<b>Coûts de gestion</b>	<b>472</b>	<b>1 170</b>	<b>2 016</b>

Les coûts de gestion des acheteurs de biométhane croissent plus rapidement (multipliés par 4,3 entre 2018 et 2020) que le nombre d'installations (multipliées par 3,8 entre 2018 et 2020). La CRE vérifiera lors de l'exercice de charges constatées puis des années suivantes que les coûts de gestion sont liés à une mise en œuvre efficace du dispositif d'obligation d'achat. Les coûts qui ne correspondraient pas à une gestion efficace ne seront pas compensés.

### 1.3 VALORISATION PRÉVISIONNELLE DES GARANTIES D'ORIGINES AU TITRE DE 2020

Sur la base des déclarations des acheteurs de biométhane, la CRE retient une hypothèse de réduction de **3,3 M€** des charges de service public par la valorisation des garanties d'origine. Près de 2 millions de garanties d'origine devraient être émises et près d'1,7 million valorisées.

### 1.4 CHARGES PRÉVISIONNELLES AU TITRE DE 2020

Les charges prévisionnelles au titre de 2020 s'élèvent à **248,5 M€** (249,8 + 2,0 - 3,3) et relèvent du CAS « transition énergétique ».

Les détails de l'évaluation des charges par opérateur sont indiqués dans le Tableau 27 et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2018 et prévisionnels mis à jour pour 2019 dans le Tableau 28.

Tableau 27 : Charges prévisionnelles au titre de 2020

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 2020 (€)
TOTAL DIRECT ENERGIE	42 700 188	4 672 236	867 967	3 804 269	15 444	49 500	3 770 213
ENGIE	1 113 677 907	112 863 043	22 659 695	90 203 348	753 989	1 674 337	89 283 000
SAVE	715 064 713	78 928 889	14 574 887	64 354 003	613 588	584 688	64 382 903
SEGE	134 218 524	12 871 247	2 735 800	10 135 448	83 363	0	10 218 810
TERREAL	24 000 000	1 805 280	487 848	1 317 432	5 400	0	1 322 832
TOTAL ENERGIE GAZ	13 467 420	1 467 679	274 030	1 193 650	4 059	55 538	1 142 171
GEG SE	19 286 000	1 887 714	393 917	1 493 797	14 705	82 739	1 425 763
ALSEN	21 199 200	2 590 896	430 836	2 160 059	4 025	5 625	2 158 459
SVD17	211 000 000	20 200 620	4 288 998	15 911 622	26 741	0	15 938 363
ENDESA	113 716 528	11 708 125	2 314 609	9 393 515	122 572	682 299	8 833 788
ES	32 257 200	3 405 159	655 692	2 749 467	17 592	67 829	2 699 229
Solvay Energy Services	33 461 795	3 559 947	684 660	2 875 287	10 000	0	2 885 287
ENERCOOP	9 223 754	1 128 065	187 457	940 609	8 739	0	949 348
Gaz de Paris	254 176 782	23 120 290	5 162 074	17 958 216	83 836	61 924	17 980 128
PICOTY	39 699 170	3 752 366	805 626	2 946 740	11 560	0	2 958 300
PROVIRIDIS	41 752 416	4 577 807	845 903	3 731 904	72 344	0	3 804 248
REDEO ENERGIES	179 851 104	22 315 925	3 694 262	18 621 663	168 023	3 193	18 786 492
<b>TOTAL</b>	<b>2 998 752 702</b>	<b>310 855 288</b>	<b>61 064 261</b>	<b>249 791 026</b>	<b>2 015 978</b>	<b>3 267 671</b>	<b>248 539 333</b>

Tableau 28 : Evolution des charges prévisionnelles pour 2020 par rapport aux charges constatées au titre de 2018 et prévisionnelles mises à jour pour 2019

M€	Constaté 2018	Mise à jour prévisionnel 2019	Prévisionnel 2020
Surcoûts d'achat	56,0	121,9	249,8
Coûts de gestion	0,5	1,2	2,0
Valorisation des garanties d'origine	1,5	2,0	3,3
<b>Charges</b>	<b>55,0</b>	<b>121,1</b>	<b>248,5</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.7), 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.

### 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.* »

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.

En revanche, 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 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. Les coûts correspondants à ce dispositif déporté d'affichage sont compensés, dans la limite d'un montant unitaire maximal par ménage fixé par un arrêté non publié au moment de la rédaction de la délibération.

\* \* \*

Au titre de l'année 2020, des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux ont été déclarées par EDF, par 14 entreprises locales de distribution et par 5 fournisseurs alternatifs<sup>28</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 2020.

### 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 **0,8 M€**. Ils étaient le même nombre à le faire l'an passé au titre de 2019 pour 0,7 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 2020 s'élève donc à **0,8 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 29. Les détails par entreprises locales de distribution et pour les autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 32.

Tableau 29 : Charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux pour 2020

	Charges liées au chèque énergie			Total à compenser en 2020
	Charges supportées au titre du TSS	Perte de recettes liée aux réductions sur les services	Afficheurs déportés	
	M€	M€	M€	
EDF	0,0	0,4	0,0	<b>0,4</b>
ELD	0,0	0,1	0,0	<b>0,1</b>
Autres fournisseurs	0,0	0,3	0,0	<b>0,3</b>
<b>Total</b>	<b>0,0</b>	<b>0,8</b>	<b>0,0</b>	<b>0,8</b>

<sup>28</sup> Total Direct Énergie, Engie, Vattenfall, Dyneff, et Energem.

