



## ANNEXE 2

# Mise à jour des charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de l'année 2021 (CP''<sub>21</sub>)

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

Cette annexe présente la mise à jour des charges de service public de l'énergie au titre de l'année 2021<sup>1</sup> par les différents opérateurs concernés ou la prévision de ces charges pour ceux qui ne l'avaient pas faite auparavant.

Les charges de service public de l'énergie sont présentées dans l'ordre des actions du programme budgétaire les finançant, avant qu'une synthèse ne 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 2021 et notamment à partir des dernières données de prix de marché de gros de l'électricité et du gaz.

En application de l'article 89 de la loi de finances pour 2020<sup>2</sup>, le compte d'affectation spéciale « transition énergétique » a été supprimé le 1<sup>er</sup> janvier 2021. La distinction opérée précédemment entre les charges relevant du compte d'affectation spéciale « transition énergétique » et celles relevant du budget général de l'Etat n'est plus maintenue.

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.

### Opérateurs ayant déclaré la mise à jour de leurs charges de service public de l'énergie au titre de 2021

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

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 la prévision des charges mise à jour au titre de l'année 2021 à partir des déclarations transmises par les opérateurs après avoir attiré, le cas échéant, leur attention sur les éventuelles erreurs manifestes détectées.

### 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>1</sup> Les charges initialement prévues font l'objet de l'annexe 1 de la délibération de la CRE du 15 juillet 2020 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2021.

<sup>2</sup> LOI n° 2019-1479 du 28 décembre 2019 de finances pour 2020

# SOMMAIRE

<b>A. SOUTIEN AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES, À LA COGÉNÉRATION GAZ NATUREL ET AUTRES MOYENS THERMIQUES EN MÉTROPOLE CONTINENTALE .....</b>	<b>3</b>
A.1 Soutien à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et de cogénération au périmètre d'EDF en métropole continentale.....	3
A.2 Mise à jour des surcoûts d'achat prévus par les entreprises locales de distribution au titre de 2021 ..	10
A.3 Mise à jour des surcoûts d'achat prévus par les Organismes agréés au titre de 2021.....	12
A.4 Bilan .....	13
<b>B. SOUTIEN À L'INJECTION DE BIOMÉTHANE.....</b>	<b>14</b>
B.1 Charges liées aux contrats d'achat de biométhane.....	14
B.2 Mise à jour de la valorisation prévisionnelle des garanties d'origine au titre de 2021.....	15
B.3 Mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2021 .....	15
<b>C. SOUTIEN EN ZNI.....</b>	<b>16</b>
C.1 Surcoûts de production supportés par les opérateurs historiques dans les zones non interconnectées	17
C.2 Surcoûts liés aux contrats d'achat d'électricité dans les Zones non interconnectées.....	24
C.3 Surcoûts liés aux contrats de stockage dans les Zones non interconnectées.....	27
C.4 Charges liées aux actions de MDE dans les Zones non interconnectées .....	28
C.5 Coûts liés aux études mentionnées dans les PPE .....	31
C.6 Synthèse de la mise à jour des charges en ZNI au titre de 2021.....	31
<b>D. SOUTIEN AUX EFFACEMENTS.....</b>	<b>32</b>
D.1 Contexte juridique .....	32
D.2 Montant des charges prévisionnelles au titre de 2021.....	32
<b>E. DISPOSITIFS SOCIAUX .....</b>	<b>32</b>
E.1 Charges liées aux dispositifs sociaux – électricité.....	32
E.2 Charges liées aux dispositifs sociaux – gaz.....	35
E.3 Bilan des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux .....	36
<b>F. FRAIS DIVERS - COÛTS LIÉS À LA CONCLUSION ET À LA GESTION DES CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION EN MÉTROPOLE CONTINENTALE (ELECTRICITE ET GAZ)</b>	<b>36</b>
<b>G. SYNTHÈSE.....</b>	<b>38</b>
G.1 Mise à jour des charges de service public prévisionnelles au titre de 2021 .....	38
G.2 Détails de la mise à jour des charges de service public prévisionnelles au titre de 2021 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE et Acheteurs de dernier recours .....	40

## A. SOUTIEN AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES, À LA COGÉNÉRATION GAZ NATUREL ET AUTRES MOYENS THERMIQUES EN MÉTROPOLE CONTINENTALE

Cette section présente le calcul des charges comptabilisées dans les actions 1 « Soutien aux ENR électriques en métropole » et 4 « Soutien à la cogénération gaz naturel et autres moyens thermiques ». Elles comprennent deux mécanismes de soutien différents : l'obligation d'achat et le complément de rémunération. EDF supporte des charges associées à la fois à l'obligation d'achat et au complément de rémunération alors que les autres opérateurs (entreprises locales de distribution et organismes agréés) ne supportent que des charges liées à l'obligation d'achat.

En application des dispositions de l'article L. 121-24 du code de l'énergie, la valeur des certificats de capacité acquis 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.

### A.1 Soutien à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et de cogénération au périmètre d'EDF en métropole continentale

#### A.1.1 Evolution du parc de production soutenu

Les perspectives d'évolution des quantités achetées et des montants versés aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables et de cogénération sont présentées quel que soit leur mode de soutien (obligation d'achat ou complément de rémunération). Le développement des installations les plus grandes sous le régime du complément de rémunération implique une stagnation voire une régression du parc sous obligation d'achat en raison de l'arrivée à échéance des contrats les plus anciens. La CRE précise que les installations sortant des dispositifs de soutien peuvent continuer à produire sans nouveau soutien public, ces installations sortent du périmètre de la délibération évaluant les charges de service public de l'énergie. Les quantités soutenues par les deux modes de soutien sont exposées au paragraphe suivant dans lequel les charges de service public de l'énergie sont calculées.

La quantité prévisionnelle d'énergie soutenue en 2021 s'élève à 67,6 TWh, elle est relativement stable par rapport à 2020 (- 0,4 TWh soit - 1 %) et en légère baisse par rapport à la prévision initiale au titre de 2021 (- 3,2 TWh soit - 5 %). La puissance des installations soutenues s'élèverait à 35,8 GW en 2021, elle augmente entre 2020 et 2021 de 3,4 GW, mais baisse par rapport à la prévision initiale au titre de 2021 (- 1,2 GW, soit - 3 %).

**Tableau 1 : Puissance et énergie des installations soutenues prévues pour 2021 par EDF en métropole (obligation d'achat et complément de rémunération cumulés)**

		Total	Cogénération	CCG	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres
Energie soutenue (TWh)	2020	<b>68,0</b>	7,0	-	6,1	36,2	1,6	2,6	2,6	11,5	0,3
	2021 (initiale)	<b>70,8</b>	7,1	-	6,2	35,9	1,6	2,6	3,4	13,4	0,5
	2021 (mise à jour)	<b>67,6</b>	6,1	-	6,2	34,3	1,6	2,6	2,7	13,7	0,3
Puissance soutenue (GW)	2020	<b>32,4</b>	2,7	-	1,9	15,6	0,2	0,5	0,7	10,5	0,2
	2021 (initiale)	<b>37,0</b>	2,8	-	2,0	17,8	0,2	0,5	0,8	12,8	0,1
	2021 (mise à jour)	<b>35,8</b>	2,6	0,4	2,0	16,4	0,2	0,5	0,7	12,8	0,2

Le **parc éolien** soutenu connaît une hausse moins importante qu'attendue initialement. Sa puissance pourrait s'établir à 16,4 GW fin 2021 par rapport à 15,6 GW fin 2020 alors qu'il était attendu qu'elle s'élève à 17,8 GW lors de la prévision initiale réalisée au premier semestre 2020. La résolution fin 2019<sup>3</sup> de la situation litigieuse de l'arrêté du 13 décembre 2016 n'a pas eu un effet aussi important que prévu sur l'accélération des mises en service. La crise sanitaire constitue également un frein à la réduction des délais de mise en service des parcs éoliens. L'énergie produite par la filière éolienne pourrait ainsi s'établir à 34,3 TWh, en recul de 5 % par rapport à l'année 2020 qui

<sup>3</sup> L'arrêté du 13 décembre 2016 a été notifié à la Commission européenne incluant une puissance maximale d'installations soutenues sous ce régime transitoire (cf. avis de la CRE du 3 novembre 2016). Le cumul des demandes de contrat de soutien ayant dépassé cette puissance maximale, la direction générale de l'énergie et du climat a demandé à EDF de cesser de signer des contrats en application de cet arrêté. Les porteurs de projet concernés peuvent bénéficier des dispositifs de soutien en vigueur, cette situation a été clarifiée par l'arrêté du 30 mars 2020 et par la modification, le 23 octobre 2019, du cahier des charges de l'appel d'offres éolien terrestre.

bénéficiait de conditions météorologiques particulièrement favorables à l'éolien et par rapport à la prévision initiale au titre de 2021.

Aucune installation **éolienne en mer** ne devrait être mise en service en 2021, le paragraphe précédent ne concerne par conséquent que l'éolien terrestre.

Le **parc photovoltaïque** soutenu progresse de 21 % entre 2020 et 2021 et pourrait s'élever à 12,8 GW fin 2021 au même niveau que la prévision initiale. En particulier, EDF note depuis un an une hausse des demandes de contrats d'achat s'inscrivant dans le cadre de l'arrêté tarifaire de 2017. L'énergie produite par ce parc soutenu progresse au même rythme et pourrait s'élever à 13,7 TWh en 2021 (+ 2,2 TWh par rapport à 2020).

La **filière cogénération au gaz naturel** devrait décroître entre 2020 et 2021, à la fois de - 6 % en puissance pour atteindre 2,6 GW fin 2021 et de - 12 % en énergie pour une production de 6,1 TWh. Le volume de contrats d'achat issus de l'arrêté tarifaire de 2013 avait été surestimé lors de la prévision initiale.

La mise en service de la **centrale à CCG** à Landivisiau est prévue en 2021, sa puissance est de 422 MW.

Le **parc hydraulique** connaît une croissance de l'ordre de 2 % entre 2020 et 2021 tant en termes de puissance installée que d'énergie produite pour atteindre respectivement 2,0 GW et 6,2 TWh. Il s'agit de niveaux comparables à la prévision initiale mais en légère baisse.

La puissance de la **filière biomasse bois-énergie** s'élèvera à 742 MW fin 2021, soit 6 MW de plus que fin 2020. La révision des hypothèses de mise en service des installations fait diminuer la puissance prévue pour cette filière. L'énergie produite suit la même trajectoire et pourrait s'élever fin 2021 à 2,7 TWh.

La **filière biogaz** progresse de 5 % entre 2020 et 2021 s'agissant de la puissance installée pour atteindre 487 MW fin 2021. Cette évolution dépendant fortement des hypothèses de mise en service des installations, elle a été revue à la baisse par rapport à la prévision initiale. L'énergie produite reste stable et s'élèverait à 2,6 TWh en 2021. La progression de cette filière est portée uniquement par la filière méthanisation. Si certaines ISDND ou STEP permettant le traitement de déchets ou d'eau s'équipent encore en moyen de valorisation énergétique, elles s'orientent vers la valorisation sous forme d'injection de biométhane dans les réseaux de gaz.

La **filière incinération d'ordures** poursuit sa décroissance (- 4 MW entre 2020 et 2021, pour une puissance de 231 MW fin 2021) en raison de l'arrivée à échéance des contrats et de l'absence de mécanisme de soutien pour porter de nouvelles installations. L'énergie produite reste stable et s'élèverait à 1,6 TWh en 2021.

Les autres filières (**gaz de mines, géothermie, achat des surplus aux ELD**) sont plus marginales et représenteraient une production de 324 GWh en 2021.

### A.1.2 Surcoûts liés aux contrats d'achat

Les surcoûts d'achat prévus pour 2021 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) ;

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 »).

#### A.1.2.1 Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels

La mise à jour de la prévision des quantités achetées en 2021 est établie par EDF à partir des montants constatés au titre de 2020 et au cours des mois de janvier à mars 2021, et des évolutions prévues pour le reste de l'année 2021. Comme indiqué en introduction, la CRE n'a pas modifié ces nouvelles prévisions.

Les quantités d'électricité et les coûts d'achat déclarés par EDF en métropole continentale au titre de l'année 2021 sont présentés dans le Tableau 2.

Tableau 2 : Mise à jour des quantités d'électricité et coûts d'achat prévus par EDF pour 2021

	Cogénération gaz	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Surplus des ELD	Gaz de Mines	TOTAL
Janvier	1 460,8	590,4	2 857,6	142,5	227,8	240,3	394,2	16,7	6,9	5 937,2
Février	1 293,4	591,1	3 062,6	132,3	208,6	216,4	553,8	16,1	6,6	6 080,9
Mars	1 389,0	725,1	3 488,3	142,4	228,5	238,1	958,6	26,5	7,7	7 204,3
Avril	0,0	671,7	1 873,6	112,4	207,1	210,7	1 226,1	11,7	9,5	4 322,8
Mai	0,0	712,9	1 759,9	132,5	210,6	204,1	1 420,1	14,6	9,2	4 463,7
Juin	0,0	580,2	1 436,1	130,4	203,6	160,3	1 480,0	14,7	9,0	4 014,4
Juillet	0,0	410,4	1 356,7	152,8	213,9	189,2	1 570,2	12,7	8,6	3 914,5
Août	0,0	301,0	1 341,9	144,3	214,3	200,0	1 444,3	11,4	8,6	3 665,8
Septembre	0,0	271,8	1 618,2	129,7	210,0	184,0	1 179,7	14,7	9,0	3 617,0
Octobre	0,0	350,1	2 441,6	107,3	223,3	173,5	829,6	18,8	10,1	4 154,4
Novembre	850,5	399,1	2 416,3	139,2	213,3	173,6	507,8	15,2	9,2	4 724,2
Décembre	1 044,7	516,6	3 037,5	140,2	225,5	179,3	374,8	16,2	9,4	5 544,3
<b>Quantités (GWh)</b>	<b>6 038,4</b>	<b>6 120,4</b>	<b>26 690,4</b>	<b>1 606,0</b>	<b>2 586,4</b>	<b>2 369,5</b>	<b>11 939,3</b>	<b>189,2</b>	<b>103,8</b>	<b>57 643,5</b>
Prévision initiale pour 2021 (GWh)	6 731,0	6 059,7	26 217,4	1 613,9	2 440,8	2 993,4	11 379,5	178,1	122,9	57 736,7
Quantités en 2020 (GWh)	6 974,6	6 037,0	31 058,7	1 602,7	2 582,6	2 390,9	10 818,4	239,0	69,1	61 774,3
<b>Coût d'achat (M€)</b>	<b>1 001,5</b>	<b>494,2</b>	<b>2 438,5</b>	<b>97,3</b>	<b>438,3</b>	<b>352,9</b>	<b>3 257,1</b>	<b>18,1</b>	<b>7,6</b>	<b>8 105,5</b>
Prévision initiale pour 2021 (M€)	1 000,9	487,4	2 421,3	99,8	415,6	446,6	3 165,2	16,9	9,1	8 062,9
Coût d'achat en 2020 (M€)	965,2	492,6	2 806,2	95,5	433,2	354,9	3 039,6	23,1	5,0	8 215,4
<b>Coût d'achat unitaire (€/MWh)</b>	<b>165,8</b>	<b>80,7</b>	<b>91,4</b>	<b>60,6</b>	<b>169,5</b>	<b>148,9</b>	<b>272,8</b>	<b>95,6</b>	<b>73,1</b>	<b>140,6</b>
Prévision initiale pour 2021 (€/MWh)	148,7	80,4	92,4	61,8	170,3	149,2	278,2	94,7	73,8	139,6
Coût d'achat unitaire en 2020 (€/MWh)	138,4	81,6	90,4	59,6	167,7	148,4	281,0	96,5	72,3	133,0

La mise à jour de la prévision pour 2021 réalisée par EDF aboutit à un volume total de **57,6 TWh** pour un coût d'achat de **8 105,5 M€**.

La quantité d'énergie et le coût d'achat sont en baisse par rapport à 2020 (respectivement - 6,7 % et - 1,3 %), il pourrait s'agir de la première année de décroissance du parc sous obligation d'achat. La production de la filière éolienne à terre en particulier est en forte baisse (- 4,4 TWh) sous l'effet des sorties de contrats d'achat et des conditions météorologiques moins avantageuses en 2021 qu'en 2020. La production de la filière cogénération baisse également (- 0,9 TWh) tandis que celle de la filière photovoltaïque croît (+ 1,1 TWh).

Le coût d'achat total baisse (- 110 M€) sous l'effet de la baisse de l'énergie produite, malgré l'augmentation de 8 €/MWh du coût d'achat unitaire moyen qui s'établit à 140,6 €/MWh.

La hausse du coût d'achat unitaire moyen est principalement causée par la forte hausse du coût d'achat unitaire de la cogénération (+ 20 %) en raison de l'augmentation prévisionnelle des prix du gaz (dépréciés en 2020) et des prix du CO<sub>2</sub>. La poursuite de la décroissance du coût d'achat unitaire moyen du photovoltaïque (- 8,2 €/MWh, soit - 2,9 %) est à noter sous l'effet de la mise en service en 2021 d'installations ayant un coût d'achat unitaire plus bas que le coût d'achat unitaire moyen de 2020.

Pour toutes les filières, il est à noter qu'EDF révisé à la baisse sa prévision d'inflation (+ 1,20 % contre + 1,30 % pour les prévisions établies en 2020). La plupart des mécanismes de soutien prévoient des clauses d'indexation des niveaux de soutien en fonction de l'évolution observée par l'INSEE du coût du travail et des prix de l'industrie.