## C. Synthèse

## 1. CHARGES DE SERVICE PUBLIC PRÉVISIONNELLES AU TITRE DE 2020

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'électricité au titre de 2020 est évalué à **7 915,7 M€**.

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 5 373,6 M€ au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- 2 542,1 M€ au titre des charges relevant du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

Le détail de la répartition par type de charges, par type d'opérateur, ainsi que la distinction entre les charges relevant du CAS « transition énergétique » et du programme budgétaire « service public de l'énergie » est fournie dans le Tableau 30.

La comparaison de ce montant avec les charges constatées au titre de 2018 et prévues au titre de 2019 est fournie dans le Tableau 31.

Tableau 30 : Prévion des charges de service public de l'énergie au titre de 2020

	en M€	EDF			EDM	EEWF	RTE	Acheteur de dernier recours	ELD	Autres fournisseurs dont Organismes agréés	Charges prévues au titre de 2020	
		hors ZNI	en ZNI	Total EDF								
Electricité	Contrats d'achat <sup>(1)</sup>	CAS	4 188,7	338,1	4 526,7	9,7			247,5	14,0	4 798,0	6 610,2
		Budget	728,4	1 067,0	1 795,4		0,02		16,7	0,0	1 812,2	
	Complément de rémunération	CAS	232,4		232,4						232,4	235,7
		Budget	3,4		3,4						3,4	
	Coût de gestion des contrats	CAS	50,0		50,0				4,1	0,6	54,7	54,7
	Effacement	CAS						40,0			40,0	40,0
	Péréquation tarifaire dans les ZNI hors contrats d'achat	Budget		571,9	571,9	115,3	6,5				693,7	693,7
	Coût des études dans les ZNI	Budget			0,0						0,0	0,0
	Dispositifs sociaux <sup>(2)</sup>	Budget	25,0	1,1	26,1				0,8	5,2	32,1	32,1
	Gaz	Obligation d'achat biométhane	CAS							2,7	245,8	248,5
Dispositifs sociaux		Budget	0,4		0,4				0,1	0,3	0,8	0,8
<b>Total</b>			<b>5 228,1</b>	<b>1 978,1</b>	<b>7 206,2</b>	<b>125,0</b>	<b>6,53</b>	<b>40,0</b>	<b>0,0</b>	<b>271,9</b>	<b>266,0</b>	<b>7 915,7</b>
	Electricité		5 227,7	1 978,1	7 205,8	125,0	6,5	40,0	0,0	269,2	19,9	7 666,4
	Gaz		0,4	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	2,8	246,2	249,3	
	CAS		4 471,0	338,1	4 809,1	9,7	0,0	40,0	0,0	254,3	260,5	5 373,6
	Budget		757,1	1 640,0	2 397,1	115,3	6,5	0,0	0,0	17,6	5,6	2 542,1

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

<sup>(2)</sup> Les frais de prestation externes supportés par EDF ne sont pas distingués entre ceux relevant de la métropole et ceux relevant des ZNI.

Tableau 31 : Evolution des charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de 2020 par rapport aux charges constatées au titre de 2018 et prévisionnelles mises à jour au titre de 2019

		en M€	Charges prévues au titre de 2020	Charges prévisionnelles mises à jour au titre de 2019	Evolution 2020 prév - 2019 reprév		Charges constatées au titre de 2018	Evolution 2020 prév - 2018	
					en M€	en %		en M€	en %
Electricité	Contrats d'achat	CAS	4 798,0	4 940,5	-142,5	-3%	4 628,0	170,1	4%
		Budget	1 812,2	1 704,1	108,1	6%	1 655,0	157,2	9%
	Complément de rémunération	CAS	232,4	89,3	143,1	160%	8,9	223,5	2513%
		Budget	3,4	1,1	2,3	205%	0,0	3,4	0%
	Coût de gestion des contrats	CAS	54,7	50,9	3,7	7%	47,1	7,6	16%
	Effacement	CAS	40,0	6,3	33,7	535%	9,4	30,6	323%
	Péréquation tarifaire dans les ZNI hors contrats d'achat	Budget	693,7	710,1	-16,4	-2%	581,7	111,9	19%
	Coût des études dans les ZNI	Budget	0,0	0,0	0,0	0%	0,1	-0,1	-100%
Dispositifs sociaux	Budget	32,1	28,2	3,9	14%	109,3	-77,2	-71%	
Gaz	Obligation d'achat biométhane	CAS	248,5	121,1	127,4	105%	55,0	193,6	352%
	Dispositifs sociaux	Budget	0,8	1,0	-0,2	-23%	27,5	-26,8	-97%
<b>Total</b>			<b>7 915,7</b>	<b>7 652,6</b>	<b>263,1</b>	<b>3%</b>	<b>7 122,0</b>	<b>793,7</b>	<b>11%</b>
Electricité			<b>7 666,4</b>	<b>7 530,5</b>	<b>135,9</b>	<b>2%</b>	<b>7 039,6</b>	<b>626,8</b>	<b>9%</b>
Gaz			<b>249,3</b>	<b>122,1</b>	<b>127,2</b>	<b>104%</b>	<b>82,5</b>	<b>166,8</b>	<b>202%</b>
CAS			<b>5 373,6</b>	<b>5 208,1</b>	<b>165,5</b>	<b>3%</b>	<b>4 748,4</b>	<b>625,2</b>	<b>13%</b>
Budget			<b>2 542,1</b>	<b>2 444,5</b>	<b>97,6</b>	<b>4%</b>	<b>2 373,6</b>	<b>168,5</b>	<b>7%</b>

### Évolution par rapport aux charges constatées au titre de 2018

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie au titre de 2020 est plus élevé de 794 M€ que celui constaté en 2018.