Par rapport à la prévision initiale, l'énergie sous obligation d'achat stagne (- 93 GWh soit - 0,2 %). Les filières connaissent des évolutions contrastées (+ 0,5 TWh pour l'éolien et + 0,6 TWh pour le photovoltaïque mais - 0,7 TWh pour la cogénération et - 0,6 TWh pour la biomasse). Le coût d'achat évolue peu par rapport à la prévision initiale (+ 43 GWh soit + 0,5 %), cette évolution étant liée à la hausse du coût d'achat unitaire de la cogénération (+ 17,1 €/MWh) dont les raisons sont exposées *supra*.

#### A.1.2.2 Coûts évités liés à l'énergie produite

Le 1° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie dispose que les coûts évités à EDF par les contrats d'achat en métropole continentale sont évalués « *par référence aux prix de marché de l'électricité* ».

Ce paragraphe présente le calcul des coûts évités, l'analyse de l'évolution des surcoûts d'achat est présentée au paragraphe A.1.2.6.

#### Cas général

La méthodologie d'évaluation du coût évité prévisionnel au titre de l'année en cours pour EDF en métropole continentale est détaillée dans la délibération de la CRE du 16 décembre 2014<sup>4</sup>, du 25 mai 2016<sup>5</sup>, du 22 juin 2017<sup>6</sup>,

<sup>4</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>5</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>6</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

du 16 mai 2019<sup>7</sup> et du 28 novembre 2019<sup>8</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 la filière photovoltaïque et les contrats dont la rémunération est horosaisonnalisée. Le coût évité de celles-ci est présenté dans les paragraphes suivants.

Le coût évité par la production quasi-certaine est calculé par référence aux prix de marché à terme. Le coût évité par la production aléatoire est calculé pour les 4 premiers mois de l'année à partir des prix spot constatés, et pour les 8 derniers mois à partir des prix de marché à terme : cotation des produits M5 et M6 pour le mois de mai et de juin, et cotations des produits Q3 et Q4 auxquelles sont appliqués des coefficients mensuels correspondants à la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix du mois sur le prix du trimestre correspondant (poids moyen du mois dans le trimestre) pour les mois de juillet à décembre.

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

Le coût évité ainsi obtenu pour l'année 2021 s'élève à **2 362,4 M€** (hors contrats photovoltaïques et contrats à différenciation horosaisonnaire).

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

La puissance quasi-certaine retenue pour l'année 2021<sup>9</sup> est indiquée dans le Tableau 3.

**Tableau 3 : Puissance quasi-certaine retenue pour 2021**

	Puissance quasi-certaine (MW)
<b>Ruban de base</b>	1 400
<b>Surplus de production du premier trimestre</b>	2 100
<b>Surplus de production novembre</b>	1 800
<b>Surplus de production décembre</b>	1 800

En application de la délibération du 16 mai 2019, le coût évité pour les produits des blocs correspondant à la production quasi-certaine est calculé en fonction :

- des ventes effectivement réalisées le cas échéant par EDF ;
- de la moyenne des cotations EEX constatées entre le 15 et le 30 avril 2021 pour les ventes à effectuer à compter de cette date.

Le coût évité du produit « ruban » est ainsi obtenu à partir des ventes réalisées par EDF entre le 1<sup>er</sup> janvier 2019 et le 31 décembre 2020. Le coût évité du produit « Q1 » a été obtenu à partir des ventes réalisées par EDF entre le 1<sup>er</sup> janvier 2020 et le 31 décembre 2020. 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) qui repose notamment sur la moyenne des cotations EEX observées entre le 15 et le 30 avril 2021 pour le produit « Q4 ». Les références de coût évité finalement retenues pour chaque bloc de puissance quasi-certaine sont indiquées dans le Tableau 4.

**Tableau 4 : Prix de valorisation des volumes quasi-certains retenus pour 2021, en €/MWh**

Ruban	1 <sup>er</sup> trimestre (Q1)	Novembre (M11)	Décembre (M12)
46,45	52,92	73,95	70,42

Ainsi, le coût évité par la production quasi-certaine, correspondant à 19,4 TWh, est de **999,8 M€**.

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

Le coût évité par la part aléatoire est évalué à partir des prix spot, des cotations des produits M5 et M6, et des cotations des produits Q3 et Q4 auxquelles sont appliqués des facteurs fondés sur des données historiques de manière à établir une référence mensuelle.

<sup>7</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>8</sup> Délibération de la CRE du 28 novembre 2019 portant décision sur la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat

<sup>9</sup> Délibération de la CRE du 28 novembre 2019 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

Tableau 5 : Prix de marché mensuels pour la part aléatoire pour 2021, en €/MWh

Mois	Référence mensuelle
Janvier	59,48
Février	49,01
Mars	50,22
Avril	63,10
Mai	55,60
Juin	57,28
Juillet	58,73
Août	54,03
Septembre	64,54
Octobre	72,18
Novembre	73,95
Décembre	70,42

Le coût évité par la production aléatoire relevant du cas général (hors contrats photovoltaïques et contrats à différenciation horosaisonnaire) s'élève à **1 362,6 M€**. Ce montant est détaillé dans le Tableau 6.

Tableau 6 : Prix de marché mensuels et coût évité à EDF par les contrats d'achat en 2021 (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	59,48	1 438,1	49,5	1 335,6	151,6
Février	49,01	1 321,8	43,1	1 687,8	137,6
Mars	50,22	1 472,3	43,5	1 966,3	159,4
Avril	63,10	703,2	55,7	1 197,4	111,1
Mai	55,60	741,2	51,9	1 061,2	96,3
Juin	57,28	603,9	51,0	760,0	73,4
Juillet	58,73	529,7	53,3	658,1	66,2
Août	54,03	452,4	48,0	643,2	55,3
Septembre	64,54	411,1	58,2	942,1	81,3
Octobre	72,18	442,2	67,1	1 742,9	148,9
Novembre	73,95	793,0	56,9	1 007,6	116,0
Décembre	70,42	1 096,6	56,9	1 547,4	165,3
<b>Total 2020</b>	<b>59,4</b>	<b>10 006</b>	<b>52,8</b>	<b>14 549</b>	<b>1 362,6</b>

#### Coût évité par la production photovoltaïque

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

La référence de coût évité pour la mise à jour de la prévision 2021 est calculée en appliquant aux prix de marché mensuels, dont le calcul est décrit dans la partie précédente, le rapport moyen des prix de marché 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 au cours des cinq dernières années. 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 et davantage en été qu'en hiver.

Ainsi, le coût évité total prévisionnel pour la filière photovoltaïque en 2021 est de **726,6 M€**.

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

Certaines installations bénéficient de contrats d'achat à différenciation horosaisonnaire, ce qui signifie que la rémunération du producteur par EDF dépend du moment où il produit son électricité. Les périodes horosaisonniers 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 2021, 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 2021 a varié, par MWh, par rapport à 2020, dans la même proportion que le prix de marché moyen pondéré entre 2020 et 2021. Le coût évité est ainsi estimé à **105,8 M€**.

#### A.1.2.3 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.

La CRE a estimé, à partir des données fournies par EDF, le coût résultant pour l'année 2021 à **6,6 M€**, en tenant compte 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 2021.

#### A.1.2.4 Coût évité lié aux certificats de capacité

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

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

Pendant l'année 2021, les enchères tenues par EPEX Spot portent sur les Années de Livraison AL 2018, AL 2020, AL 2021 et AL 2022. Il n'y a pas d'enchères prévues pour les Années de Livraison AL 2023, AL 2024 et AL 2025.

Le coût évité prévisionnel lié aux certificats de capacité au titre de l'année 2020 porte ainsi sur la valorisation qui peut 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 tiennent en 2021 pour les différentes Années de Livraison qui y sont traitées :

	AL 2018	AL 2020	AL 2021	AL 2022
<b>Volume prévisionnel de certificats pouvant être valorisés en 2021 (MW)</b>	0	0	- 240,8	2394,1

Pour les Années de Livraison AL 2018 et AL 2020, EDF n'anticipe pas de rééquilibrage donnant lieu à une valorisation de certificats de capacité en 2021. Pour l'Année de Livraison AL 2021, un rééquilibrage négatif est prévu, consécutif à la sortie de contrat d'achat d'installations au cours de l'année 2021 non anticipée.

Pour l'Année de Livraison AL 2022, qui a déjà fait l'objet d'enchères en 2020, les volumes ayant été valorisés lors des enchères précédentes ont été pris en compte pour l'établissement des données indiquées *supra*.

Ces volumes prennent en compte les « contraintes d'offres »<sup>10</sup> auxquelles est soumise 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 2021 et 2022. Pour ces Années de Livraison, la certification des installations

<sup>10</sup> Cf. section 7.12.3.3 des règles du mécanisme de capacité en vigueur définies par RTE.



a déjà eu lieu et les puissances installées correspondantes font l'objet de prévisions détaillées par EDF dans le cadre des charges prévisionnelles 2021 et 2022.

En application de la délibération de la CRE du 22 juin 2017 susmentionnée, la valorisation des certificats de capacité pour les Années de Livraison 2021 et 2022 est effectuée au prix moyen résultant des enchères qui se sont déjà tenues pour ces Années de Livraison, soit :

- pour l'Année de Livraison 2021, 31 241,8 €/MW ;
- pour l'Année de Livraison 2022, 24 730,4 €/MW.

Le coût évité total prévisionnel retenu pour EDF au titre de l'année 2021 est de **51,7 M€** répartis de la manière suivante :

Coût évité prévisionnel 2022 liés aux certificats de capacité (M€)	Cogénération	Hydraulique	Eolien à terre	Eolien en mer	Incinération	Biogaz	Biomasse	Solaire	Autres	Total
	16,3	6,3	18,7	0	1,5	2,2	2,8	3,8	0,1	51,7

#### A.1.2.5 Coût total évité à EDF par les contrats d'achat

Le coût total évité à EDF par les contrats d'achat en métropole en 2021 est évalué à **3 239,9 M€** (999,8 M€ de coût évité par la production quasi-certaine + 1 362,6 M€ de coût évité par la production aléatoire + 726,6 M€ de coût évité par les contrats photovoltaïques + 105,8 M€ de coût évité horosaisonnalisé + 51,7 M€ de coût évité lié aux certificats de capacité - 6,6 M€ au titre de la prise en compte du coût de l'imprévisibilité de la production sous obligation d'achat).

#### A.1.2.6 Surcoûts liés aux contrats d'achat pour EDF en 2021

Les surcoûts supportés par EDF résultant des contrats d'achat en 2021 s'élèvent à **4 865,6 M€** en métropole continentale (8 105,5 M€ de coût d'achat - 3 239,9 M€ de coût évité).

Les références de prix de marché utilisées pour établir la prévision initiale au titre de 2021 étaient basées sur les prix à terme observés sur la deuxième quinzaine d'avril 2020, alors particulièrement dépréciés. Cela génère une importante révision à la baisse par rapport à la prévision initiale pour 2021 (5 480,5 M€) : la mise à jour de la prévision conduit à un montant de charges qui lui est inférieur de 615 M€. La hausse des références de prix de marché utilisées de + 11,5 €/MWh en moyenne représente une évolution de - 668 M€ de charges. En revanche, la hausse du coût d'achat total (+ 43 M€) fait augmenter le surcoût total : si la quantité totale achetée diminue légèrement (- 0,1 TWh), la production de filières au surcoût unitaire plus important augmente.

La mise à jour des charges au titre de 2021 s'établit à un niveau bien inférieur, de 870 M€, aux charges constatées au titre de 2020 (5 735,2 M€). La hausse du coût évité unitaire de 19,4 €/MWh entraîne une importante baisse de charges de 1 136 M€. En revanche, il y a notamment deux autres effets faisant évoluer les charges à la hausse : l'augmentation du coût d'achat unitaire (+ 7,62 €/MWh conduisant à + 96 M€ de charges) et le moindre coût évité lié à la capacité (- 199 M€).

### A.1.3 Complément de rémunération

Le dispositif de complément de rémunération est prévu aux articles L. 314-18 à L. 314-27 du code de l'énergie. Ces dispositions prévoient que les producteurs d'électricité à partir d'énergie renouvelable commercialisent leur énergie directement sur les marchés. Une prime vient 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. La prime est versée par EDF qui supporte en conséquence les charges de service public correspondantes.

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

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

La prime à l'électricité peut être qualifiée de prime variable, dans la mesure où son montant s'ajuste pour compenser la différence entre un niveau de tarif de référence  $T_e$  et un revenu marché de référence  $M_0$ . Elle garantit ainsi aux producteurs un niveau de rémunération sur le long terme proche du tarif de référence tout en les 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>11</sup> et dans un décret définissant les modalités d'application du complément de rémunération<sup>12</sup>.

### Mise à jour des charges prévisionnelles pour 2021

EDF a mis à jour sa prévision des installations susceptibles de bénéficier du complément de rémunération au cours de l'année 2021, et des charges en résultant. EDF estime que les filières éolien terrestre, cogénération, CCG, biomasse, photovoltaïque, géothermie, hydraulique et biogaz seront concernées. La mise à jour de la prévision est détaillée dans le Tableau 7. Le calcul du montant de la prime est fondé sur des hypothèses relatives aux prix de marché similaires à celles utilisées pour la part variable de l'obligation d'achat (cf. paragraphe A.1.2.2).

Tableau 7 : Mise à jour de la prévision relative au complément de rémunération pour 2021

Prévision	Puissance installée en fin d'année 2021 (MW)		Energie produite (GWh)		Charges (M€)	
	Mise à jour	Initiale	Mise à jour	Initiale	Mise à jour	Initiale
Eolien terrestre	4237	5604	7585	9721	201,0	358,2
Photovoltaïque	2130	2355	1795	2040	23,8	65,2
Biogaz	4	24	20	124	1,7	10,6
Biomasse	85	94	354	444	28,8	37,8
Géothermie	8	56	31	150	6,1	8,2
Hydraulique	26	40	58	178	2,9	39,1
Cogénération	56	180	96	382	4,4	16,1
CCG	422	0	-	0	18,7	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>6969</b>	<b>8352</b>	<b>9939</b>	<b>13039</b>	<b>287,3</b>	<b>535,1</b>

Les charges prévisionnelles supportées par EDF résultant des contrats de complément de rémunération en 2021 s'élèvent à **287,3 M€**. Ce montant est en forte baisse (- 247,9 M€ soit - 46 %) par rapport à la prévision initiale, en raison (1) de la hausse des prix de marché spot de l'électricité servant de référence au niveau de la prime (l'impact sur la baisse des charges est similaire à celui pour les contrats d'obligation d'achat, voir paragraphe A.1.2.6) et (2) de la baisse de l'énergie produite (- 3,1 TWh, soit - 24 %).

## A.2 Mise à jour des surcoûts d'achat prévus par les entreprises locales de distribution au titre de 2021

### A.2.1 Coûts d'achat déclarés par les entreprises locales de distribution

Les entreprises locales de distribution supportent des surcoûts liés aux contrats relevant de l'obligation d'achat (article L. 314-1 du code de l'énergie). Le contexte réglementaire associé est similaire à celui décrit dans la section A.A.1 traitant des surcoûts supportés par EDF OA en métropole continentale.

16 entreprises locales de distribution ont transmis une mise à jour des prévisions de charges liées aux contrats d'achat au titre de 2021. Aucune d'entre elles n'a annoncé de surplus de production dus à l'obligation d'achat et revendus à EDF.

Pour les autres opérateurs, en l'absence de mise à jour, les éléments de la prévision initiale pour 2021 sont repris. Trois d'entre eux avaient annoncé des surplus de production dus à l'obligation d'achat.

Les volumes et les coûts d'achat corrigés des surplus retenus au titre de la mise à jour 2021 s'élèvent respectivement à 3,6 TWh et à **488,0 M€** – soit une diminution de respectivement -4,2 % et -2,8 % par rapport à la prévision initiale (3,8 TWh et 502,0 M€).

### A.2.2 Coûts évités liés à l'énergie produite

Conformément au mécanisme introduit par la loi de finances rectificative pour 2011 et en application de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, 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

<sup>11</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>12</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.

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

Lorsque les 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 marché 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 8.

Tableau 8 : Prix de marché mensuels et pondérés pour 2021

Mois	Prix mensuel (€/MWh)	Prix pondéré éolien (€/MWh)	Prix pondéré photovoltaïque (€/MWh)
Janvier	59,48	56,90	66,43
Février	49,01	48,34	48,51
Mars	50,22	44,71	45,48
Avril	63,10	57,24	56,88
Mai	55,60	53,31	53,82
Juin	57,28	53,65	59,08
Juillet	58,73	55,87	60,75
Août	54,03	51,06	54,98
Septembre	64,54	60,12	67,02
Octobre	72,18	68,35	73,80
Novembre	73,95	67,99	77,78
Décembre	70,42	64,19	77,49

Parmi les 16 entreprises locales de distribution ayant mis à jour leurs charges liées aux contrats d'achat, 6 ont indiqué prévoir d'injecter la totalité de l'énergie issue des contrats dans le périmètre de vente aux tarifs règlementés de vente ; 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*.

Pour les opérateurs n'ayant pas effectué de mise à jour de leur charges prévisionnelles, le coût évité énergie calculé lors de la prévision initiale pour 2021 est repris.