Les principales explications de cette évolution sont les suivantes :

- (hausse) La hausse des charges liées aux contrats d'achat de 327 M€ s'explique essentiellement par les facteurs suivants :
  - En métropole continentale, la faible hausse de 110,2 M€ est liée à l'effet contradictoire de (i) une forte hausse des coûts d'achat (+ 793 M€), liée d'une part au développement des filières renouvelables (notamment éolien, cogénération, photovoltaïque et biomasse) et d'autre part à la forte hausse du coût d'achat unitaire de la filière cogénération gaz en raison de la hausse du prix du CO<sub>2</sub> et de la TICGN et de (ii) la hausse en moyenne des prix de marché de gros et de la capacité entre les niveaux constatés en 2018 et les niveaux prévisionnels pour 2020.
  - En ZNI, le développement de la filière biomasse (centrale Galion 2 en Martinique, centrales en Guyane ou premières conversions de tranches charbon), de parcs éoliens en Guadeloupe et à la Martinique, d'installations photovoltaïques issues des appels d'offres et de l'arrêté tarifaire, expliquent la hausse des charges (+ 216,8 M€).
- (hausse) Le déploiement du complément de rémunération conduit à une augmentation du montant des charges y afférant de 226,9 M€ entre 2018 et 2020 ;
- (hausse) La montée en puissance du dispositif de soutien à l'effacement conduite à une augmentation du montant des charges de 30,6 M€ ;
- (hausse) La hausse des charges liées à la péréquation tarifaire en ZNI (hors contrat d'achat) de 111,9 M€ est due à :
  - La prise en compte dans les charges constatées au titre de 2018 d'une recette exceptionnelle pour EDF SEI liée au transfert de CEE à EDF Commerce en décembre 2018 ;
  - Une diminution des recettes de production d'EDF SEI (baisse significative de la part d'électricité – thermique et hydraulique – produite par EDF<sup>29</sup>) conduisant à une augmentation de ses surcoûts de production ;
  - Une 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

<sup>29</sup> Bien que la quantité d'électricité produite à partir de moyens thermiques soit en baisse, les coûts de production prévisionnels pour 2020 sont comparables à ceux constatés pour 2018 en raison d'une hausse des prix de marché des combustibles et des quotas de CO<sub>2</sub>.

et du CO<sub>2</sub> plus élevés, augmentation des dépenses de maîtrise de la demande en énergie, renforcement des effectifs) ;

- L'élargissement de l'assiette de kWh péréqués à Wallis-et-Futuna avec la mise en œuvre de la péréquation sur la totalité des volumes à partir de 2020 (contre 36,4% en moyenne en 2018).
- (baisse) Les charges liées aux dispositifs sociaux en électricité et en gaz sont en forte baisse de 71 % et 97 % par rapport aux charges constatées en 2018 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, à l'exception des services à la fourniture qui lui sont associés ;
- (hausse) La multiplication par 4,5 (+ 194 M€) 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 2019

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie au titre de 2020 est plus élevé de 263 M€ que le montant des charges prévisionnelles au titre de 2019 résultant de la mise à jour présentée en annexe 2.

Les principales explications de cette évolution sont les suivantes :

- (baisse) La baisse des charges liées aux contrats d'achat de 34 M€ s'explique essentiellement par les facteurs suivants :
  - En métropole continentale, la baisse des charges attendues entre 2019 et 2020 (- 191 M€) résulte d'effets contraires : la hausse du prix de marché moyen de 6,4 €/MWh et du prix de la capacité ainsi que la modification de son calendrier de vente diminuent les charges alors que la hausse de l'énergie produite (+1,4 TWh) et l'indexation des tarifs d'achat augmentent les charges ;
  - En ZNI, le développement de la filière biomasse (centrale en Guyane ou premières conversions de tranches charbon), de parcs éoliens en Guadeloupe et à la Martinique, d'installations photovoltaïques issues des appels d'offres et de l'arrêté tarifaire, expliquent la hausse des charges.
- (hausse) Le développement attendu des installations bénéficiant du complément de rémunération entre 2019 et 2020 (+ 3,6 TWh) explique la hausse de 145 M€ du montant des charges associées. Cette hausse modeste s'explique principalement par le développement limité de l'éolien terrestre attendu en raison des problèmes d'attribution des autorisations environnementales. La hausse des prix de marché attendue pour 2020 amplifie la faiblesse de cette hausse ;
- (hausse) La montée en puissance du dispositif de soutien à l'effacement conduite à une augmentation du montant des charges de 33,7 M€ ;
- (baisse) La baisse des charges liées à la péréquation tarifaire en ZNI (hors contrat d'achat) de 16,4 M€ est due à la diminution des surcoûts de production d'EDF SEI (baisse des coûts d'achat des combustibles et des quotas de CO<sub>2</sub>, en partie compensée par la hausse des charges de MDE). Cette baisse est limitée par la hausse des charges pour EEWf (élargissement de l'assiette de kWh péréqués à Wallis-et-Futuna) et par une légère augmentation des surcoûts de production d'EDM en cohérence avec la croissance de la consommation et l'inflation.
- (hausse) La prise en compte dans les charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux en électricité de 2,8 M€ au titre de l'affichage déporté des données de comptage explique principalement la hausse de 3,9 M€ par rapport à la prévision mise à jour pour 2019 où ces charges n'ont pas été retenues en l'absence de prévision de déploiement de dispositifs.
- (hausse) Le doublement des charges liées à l'achat de biométhane (+ 127,4 M€) résulte du raccordement prévu d'un nombre croissant d'installations et d'un doublement de la quantité de gaz injecté.

## 2. DETAIL DES CHARGES PRÉVISIONNELLES AU TITRE DE 2020 PAR LES OPERATEURS AUTRES QU'EDF, EDM, EEWf, RTE ET ACHETEURS DE DERNIER RECOURS

Le Tableau 32 présente les détails des charges prévisionnelles au titre de 2020 pour les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE et les acheteurs de dernier recours.

Tableau 32 : Détails des charges prévisionnelles au titre de 2020 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEFW, RTE et acheteurs de dernier recours

Nom opérateur	Electricité								Gaz		Montant de la compensation			
	Charges dues aux contrats d'achats								Dispositifs sociaux	Obligation d'achat biométhane	Dispositifs sociaux	Total	dont CAS	dont Budget
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat			Frais de gestion						
					Total	dont CAS	dont Budget		CAS	Budget	CAS	Budget	€	€
MWh	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	
R.S.E. REGIE SERVICES ENERGIE AMBERIEUX	2 099	809 118	87 488	0	721 631	721 631	0	56 600	2 250			780 481	778 231	2 250
SICAE de l'Aisne	4 534	1 445 377	163 821	0	1 281 557	1 281 557	0	0	0			1 281 557	1 281 557	0
Energie Développement Services du BRIANÇONNAIS	28 798	2 143 646	1 164 852	64 005	914 789	914 789	0	18 731	3 404			936 923	933 520	3 404
Régie Municipale d'Electricité ROQUEBILLIERE	35	18 772	1 586	0	17 186	17 186	0	0	0			17 186	17 186	0
Régie Communale d'Electricité GATTIÈRES	129	68 510	5 765	0	62 745	62 745	0	3 377	0			66 122	66 122	0
Régie Électrique DALOU	48	21 929	2 385	0	19 543	19 543	0	575	0			20 118	20 118	0
Régie municipale d'Electricité VARILHES	1 150	492 609	56 789	5 551	430 269	430 269	0	352	1 350			431 971	430 621	1 350
Régie Municipale d'Electricité VICDESSOS	18	8 521	800	0	7 721	7 721	0	0	0			7 721	7 721	0
Régie Municipale d'Electricité MAZERES	3 040	1 189 553	141 574	7 551	1 040 428	1 040 428	0	452	900			1 041 780	1 040 880	900
Régie Municipale d'Electricité ARIGNAC	270	78 500	11 737	0	66 763	66 763	0	0	0			66 763	66 763	0
Régie Électrique MERCUS GARRABET	11	5 763	555	0	5 208	5 208	0	753	0			5 961	5 961	0
Régie Municipale d'Electricité MERENS LES VALS	10	5 805	503	0	5 302	5 302	0	451	0			5 752	5 752	0
Régie municipale d'Electricité QUIÉ	8	2 959	364	0	2 595	2 595	0	583	0			3 178	3 178	0
Régie municipale d'Electricité TARASCON-SUR-ARIÈGE	6 234	586 551	280 524	14 653	291 374	291 374	0	1 959	0			293 333	293 333	0
Régie municipale d'Electricité SAVERDUN	8 362	1 768 234	345 370	10 001	1 412 863	1 412 863	0	0	900			1 413 763	1 412 863	900
Régie d'Electricité SAINT-QUIRC-CANTE - LISSAC - LABATUT	404	218 286	19 866	0	198 420	198 420	0	0	450			198 870	198 420	450
S.I.C.A.E. DE LA REGION DE PRECY SAINT-MARTIN	8 967	2 482 602	496 919	22 002	1 963 681	1 963 681	0	0	255			1 963 936	1 963 681	255
Régie Municipale d'Énergie Électrique QUILLAN	5 228	601 715	282 531	4 000	315 184	315 184	0	3 192	2 579			320 955	318 376	2 579
S.I.V.O.M. LABERGEMENT SAINT-MARIE	2 338	242 631	106 220	4 000	132 411	132 411	0	5 225	1 295			138 930	137 636	1 295
Régie SDED EROME	84	47 064	4 687	0	42 376	42 376	0	0	0			42 376	42 376	0
Régie SDED Ger-vans	98	56 730	4 255	0	52 475	52 475	0	0	0			52 475	52 475	0
Société d'économie mixte locale DREUX - GEDIA	67	32 479	2 938	0	29 541	29 541	0	0	14 410			43 951	29 541	14 410
SYNELVA COLLECTIVITÉS	116 216	14 436 500	6 853 411	57 106	7 525 983	7 525 983	0	79 773	10 800			7 616 555	7 605 755	10 800
Régie Municipale d'Electricité CAZÈRES	626	288 409	38 059	0	250 350	250 350	0	4 933	0			255 283	255 283	0
Régie Municipale d'Electricité MARTRES TOLOSANE	106	31 355	6 728	0	24 626	24 626	0	2 550	0			27 176	27 176	0
Régie municipale d'Electricité MIRAMONT DE COMMINGES	129	46 487	5 629	0	40 858	40 858	0	0	0			40 858	40 858	0
Régie Municipale Multiservices de LA REOLE	24	10 221	1 094	0	9 127	9 127	0	0	2 406		7 712	19 246	9 127	10 119
Régie d'Electricité du Syndicat du SUD DE LA REOLE	3 386	1 266 359	171 361	2 000	1 092 998	1 092 998	0	21 243	0			1 114 241	1 114 241	0
Régie Municipale d'Electricité BAZAS											60	60	0	60
Régie Municipale d'Electricité GIGNAC	457	203 562	24 362	0	179 200	179 200	0	11 970	1 800			192 970	191 170	1 800
Régie Municipale d'Electricité CAZOULS LÈS BÉZIERS	223	121 314	10 145	0	111 168	111 168	0	5 362	0			116 530	116 530	0
Coopérative d'Électricité SAINT-MARTIN DE LONDRES	43 987	9 273 933	2 437 533	30 002	6 806 398	6 806 398	0	125 619	12 580			6 944 597	6 932 017	12 580
GAZ ELECTRICITE DE GRENOBLE	108 394	11 729 056	5 490 016	256 021	5 983 019	3 386 048	2 596 972	143 018	49 500			6 175 537	3 529 066	2 646 472
Régie Municipale d'Electricité SALINS LES BAINS	56	29 930	2 535	0	27 394	27 394	0	1 584	0			28 979	28 979	0
GASCOGNE ENERGIES SERVICES AIRE SUR L'ADOUR (ex Régies Municipales)	2 766	1 141 186	116 819	0	1 024 367	1 024 367	0	0	0		124	1 024 491	1 024 367	124
S.I.C.A.E. REGION DE PITHIVIERS	135 982	13 312 659	6 347 438	1 088 090	5 877 131	5 877 131	0	51 402	11 250			5 939 783	5 928 533	11 250
Régie Communale Électrique SAULNES	11	5 958	532	0	5 426	5 426	0	500	350			6 276	5 926	350