Au total le coût évité énergie est évalué à **180,3 M€** au titre de la mise à jour de la prévision 2021 – soit une augmentation de 7,2 % par rapport à la prévision initiale (168,3 M€).

### A.2.3 Coûts évités liés aux certificats de capacité

Pour la valorisation des certificats de capacité, la méthodologie rappelée à la section A.A.1.2.4 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 2021 prend en compte la valorisation des certificats de l'Année de Livraison 2022, et éventuellement de certificats des Années de Livraison précédentes si des rééquilibrages ont été déclarés. Pour l'Année de Livraison 2022, l'intégralité des volumes donne donc lieu à une valorisation en 2021.

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 2021 pour les Années de Livraison 2022 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 2021 par rapport au nombre total d'enchères pour cette Année de Livraison. En l'occurrence, pour l'AL 2022, le volume à valoriser en 2021 est de 6/10 du volume total de certificats. Il n'y a pas d'enchères prévues en 2021 pour les AL 2023, 2024 et 2025.

Dans le cadre de la mise à jour de leur déclaration prévisionnelle au titre de 2021, 6 entreprises locales de distribution ont déclaré à la CRE leur meilleure estimation des volumes destinés à être vendus aux enchères qui se tiennent en 2021 pour les différentes Années de Livraisons qui y sont traitées :

	AL 2020	AL 2021	AL 2022
<b>Volume prévisionnel de certificats pouvant être valorisés en 2021 (MW)</b>	0,7	0,9	84,1

Au total, 195,7 MW de certificats de capacité ont été pris en compte pour la mise à jour des charges des opérateurs concernés, contre 188,5 MW initialement.

En application de la délibération de la CRE du 22 juin 2017, les volumes de certificats pour les Années de Livraison 2020, 2021 et 2022 sont valorisés, pour le calcul du coût évité prévisionnel, à la moyenne des prix des enchères qui ont eu lieu pour ces Années de Livraison, soit :

- pour l'Année de Livraison 2020, 28 376,00 €/MW ;
- pour l'Année de Livraison 2021, 31 241,77 €/MW ;
- pour l'Année de Livraison 2022, 24 730,40 €/MW.

Le coût évité lié aux certificats de capacité pour les opérateurs ayant mis à jour leurs charges prévisionnelles est évalué à 2,1 M€ au titre de l'année 2021. En ajoutant les prévisions initiales des autres opérateurs, le coût évité total lié aux certificats de capacité s'élève à **4,0 M€** au titre de la mise à jour de la prévision pour 2021.

#### A.2.4 Surcoûts d'achat

Les surcoûts retenus au titre de l'obligation d'achat s'élèvent ainsi, en 2021, à **303,7 M€** (488,0 M€ - 180,3 M€ - 4,0 M€), soit une diminution de 8,1 % par rapport aux charges initialement prévues (330,6 M€).

Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par entreprises locales de distribution sont indiqués dans le Tableau 47.

### A.3 Mise à jour des surcoûts d'achat prévus par les Organismes agréés au titre de 2021

#### A.3.1 Coûts d'achat déclarés par les Organismes agréés

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

Trois des quatre Organismes agréés qui avaient déclaré des charges prévisionnelles au titre des contrats d'achat pour l'année 2021 ont transmis une mise à jour de ces charges. Après prise en compte de cette mise à jour, les volumes et les coûts d'achat prévisionnels s'élèvent respectivement à 339,7 GWh et à **33,4 M€** au titre de 2021 – soit une augmentation de respectivement 27 % et 23 % par rapport à la prévision initiale (268,0 GWh et 27,2 M€). Un seul des opérateurs (Total Flex) a effectué une mise à jour de ses charges prévisionnelles à la hausse, les deux autres opérateurs les ont révisées à la baisse.

### A.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 terme mensuels évalués par la CRE.

En application de la délibération prise par la CRE le 22 juin 2017, ces prix de marché 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 8 ci-dessus.

Au total le coût évité prévisionnel lié à l'énergie produite est évalué à **19,8 M€**.

### A.3.3 Coûts évités liés aux certificats de capacité

Pour la valorisation des certificats de capacité, la méthodologie rappelée à la section A.A.1.2.4 est appliquée aux Organismes agréés.

Ils ont déclaré à la CRE les volumes de capacités anticipés et pouvant être valorisés pendant l'année 2021. Au total, 37,7 MW de certificats de capacité ont été pris en compte, dont 0,1 MW pour l'Année de Livraison AL 2021 et 37,6 MW pour l'Année de Livraison AL 2022.

En application de la délibération de la CRE du 22 juin 2017, les volumes de certificats pour les Années de Livraison 2020, 2021 et 2022 sont valorisés, pour le calcul du coût évité prévisionnel, à la moyenne des prix des enchères qui ont eu lieu pour ces Années de Livraison, soit :

- pour l'Année de Livraison 2021, 31 241,77€/MW ;
- pour l'Année de Livraison 2022, 24 730,40 €/MW.

Le coût évité lié aux certificats de capacité est évalué à **0,9 M€** pour 2021.

### A.3.4 Surcoûts d'achat

Le surcoût résultant s'élève à **12,7 M€** (33,4 M€ - 19,8 M€ - 0,9 M€), contre 15,8 M€ dans la prévision initiale pour 2021.

Les principaux éléments de calcul du surcoût d'achat par opérateur sont indiqués dans le Tableau 47.

## A.4 Bilan

En prenant en compte (i) les surcoûts d'achat évalués pour EDF, les entreprises locales de distribution et les Organismes agréés et (ii) les charges liées au dispositif de complément de rémunération supportées par EDF, 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 2021 s'élèvent à **5 469,2 M€**. Elles sont détaillées dans le Tableau 9 par actions et sous-actions budgétaires.

**Tableau 9 : Bilan des charges réparties par action budgétaire liées aux contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en métropole continentale au titre de 2021**

en M€		EDF Obligation d'achat	EDF Complément de rémunération	ELD	Organismes agréés	Total 2021	
Action 1	Eolien terrestre	1 035,9	201,0	85,7	4,8	1 327,4	4 800,2
	Eolien en mer	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Solaire	2 528,6	23,8	149,3	4,4	2 706,2	
	Bio-énergies	518,2	30,4	44,3	0,0	593,0	
	Autres énergies	152,6	9,0	11,6	0,6	173,7	
Action 4	Cogénération et autres énergies thermiques	630,1	23,1	12,8	2,9	669,0	669,0
<b>Total</b>		<b>4 865,6</b>	<b>287,3</b>	<b>303,7</b>	<b>12,7</b>	<b>5 469,2</b>	

## B. SOUTIEN À L'INJECTION DE BIOMÉTHANE

### B.1 Charges liées aux contrats d'achat de biométhane

L'obligation d'achat de biométhane injecté est prévue par l'article L. 446-4 du code de l'énergie. L'arrêté tarifaire du 23 novembre 2011 encadrait les conditions du soutien à l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel, jusqu'à son abrogation par l'arrêté tarifaire du 23 novembre 2020<sup>13</sup>. Ce nouvel arrêté limite désormais l'octroi du soutien par guichet ouvert aux installations de capacité maximale de production inférieure à 300 Nm<sup>3</sup>/h.

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

Conformément à l'article R. 121-30 du code de l'énergie, les fournisseurs de gaz peuvent transmettre à la CRE leur mise à jour de volumes et de coût d'achat de biométhane au titre de l'année 2021.

#### B.1.1 Mise à jour des coûts d'achat prévisionnels au titre de 2021

11 fournisseurs de gaz ont mis à jour leur déclaration de charges prévisionnelles et 8 autres ne l'ont pas modifiée.

Le Tableau 10 détaille, dans le cadre de la prévision initiale pour 2021 et de sa mise à jour, le nombre d'installations injectant du biométhane, le volume de biométhane acheté et le coût d'achat.

**Tableau 10 : Comparaison de la prévision initiale pour 2021 et de sa mise à jour relativement au nombre d'installations injectant du biométhane, volume de biométhane acheté et coût d'achat**

	Prévision initiale au titre de 2021	Mise à jour de la prévision au titre de 2021
Nombre d'installations	576	416
Quantité (GWh)	6 045	4 762
Coût d'achat (M€)	629	487

Les écarts sur le nombre d'installations injectant du biométhane en 2021, et sur la quantité injectée sont liés principalement à un retard de la date de mise en service de nombreuses installations par rapport à la prévision initiale.

#### B.1.2 Mise à jour des coûts évités prévisionnels au titre de 2021

Le coût évité pour l'année 2021 est calculé à partir des informations sur les prix de marché disponibles au 30 avril 2021.

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

- Pour les mois de janvier à avril, la moyenne mensuelle du prix constaté sur le marché de gros du gaz naturel de la zone d'équilibrage ;
- Pour les mois de mai et juin, la moyenne des cotations du 15 avril au 30 avril 2021 des produits mensuels correspondants ;
- Pour les mois de juillet à décembre, la moyenne des cotations du 15 avril au 30 avril 2021 des produits « Q3 2021 » et « Q4 2021 » auxquelles sont appliquées les moyennes, depuis 2010, des rapports du prix spot moyen de chaque mois sur le prix spot moyen des trimestres.

**Tableau 11 : Référence de prix mensuelle retenue par zone d'équilibrage, en €/MWh**

Année 2021	Cotation	Rapport par rapport au trimestre	Prix de référence
Janvier	20,65	-	20,65
Février	17,50	-	17,50
Mars	17,31	-	17,31
Avril	20,16	-	20,16
Mai	20,73	-	20,73
Juin	20,95	-	20,95
Juillet	20,83	0,977	20,35
Août	20,83	0,978	20,38

<sup>13</sup> Arrêté du 23 novembre 2020 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel pour les installations de capacité maximale de production inférieure à 300 Nm<sup>3</sup>/h et situées en métropole continentale.

Septembre	20,83	1,044	21,75
Octobre	21,66	0,965	20,90
Novembre	21,66	1,009	21,86
Décembre	21,66	1,026	22,23

### B.1.3 Mise à jour des surcoûts d'achat prévisionnels au titre de 2021

Cette référence de prix permet le calcul du coût évité issu de la mise à jour des charges prévisionnelles pour 2021. Le coût évité au titre de 2021 s'élève à 113,9 M€.

Les surcoûts d'achat liés à l'injection de biométhane s'élèvent donc à **389,1 M€** au titre de 2021.

L'écart entre les surcoûts d'achat prévisionnels calculés en 2021 et cette mise à jour s'élève à -163 M€. Cet écart s'explique principalement par la révision à la baisse de l'énergie produite de l'ordre de 1 282 GWh, soit environ 20% des injections de volumes de biométhane initialement prévues, et est renforcé par la hausse des prix de marché de l'ordre de 8 €/MWh en moyenne observée sur l'année 2021.

### B.2 Mise à jour de la valorisation prévisionnelle des garanties d'origine au titre de 2021

La mise à jour de la prévision de la réduction des charges résultant de la valorisation des garanties d'origine s'élève à **5,8 M€**, en baisse de 2,7 M€ par rapport à la prévision initiale (8,6 M€). Cette baisse s'explique d'une part par une baisse du nombre de garanties d'origine valorisées mais également par une mise à jour de la prévision à la baisse de la valorisation financière des garanties d'origine.

### B.3 Mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2021

La mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2021 s'élève à **383,3 M€** et relève du CAS « transition énergétique ». Ce chiffre ainsi que ceux qui sont présentés dans le tableau ci-dessous n'intègrent pas la mise à jour des montants de frais de gestion effectuée par les acheteurs qui sont exposés au chapitre 36).

Les détails de l'évaluation des charges par opérateur sont indiqués dans le Tableau 12 et leur évolution par rapport aux charges constatées au titre de 2020 et prévisionnelles pour 2021 dans le Tableau 13. La baisse de charges prévisionnelles mises à jour de 163 M€ par rapport aux charges prévisionnelles initialement calculées est due majoritairement à la baisse du volume de biométhane injecté en raison du décalage des mises en service de plusieurs installations.

Tableau 12 : Mise à jour de la prévision des charges pour 2021

Opérateur	Volume acheté (kWh)	Coût d'achat (€)	Coût évité (€)	Surcoût d'achat (€)	Valorisation des garanties d'origine venant en déduction des charges (€)	Charges prévisionnelles au titre de 2021 (€)
ALSEN	25 800 720	3 186 465	532 978	2 653 487	12 998	2 640 489
ENDESA	117 760 656	12 095 594	2 431 018	9 664 576	421 360	9 243 215
ENERCOOP	8 498 913	986 129	174 561	811 568	0	811 568
ENGIE	2 111 491 171	215 226 680	43 588 917	171 637 763	3 092 538	168 545 225
ES	28 986 731	3 015 819	600 830	2 414 989	143 170	2 271 819
GAZ DE BARR	2 671 680	311 972	57 871	254 101	0	254 101
GAZ DE BORDEAUX	116 784 366	12 746 782	2 436 733	10 310 048	37 273	10 272 775
GAZ DE PARIS	244 596 267	22 852 598	4 992 843	17 859 755	61 924	17 797 831
GEG SE	19 842 575	1 877 901	404 655	1 473 246	33 908	1 439 339
PICOTY	40 170 000	3 733 351	823 303	2 910 049	0	2 910 049
PLUM ENERGIE	16 097 142	1 300 166	341 980	958 186	54 331	903 856
PROVIRIDIS	64 249 221	7 195 846	1 333 855	5 861 991	0	5 861 991
REDEO ENERGIES	250 707 247	28 648 875	5 164 175	23 484 700	94 015	23 390 685
SAVE	1 093 079 140	114 180 185	22 582 777	91 597 408	272 587	91 324 821
SEGE - AIR LIQUIDE	226 793 072	21 851 048	4 629 782	17 221 266	23 600	17 197 666
SOLVAY	75 079 863	7 515 932	17 221 266	5 953 650	0	5 953 650
SVD 17 - DALKIA	240 876 772	22 657 107	4 934 844	17 722 263	699 374	17 022 889
TERREAL	21 600 000	1 598 400	440 583	1 157 817	0	1 157 817
TOTAL DIRECT ENERGIE	57 206 340	6 319 279	1 167 641	5 151 638	894 988	4 256 650
<b>TOTAL</b>	<b>4 762 291 875</b>	<b>487 300 130</b>	<b>113 860 613</b>	<b>389 098 500</b>	<b>5 842 065</b>	<b>383 256 435</b>

Tableau 13 : Évolution des charges prévisionnelles mises à jour pour 2021 par rapport aux charges constatées au titre de 2020 et prévisionnelles pour 2021.

M€	Constaté 2020	Prévisionnel 2021	Mise à jour prévisionnel 2021
Surcoûts d'achat	204,2	552,4	389,1
Valorisation des GO	3,8	8,6	5,8
<b>Charges</b>	<b>200,5</b>	<b>543,8</b>	<b>383,3</b>

### C. SOUTIEN EN ZNI

Les charges de service public dans les ZNI, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux (traitées à la section E.), 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 d'achat d'électricité supportés dans les territoires concernés par l'opérateur historique et mentionnés au 2° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie ;
- aux surcoûts des ouvrages de stockage d'électricité pilotés par le gestionnaire du système électrique mentionnés au b) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ;
- aux coûts 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 à 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>14</sup>, la CRE a adopté la distinction suivante entre les projets de MDE :

- les projets d'infrastructures 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 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 prévisionnelles au titre des projets d'infrastructure visant la MDE pour l'année 2021.

Les modalités d'appréciation des surcoûts liés aux « petites » actions de MDE ont été définies dans la délibération du 2 février 2017<sup>15</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>16</sup>. Depuis cette adoption, les coûts de développement des « petites » actions de MDE dans les ZNI supportés par les opérateurs historiques EDF SEI et EDM font l'objet d'un traitement à part entière alors que jusque-là ils étaient pris en compte pour le calcul de la compensation au travers des coûts commerciaux des opérateurs historiques.

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>17</sup>. Elles concernent EDF SEI et EDM. 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. Pour Mayotte, la CRE a délibéré le 17 octobre 2019 sur le niveau de compensation attribué à 2 projets de stockage.

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

<sup>14</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>15</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>16</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>17</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



La maquette budgétaire prévoit une unique action pour couvrir l'ensemble des charges de service public de l'énergie dans les ZNI, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux. Cette action est scindée en deux sous-actions distinctes : l'action Transition énergétique et l'action Mécanismes de solidarité. Les charges en ZNI se répartissent de la manière suivante entre ces deux sous-actions :

1. Transition énergétique :

- les surcoûts de production d'électricité supportés par l'opérateur historique pour l'électricité produite par les installations renouvelables qu'il exploite (installations hydrauliques notamment) ;
- les surcoûts d'achat d'électricité renouvelable supportés par l'opérateur historique ;
- les surcoûts des ouvrages de stockage d'électricité pilotés par le gestionnaire du système électrique ;
- les coûts supportés par les fournisseurs d'électricité en raison de la mise en œuvre d'actions de MDE portant sur les consommations d'électricité ;
- les coûts des études mentionnés au e) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie.

2. Mécanismes de solidarité :

- les surcoûts de production d'électricité supportés par l'opérateur historique pour l'électricité produite par les installations qu'il exploite et qui fonctionnent à partir d'énergies fossiles ;
- les surcoûts d'achat d'électricité produite à partir d'énergies non renouvelables supportés par l'opérateur historique.

Les sections suivantes présentent les charges selon leur nature et non selon ces deux sous-actions. La ventilation entre ces deux sous-actions apparaît néanmoins en conclusion de chaque section.