Nom opérateur	Electricité								Gaz		Montant de la compensation			
	Charges dues aux contrats d'achats								Dispositifs sociaux	Obligation d'achat biométhane	Dispositifs sociaux	Total	dont CAS	dont Budget
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat			Frais de gestion						
					Total	dont CAS	dont Budget		CAS	Budget	CAS	Budget	€	€
SAEML UEM USINE D'ELECTRICITE DE METZ	214 343	28 847 954	12 267 171	1 209 243	<b>15 371 541</b>	12 918 423	2 453 118	227 078	<b>90 800</b>		<b>3 740</b>	<b>15 693 159</b>	13 145 501	2 547 658
Régie Communale d'Electricité PIERREVILLERS	19	10 445	814	0	<b>9 630</b>	9 630	0	746	<b>0</b>			<b>10 377</b>	10 377	0
Régie Municipale d'Electricité ROMBAS	183	52 483	7 836	0	<b>44 647</b>	44 647	0	3 962	<b>781</b>			<b>49 390</b>	48 609	781
Régie Municipale d'Electricité CREUTZWALD	22 521	2 417 943	1 270 901	316 026	<b>831 016</b>	736 934	94 083	36 370	<b>1 189</b>			<b>868 575</b>	773 304	95 271
Régie Municipale de Distribution CLOUANGE	29	14 300	1 268	0	<b>19 032</b>	19 032	0	0	<b>0</b>			<b>19 032</b>	19 032	0
Régie d'Electricité BITCHE	68	35 839	2 888	0	<b>32 951</b>	32 951	0	2 635	<b>1 120</b>			<b>36 706</b>	35 586	1 120
Régie Communale d'Electricité SAINTE-MARIE AUX CHENES	44	19 740	2 309	0	<b>17 431</b>	17 431	0	1 352	<b>387</b>			<b>19 170</b>	18 783	387
Régie Communale d'Electricité LUCKANGE	81	47 773	3 812	0	<b>43 960</b>	43 960	0	2 950	<b>360</b>			<b>47 270</b>	46 910	360
Régie Municipale de Distribution d'Electricité de HAGONDANGE	93	31 434	3 997	0	<b>27 436</b>	27 436	0	4 452	<b>4 091</b>			<b>35 979</b>	31 888	4 091
Régie d'Electricité SCHOENECK	72	38 372	3 459	0	<b>34 912</b>	34 912	0	1 300	<b>49</b>			<b>36 261</b>	36 212	49
Régie Municipale d'Electricité AMNEVILLE	122	61 615	5 225	0	<b>56 390</b>	56 390	0	0	<b>810</b>			<b>57 200</b>	56 390	810
Régie Municipale d'Electricité HOMBORG HAUT	42	18 275	2 060	0	<b>16 215</b>	16 215	0	1 350	<b>853</b>			<b>18 418</b>	17 565	853
Régie Municipale d'Electricité ENERGIS SAINT-AVOLD	3 444	622 012	208 853	0	<b>413 159</b>	60 265	352 894	0	<b>0</b>			<b>413 159</b>	60 265	352 894
R.M.E.T. TALANGE	107	34 302	4 429	0	<b>29 873</b>	29 873	0	7 650	<b>360</b>			<b>37 883</b>	37 523	360
Régie Municipale d'Electricité et de Télédistribution MARANGE SILVANGE TERNEL	40	23 800	1 768	0	<b>22 032</b>	22 032	0	1 950	<b>1 769</b>			<b>25 751</b>	23 982	1 769
Régie Municipale d'Electricité MONTOIS LA MONTAGNE	27	9 527	1 310	0	<b>8 217</b>	8 217	0	0	<b>0</b>			<b>8 217</b>	8 217	0
S.I.C.A.E. CARNIN	54	17 822	2 383	0	<b>15 440</b>	15 440	0	0	<b>0</b>			<b>15 440</b>	15 440	0
Régie Electrique FONTAINE AU PIRE	8	3 813	313	0	<b>3 500</b>	3 500	0	0	<b>158</b>			<b>3 659</b>	3 500	158
SEM BEAUVOIS DISTRELEC	43	20 221	1 922	0	<b>18 300</b>	18 300	0	1 072	<b>0</b>			<b>19 372</b>	19 372	0
Régie Municipale d'Electricité LOOS	48	21 332	2 585	0	<b>18 747</b>	18 747	0	540	<b>4 749</b>			<b>24 036</b>	19 287	4 749