### **c.1 Surcoûts de production supportés par les opérateurs historiques dans les zones non interconnectées**

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

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

En conséquence, le calcul de la mise à jour des surcoûts de production nécessite de réévaluer, dans chaque ZNI, les coûts de production et la part relative à la production dans les recettes pour 2021 sur la base des éléments constatés au titre de 2020, de l'actualisation du bilan énergétique des ZNI et de la mise à jour des hypothèses économiques retenues pour la prévision initiale au titre de 2021. Ces éléments sont présentés dans les sections suivantes.

Quand cela s'avère nécessaire, les charges sont présentées selon la répartition entre les deux sous-actions Transition énergétique et Mécanismes de solidarité.

#### **C.1.1 Mise à jour des surcoûts de production prévus par EDF pour 2021**

##### **C.1.1.1 Coûts de production**

Les coûts de production mis à jour déclarés par EDF dans les ZNI s'élèvent, pour 2021, à **168,9 M€** pour la production renouvelable et **521,4 M€** pour la production à partir d'énergies fossiles, soit un total de **690,3 M€**. La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 14 et le Tableau 15.

Tableau 14 : Mise à jour des coûts de production renouvelable dans les ZNI prévue par EDF pour 2021

M€	Nature de coûts déclarés et retenus <i>Transition Energétique</i>	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2021 reprev
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	31,9	0,0	22,1	0,0	10,9	0,0	0,0	64,9
	Amortissements	8,8	0,0	9,0	0,0	6,3	0,0	0,0	24,2
	Impôts et taxes	9,9	0,0	17,3	0,0	12,3	0,0	0,0	39,5
	Frais de personnel	3,2	0,0	2,4	0,0	5,5	0,0	0,0	11,2
	Charges externes	2,8	0,0	2,5	0,0	1,3	0,0	0,0	6,6
	Frais de structure, de siège et prestations externes	3,3	0,0	2,4	0,0	16,1	0,0	0,0	21,7
Coûts variables	Combustibles	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Quotas de CO2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Autres achats	0,3	0,0	0,4	0,0	0,2	0,0	0,0	0,9
<b>Coût total</b>		<b>60,2</b>	<b>0,0</b>	<b>56,1</b>	<b>0,0</b>	<b>52,6</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>168,9</b>

Tableau 15 : Mise à jour des coûts de production à partir d'énergies fossiles dans les ZNI prévue par EDF pour 2021

M€	Nature de coûts déclarés et retenus <i>Mécanismes de solidarité</i>	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2021 reprev
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	5,3	10,3	8,2	10,3	2,9	5,8	0,2	43,0
	Amortissements	8,9	9,7	15,0	12,4	3,4	2,9	0,4	52,6
	Impôts et taxes	2,5	10,9	22,1	6,2	1,4	0,1	0,0	43,2
	Frais de personnel	10,7	8,6	14,9	9,6	0,3	3,3	0,0	47,4
	Charges externes	23,8	9,4	10,8	11,4	3,3	0,6	1,2	60,5
	Frais de structure, de siège et prestations externes	9,7	13,2	11,7	10,4	0,4	0,2	0,0	45,5
Coûts variables	Combustibles	44,2	42,0	37,4	23,3	5,5	11,8	2,4	166,6
	Quotas de CO2	9,8	8,9	7,0	5,4	1,0	1,6	0,3	34,1
	Autres achats	10,0	4,0	7,3	5,8	0,0	1,4	0,0	28,5
<b>Coût total</b>		<b>124,8</b>	<b>117,0</b>	<b>134,3</b>	<b>94,7</b>	<b>18,2</b>	<b>27,6</b>	<b>4,7</b>	<b>521,4</b>

Comme affiché dans le Tableau 16, les coûts prévisionnels mis à jour de production renouvelable pour 2021 dans les ZNI sont presque identiques aux coûts constatés au titre de 2020 (- 0,03 M€) et en baisse par rapport aux coûts prévisionnels au titre de 2021 (- 0,4 M€).

Tableau 16 : Évolution des coûts prévisionnels de production renouvelable dans les ZNI mis à jour par EDF pour 2021 par rapport aux coûts constatés au titre de 2020 et prévisionnels pour 2021

M€	Nature de coûts retenus <i>Transition énergétique</i>	2021 reprev	2021 prév	Evolution		2020	Evolution	
				en M€	en %		en M€	en %
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	64,9	66,0	-1,1	-2%	65,5	-0,5	-1%
	Amortissements	24,2	23,1	1,1	5%	24,2	0,0	0%
	Impôts et taxes	39,5	38,7	0,8	2%	39,2	0,2	1%
	Frais de personnel	11,2	10,7	0,5	5%	11,1	0,1	1%
	Charges externes	6,6	7,3	-0,7	-9%	6,6	0,0	-1%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	21,7	22,7	-1,0	-4%	21,5	0,2	1%
Coûts variables	Combustibles	0,0	0,0	0,0	---	0,0	0,0	-100%
	Quotas de CO2	0,0	0,0	0,0	---	0,0	0,0	---
	Autres achats	0,9	1,0	-0,1	-5%	0,9	0,0	0%
<b>Coût total</b>		<b>168,9</b>	<b>169,3</b>	<b>-0,4</b>	<b>0%</b>	<b>168,9</b>	<b>0,0</b>	<b>0%</b>

Quant aux coûts prévisionnels de production à partir d'énergie fossile en ZNI pour 2021 dont l'évolution est affichée dans le Tableau 17, ils sont en baisse par rapport à 2020 (- 23,2 M€) mais en hausse par rapport à ceux initialement prévus pour 2021 (+ 13,8 M€).

Tableau 17 : Évolution des coûts prévisionnels de production à partir d'énergie fossile dans les ZNI mis à jour par EDF pour 2021 par rapport aux coûts constatés au titre de 2020 et prévisionnels pour 2021

M€	Nature de coûts retenus <i>Mécanismes de solidarité</i>	2021 reprev	2021 prév	Evolution		2020	Evolution	
				en M€	en %		en M€	en %
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	43,0	42,1	0,8	2%	47,0	-4,0	-9%
	Amortissements	52,6	51,5	1,2	2%	54,9	-2,2	-4%
	Impôts et taxes	43,2	38,2	5,0	13%	42,8	0,4	1%
	Frais de personnel	47,4	49,0	-1,6	-3%	47,0	0,4	1%
	Charges externes	60,5	71,9	-11,5	-16%	49,3	11,2	23%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	45,5	48,4	-2,8	-6%	45,2	0,4	1%
Coûts variables	Combustibles	166,6	159,7	6,9	4%	212,7	-46,1	-22%
	Quotas de CO2	34,1	22,0	12,0	55%	27,9	6,2	22%
	Autres achats	28,5	24,7	3,8	16%	17,9	10,6	59%
<b>Coût total</b>		<b>521,4</b>	<b>507,6</b>	<b>13,8</b>	<b>3%</b>	<b>544,6</b>	<b>-23,2</b>	<b>-4%</b>

### Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2020

Les coûts prévisionnels de production renouvelable mis à jour pour 2021 restent stables par rapport aux coûts constatés au titre de 2020 (- 0,02 %), dans la mesure où la baisse de rémunération des capitaux (- 1 %) est compensée par des hausses modérées attendues au niveau des impôts et taxes (+ 1 %) et des frais de structure, de siège et prestations externes (+ 1 %). En effet, les hypothèses de coûts d'EDF pour l'année en cours s'inspirent des coûts constatés en 2020, dans un contexte de crise sanitaire prolongée en 2021.

Les coûts prévisionnels de production à partir d'énergie fossile mis à jour pour 2021 quant à eux marquent une baisse par rapport au constaté 2020 (- 4 %), principalement portée par la réduction des coûts variables.

Le poste des achats de combustible est en baisse (- 46,1 M€) sous un effet combiné des prix et des volumes. D'une part, le dénouement des swaps contractés par EDF en couverture de ses achats de combustible pour 2021 est escompté inférieur à celui de 2020, en raison de la remontée des cours mondiaux du fioul. Et d'autre part, EDF prévoit une réduction de l'ordre de 18 % entre 2020 et 2021 de la quantité d'électricité produite à partir de ses centrales thermiques, en conséquence du développement de capacités de production renouvelable en ZNI ainsi que de l'indisponibilité programmée d'un certain nombre de moyens thermiques à cause de reports de travaux prévus en 2020 en raison de la crise sanitaire.

Cette baisse est partiellement compensée par la hausse des coûts d'achat des quotas de CO<sub>2</sub> (+ 22 %) en raison d'une hausse du prix de la tonne de CO<sub>2</sub> sur les marchés mondiaux, ainsi que par la hausse des autres achats par rapport à 2020, à cause de la recette exceptionnelle qu'a constituée en 2020 le paiement par les assurances des indemnités pour les dégâts engendrés par l'ouragan IRMA en 2017.