Régie Communale d'Electricité MONTAIRE	13 391	2 082 634	737 473	0	<b>1 345 161</b>	117 032	1 228 129	0	<b>5 032</b>			<b>1 350 193</b>	117 032	1 233 161
S.I.C.A.E. OISE	163 464	15 797 164	9 125 368	324 027	<b>6 947 789</b>	5 557 446	790 323	140 954	<b>19 665</b>			<b>6 508 368</b>	5 698 400	809 968
Société d'Electricité Régionale des CANTONS DE LASSIGNY & LIMITROPHES	18 415	3 202 039	860 371	46 004	<b>2 295 665</b>	1 639 209	656 456	15 991	<b>7 804</b>			<b>2 319 460</b>	1 655 200	664 260
Régie Municipale d'Electricité LARUNS	84	35 820	6 098	0	<b>29 722</b>	29 722	0	0	<b>0</b>			<b>29 722</b>	29 722	0
SIVOM d'énergie du Pays toy	106	13 642	4 731	0	<b>8 911</b>	8 911	0	42	<b>1 440</b>			<b>10 393</b>	8 953	1 440
Régie Electrique CAPVERN LES BAINS	18	7 776	938	0	<b>6 838</b>	6 838	0	0	<b>0</b>			<b>6 838</b>	6 838	0
Energies Services LANNEMEZAN	560	307 265	27 770	0	<b>279 495</b>	279 495	0	3 500	<b>4 243</b>		<b>630</b>	<b>287 868</b>	282 995	4 873
Régie Electrique LA CABANASSE	15	8 200	723	0	<b>7 477</b>	7 477	0	0	<b>0</b>			<b>7 477</b>	7 477	0
Régie Electrique Municipale PRATS DE MOLLO LA PRESTE	2 888	246 931	95 925	0	<b>151 006</b>	151 006	0	145	<b>0</b>			<b>151 151</b>	151 151	0
Régie Intercommunale d'Electricité NIEDERBRONN REICHSHOFFEN	578	285 284	34 886	0	<b>250 398</b>	250 398	0	12 653	<b>18</b>			<b>263 069</b>	263 051	18
GAZ DE BARR	192	70 270	10 150	0	<b>60 120</b>	60 120	0	1 694	<b>0</b>		<b>225</b>	<b>62 039</b>	61 814	225
UME	4 668	1 279 317	256 057	8 001	<b>1 015 259</b>	1 015 259	0	17 338	<b>3 008</b>			<b>1 035 605</b>	1 032 597	3 008
Régie Municipale d'Electricité de la ville de SARRE UNION	15 324	2 270 908	934 221	0	<b>1 336 687</b>	8 469	1 328 218	9 191	<b>434</b>			<b>1 346 313</b>	17 661	1 328 652
ES ENERGIES STRASBOURG	311 843	73 265 380	17 607 035	1 549 233	<b>54 109 113</b>	46 924 181	7 184 932	443 772	<b>147 482</b>	<b>2 699 229</b>	<b>29 802</b>	<b>57 423 198</b>	50 067 183	7 356 016
VIALIS	24 517	5 060 732	1 222 891	38 003	<b>3 799 837</b>	3 799 837	0	49 259	<b>23 419</b>		<b>446</b>	<b>3 872 962</b>	3 849 096	23 865
Coopérative de droit suisse ELEKTRA BIRSECK	24 492	4 508 583	1 068 039	52 004	<b>3 388 540</b>	3 388 540	0	34 942	<b>5 158</b>			<b>3 428 640</b>	3 423 482	5 158
SAEML HUNELEC Service de Distribution Public HUNELEC	162	94 463	9 114	0	<b>85 349</b>	85 349	0	5 532	<b>450</b>			<b>91 331</b>	90 881	450
SICAE EST	59 565	8 347 752	3 269 923	120 010	<b>4 957 818</b>	4 957 818	0	32 319	<b>5 400</b>			<b>4 995 637</b>	4 990 137	5 400
Régie Municipale d'Electricité LA CHAMBRE	110	24 946	6 243	0	<b>18 703</b>	18 703	0	0	<b>0</b>			<b>18 703</b>	18 703	0
Régie Municipale d'Electricité de SAINT-AVRE	34	18 376	2 129	0	<b>16 247</b>	16 247	0	0	<b>0</b>			<b>16 247</b>	16 247	0
Régie de Distribution d'Énergie Electrique SAINT-MARTIN SUR LA CHAMBRE	58	30 082	3 040	0	<b>27 041</b>	27 041	0	0	<b>0</b>			<b>27 041</b>	27 041	0



Nom opérateur	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						
					Total	dont CAS	dont Budget			CAS	Budget	CAS	Budget		
MWh	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	
Régie Municipale d'Electricité SAINT-MARIE DE GUINES	25	11 323	1 528	0	9 795	9 795	0	0	0			9 795	9 795	0	
SOREA	31 630	3 004 627	1 398 496	22 002	1 584 129	1 584 129	0	55 638	0			1 639 767	1 639 767	0	
Régie Électrique AIGUEBLANCHE	103	54 244	4 596	0	49 648	49 648	0	0	0			49 648	49 648	0	
Régie Électrique PETIT COEUR	4	2 155	197	0	1 958	1 958	0	0	0			1 958	1 958	0	
Régie d'Electricité du Morel	45	27 250	2 076	0	25 175	25 175	0	0	0			25 175	25 175	0	
Régie Municipale d'Electricité PONTAMAFREY MONTPASCAL	27	12 425	1 430	0	10 995	10 995	0	1 420	0			12 415	12 415	0	
Régie Électrique TIGNES	10 203	1 219 080	397 979	0	821 101	821 101	0	0	2 285			823 386	821 101	2 285	
Régie Électrique Communale BOZEL	4 287	383 489	236 761	0	146 728	146 728	0	0	0			146 728	146 728	0	
Régie Électrique Communale AUSSOIS	18	5 691	875	0	4 816	4 816	0	0	0			4 816	4 816	0	
Régie Électrique AVRIEUX	6	3 758	346	0	3 412	3 412	0	0	0			3 412	3 412	0	
Régie Électrique SAINT-FOY TARENNAISE	24	9 583	1 333	0	8 250	8 250	0	0	0			8 250	8 250	0	
Régie Électrique Municipale VILLAROGGER	4	2 400	198	0	2 202	2 202	0	0	0			2 202	2 202	0	
Régie Électrique Municipale LA CHAPPELLE	1 041	116 308	47 905	0	68 403	68 403	0	0	0			68 403	68 403	0	
Régie Électrique MONTVALEZAN	28	12 720	1 512	0	11 208	11 208	0	0	0			11 208	11 208	0	
Régie d'Electricité TOURS EN SAVOIE	47	25 861	2 253	0	23 608	23 608	0	0	56			23 664	23 608	56	
Syndicat d'Electricité SYNERGIE MAURIENNE	13 754	1 277 334	617 638	12 001	647 695	647 695	0	15 030	450			663 175	662 725	450	
Régie Gaz Electricité de la Ville BONNEVILLE	4 359	408 116	192 951	0	215 165	215 165	0	4 580	3 150			222 895	219 745	3 150	
Régie du Syndicat Intercommunal d'Énergies VALLEE DE THONES	464	233 204	19 118	0	214 086	214 086	0	4 397	5 540			224 024	218 484	5 540	
Régie Municipale Électrique LES HOUCHES	9 042	655 451	357 602	0	297 849	297 849	0	9 100	1			306 950	306 949	1	
Régie Municipale d'Electricité SALLANCHES	606	180 867	25 745	0	155 122	155 122	0	8 420	300			163 842	163 542	300	
ENERGIE ET SERVICES DE SEYSSSEL (SAEML)	4 762	1 742 474	211 139	2 000	1 529 334	1 529 334	0	20 242	11 700			1 561 276	1 549 576	11 700	
S.A.I.C. PERS LOISINGES	94	43 035	4 731	0	38 305	38 305	0	0	0			38 305	38 305	0	
Régie d'Electricité d'Elbeuf	165	74 021	9 069	0	64 952	64 952	0	4 548	10 827			80 326	69 500	10 827	
Régie Communale de Distribution d'Electricité MITRY MORY	60	28 380	1 563	0	26 817	26 817	0	0	3 150			29 967	26 817	3 150	
S.I.C.A.E. E.L.V. : RÉGION EURE & LOIR YVELINES	1 167	431 886	49 887	0	381 999	381 999	0	12 000	3 023			397 022	393 999	3 023	
SEOLIS	841 853	96 712 189	46 312 808	2 281 788	48 117 593	48 117 593	0	1 500 936	133 498			49 752 027	49 618 529	133 498	
S.I.C.A.E. de la SOMME et du CAMBRAIS	372 637	34 196 904	20 752 032	882 568	12 562 304	12 562 304	0	336 306	7 200			12 905 810	12 898 610	7 200	
GAZELEC DE PERONNE	39 937	3 451 016	1 876 245	60 005	1 514 766	1 514 766	0	24 240	3 893		1 840	1 544 738	1 539 006	5 733	
Régie Communale d'Electricité MONTDIDIER	10 899	1 108 709	498 799	26 002	583 908	583 908	0	2 169	2 142			586 219	586 077	2 142	
Régie Municipale d'Electricité SAINT-PAUL CAP DE JOUX	5	2 176	276	0	1 900	1 900	0	133	18			2 051	2 033	18	
SICAE du CARMAUSIN	13 687	3 888 336	768 296	8 001	3 112 039	3 112 039	0	61 890	6 283			3 180 193	3 173 929	6 263	
Régie Municipale d'Electricité et de Gaz Energie Services Occitans CARMAUX ENEO	1 463	423 091	79 402	0	343 690	343 690	0	20 555	15 587		6 779	386 591	364 245	22 346	
EPIC ENERGIES SERVICES LAVAUR - Pays de Cocagne	30 550	4 073 889	1 688 796	76 006	2 309 087	2 245 089	63 998	12 885	5 480		155	2 327 806	2 257 974	69 633	
Régie d'Electricité du Département de la Vienne SOREGIES	688 638	93 404 496	37 845 280	1 342 435	54 216 782	54 216 782	0	364 000	128 263		1 177	54 710 222	54 580 782	129 440	
Régie Municipale Electrique SAINT-LEONARD DE NOBLAT	436	38 451	19 829	0	18 622	18 622	0	0	88			18 711	18 622	88	
Régie Municipale d'Electricité LA BRESSE	6 997	790 354	399 739	28 002	382 613	382 613	0	13 900	0			376 513	376 513	0	
S.I.C.A.E. CANTONS DE LA FERTÉ-ALAIS & LIMITROPHES	667	214 560	29 063	0	185 498	185 498	0	4 799	1 052			191 349	190 297	1 052	
Coopérative d'Electricité VILLIERS SUR MARNE	60	28 977	2 636	0	26 341	26 341	0	0	9 000			35 341	26 341	9 000	
S.I.C.A.E. VALLEE DU SAUSSERON	88	41 714	4 160	0	37 554	37 554	0	1 717	3 079			42 350	39 271	3 079	
BHC ENERGY	147 708	19 212 619	7 538 055	130 011	11 544 783	11 544 753	0	516 015				12 060 768	12 060 768	0	
BUDGET TELECOM - MINT ENERGIE	0	0	0	0					2 285			2 285	0	2 285	
DIRECT ENERGIE	0	0	0	0					470 794	3 770 213	168 993	4 410 000	3 770 213	639 787	

Nom opérateur	Electricité								Gaz		Montant de la compensation			
	Charges dues aux contrats d'achats								Dispositifs sociaux	Obligation d'achat biométhane	Dispositifs sociaux	Total	dont CAS	dont Budget
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat			Frais de gestion						
					Total	dont CAS	dont Budget		CAS	Budget	CAS	Budget		
MWh	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	
ENERCOOP	24 868	2 864 609	1 207 101	72 006	1 585 502	1 585 502	0	62 655		949 348		2 597 504	2 597 504	0
ENERGEM	0	0	0	0					44			714	0	714
CALEO											1 425	1 425	0	1 425
ENDESA ENERGIA SA										8 833 788		8 833 788	8 833 788	0
SAVE										64 382 903		64 382 903	64 382 903	0
ALSEN										2 158 459		2 158 459	2 158 459	0
Gaz de Bordeaux											24 299	24 299	0	24 299
SOCIETE EUROPEENNE DE GESTION DE L'ENERGIE										10 218 810		10 218 810	10 218 810	0
Gaz de Paris										17 980 128		17 980 128	17 980 128	0
Vattenfall											25 328	25 328	0	25 328
PICOTY										2 958 300		2 958 300	2 958 300	0
DYNEFF											10 731	10 731	0	10 731
GEG Source d'Energies										1 425 763		1 425 763	1 425 763	0
SOLVAY ENERGY SERVICES (ex RHODIA ENERGY)										2 885 287		2 885 287	2 885 287	0
Total Energie Gaz (Tegaz)										1 142 171		1 142 171	1 142 171	0
SOCIETE VALMY DEFENSE 17 SVD 17										15 936 363		15 936 363	15 936 363	0
ENGIE (ex-GDF SUEZ SA)	0	0	0	0					4 733 200	89 283 000	112 000	94 128 200	89 283 000	4 845 200
Joul	144	45 600	8 182	0	37 418	37 418	0	9 000	16 853			63 271	46 418	16 853
OUI ENERGY	0	0	0	0					16 000			16 000	0	16 000
PROVIRIDIS SAS										3 804 248		3 804 248	3 804 248	0
REDEO ENERGIES SAS										18 786 492		18 786 492	18 786 492	0
Terreal										1 322 832		1 322 832	1 322 832	0
Union des producteurs locaux d'électricité	19 216	1 862 263	996 422	20 002	845 839	845 839	0	35 536	1 350			882 725	881 375	1 350
<b>TOTAL</b>	<b>3 647 987</b>	<b>485 856 686</b>	<b>197 379 668</b>	<b>10 190 382</b>	<b>278 296 656</b>	<b>261 537 534</b>	<b>16 749 122</b>	<b>4 703 054</b>	<b>6 044 058</b>	<b>248 539 333</b>	<b>389 936</b>	<b>537 963 037</b>	<b>514 779 921</b>	<b>23 183 116</b>