Le poste des charges externes est également en hausse (+ 23 %), en raison de travaux prévus en Corse, notamment sur le site de Lucciana.

La réduction des coûts de production supportés par EDF dans les ZNI est renforcée par une diminution de la rémunération des capitaux (- 9 %) liée à la baisse de la VNC des actifs d'EDF en ZNI.

### Évolution par rapport aux coûts prévisionnels pour 2021

Les coûts prévisionnels de production renouvelable mis à jour pour 2021 sont légèrement inférieurs à ceux initialement prévus pour 2021 (- 0,4 %) dans la mesure où la baisse de rémunération des capitaux (- 2 %) et celle des frais de structure, de siège et des prestations externes (- 4 %) est compensée par des hausses modérées attendues au niveau des amortissements (+ 5 %) et des impôts et taxes (+ 2 %). En effet, le décalage d'interventions et de travaux initialement prévus sur certaines installations a pour effet de délayer la hausse initialement prévue de leur VNC, et donc de réduire la rémunération par rapport à la prévision.

Les coûts prévisionnels de production à partir d'énergie fossile mis à jour pour 2021 quant à eux marquent une hausse (+ 3 %) principalement portée par l'augmentation des coûts variables.

La principale évolution concerne la hausse des coûts d'acquisition des quotas de CO<sub>2</sub> (+ 55 %), en raison de la hausse spectaculaire du prix de marché de la tonne de CO<sub>2</sub> (hypothèse de 41,30 €/tonne pour la prévision 2021 contre 27,4 €/tonne constaté en moyenne en 2020). L'achat de combustibles est également en hausse (+ 4 %) malgré une baisse de la production thermique d'EDF par rapport à la prévision initiale. C'est la conséquence d'une augmentation du prix de marché du fioul par rapport à la prévision initiale.

Le poste des impôts et taxes est également augmentation (+ 5 %) du fait notamment de la hausse du taux de la TSC appliquée au fioul léger en Guyane (cf. section C.1.1.1 de l'annexe 3 relative aux charges constatées au titre de 2020).

Ces hausses sont en partie compensées par la baisse des charges externes (- 16 %), engendrées par le report de travaux d'EDF sur ses moyens thermiques par rapport à ses prévisions initiales.

#### C.1.1.2 Recettes de production

La prévision des recettes de production mise à jour dans les ZNI pour 2021 s'élève à **241,7 M€**, dont **128,3 M€** pour la production renouvelable et **113,4 M€** pour la production à partir d'énergies fossiles. Ces recettes se répartissent comme indiqué dans le Tableau 18. La ventilation des recettes entre la production renouvelable et la production à partir d'énergies fossiles est effectuée au prorata des volumes d'électricité injectés.

Tableau 18 : Mise à jour des recettes de production prévues par EDF dans les ZNI pour 2021

M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	les bretonnes	2021 reprev
Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité <sup>(1)</sup>	246,2	214,7	96,6	172,1	350,8	6,1	1,2	1 087,7
Recettes réseau	97,2	79,6	32,6	61,9	126,8	2,2	0,5	400,7
Recettes gestion de la clientèle	9,1	8,2	2,6	6,9	13,5	0,1	0,1	40,4
<b>Recettes brutes de production<sup>(2)</sup></b>	<b>139,9</b>	<b>126,9</b>	<b>61,5</b>	<b>103,4</b>	<b>210,5</b>	<b>3,7</b>	<b>0,6</b>	<b>646,5</b>
Part des recettes à considérer <sup>(3)</sup>	48,5	18,7	45,0	12,9	26,6	3,7	0,6	156,1
<b>Recettes de production totales<sup>(4)</sup></b>	<b>69,3</b>	<b>41,2</b>	<b>55,0</b>	<b>23,9</b>	<b>47,7</b>	<b>4,0</b>	<b>0,6</b>	<b>241,7</b>
<b>Recettes de production - Transition Énergétique</b>	<b>42,4</b>	<b>0,0</b>	<b>40,5</b>	<b>0,0</b>	<b>45,5</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>128,3</b>
<b>Recettes de production - Mécanisme de solidarités</b>	<b>26,9</b>	<b>41,2</b>	<b>14,5</b>	<b>23,9</b>	<b>2,2</b>	<b>4,0</b>	<b>0,6</b>	<b>113,4</b>
Part production du tarif de vente <sup>(5)</sup> (€/MWh)	69,08	76,37	74,28	77,24	75,79	76,64	61,25	---

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

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

<sup>(3)</sup> les recettes brutes de production doivent être diminuées de la part des recettes issues de la vente des kWh produits dans le cadre des contrats d'achat, traités à la section C.2 et à la section C.3.

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

<sup>(5)</sup> la part production du tarif de vente est utilisée pour évaluer les surcoûts dus aux contrats d'achat en ZNI (cf. section C.2 et section C.3)

L'évolution des recettes de production prévisionnelles mises à jour par rapport aux recettes constatées au titre de 2020 et à celles initialement prévues pour 2021 est indiquée dans le Tableau 19.

**Tableau 19 : Évolution des recettes de production dans les ZNI prévisionnelles mises à jour par EDF pour 2021 par rapport aux recettes constatées au titre de 2020 et prévisionnelles pour 2021**

M€	2021 reprev	2021 prév	Evolution		2020	Evolution	
			en M€	en %		en M€	en %
Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité	1 087,7	1 001,7	86,1	9%	1 044,1	43,6	4%
Recettes réseau	400,7	391,9	8,9	2%	386,8	13,9	4%
Recettes gestion de la clientèle	40,4	41,4	-0,9	-2%	41,9	-1,5	-3%
<b>Recettes brutes de production</b>	<b>646,5</b>	<b>568,4</b>	<b>78,1</b>	<b>14%</b>	<b>615,4</b>	<b>31,1</b>	<b>5%</b>
Part des recettes à considérer	156,1	147,4	8,7	6%	159,3	-3,1	-2%
<b>Recettes de production totales</b>	<b>241,7</b>	<b>223,3</b>	<b>18,4</b>	<b>8%</b>	<b>234,7</b>	<b>7,0</b>	<b>3%</b>

### Évolution par rapport aux recettes constatées au titre de 2020

La mise à jour des recettes de production est établie par EDF sur la base des recettes constatées en 2020 en prenant en compte les hypothèses suivantes :

- baisse moyenne de la consommation finale d'électricité de - 4,3 % entre 2020 et 2021 en raison des conséquences de la crise sanitaire liée au Covid-19 ;
- légère hausse du taux de pertes moyen de 10,6 % en 2020 à 11,4 % en 2021 ;
- augmentation moyenne tarifaire de + 3,2 % HT en 2021 par rapport aux tarifs en vigueur en 2020 ;
- augmentation moyenne des tarifs de réseau de + 1,3 % en 2021 par rapport aux tarifs en vigueur en 2020 ;
- les recettes de gestion de la clientèle baissent légèrement, en corrélation avec la décroissance prévisionnelle de la consommation et l'évolution tarifaire envisagée.

La hausse des tarifs de vente d'électricité est atténuée par une diminution de la consommation, ce qui conduit à une hausse des recettes brutes de production entre 2020 et 2021 (+ 5 %). La part de production d'EDF SEI dans le mix électrique baissant entre 2020 et 2021, les recettes de production totales affectées à EDF dans les ZNI augmentent modérément entre 2020 et 2021 (+ 3 %).

### Évolution par rapport aux recettes prévisionnelles pour 2021

Les recettes brutes de production sont en hausse (+ 14 %) en raison principalement des évolutions tarifaires. La hausse des recettes de production totales affectées à EDF est moins marquée (+ 8 %) en raison d'une réévaluation à la baisse de la part de la production d'EDF dans le mix électrique.

#### C.1.1.3 Surcoûts de production

Les montants prévisionnels des coûts et des recettes de production mis à jour retenus par la CRE s'élèvent respectivement au total à 690,3 M€ et 241,7 M€. Le montant des surcoûts de production mis à jour pour 2021 dans les ZNI est égal à **448,6 M€** et se décompose en **40,6 M€** de surcoûts de production renouvelable et **408,0 M€** de surcoûts de production à partir d'énergies fossiles. La décomposition de ces surcoûts par zone est présentée dans le Tableau 20 et le Tableau 21.

**Tableau 20 : Surcoûts de production prévisionnels à partir d'énergies renouvelables mis à jour par EDF dans les ZNI pour 2021**

Transition Energétique M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2021 reprev
Coûts de production	60,2	0,0	56,1	0,0	52,6	0,0	0,0	168,9
Recettes de production	42,4	0,0	40,5	0,0	45,5	0,0	0,0	128,3
<b>Surcoûts de production</b>	<b>17,8</b>	<b>0,0</b>	<b>15,6</b>	<b>0,0</b>	<b>7,1</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>40,6</b>

**Tableau 21 : Surcoûts de production prévisionnels à partir d'énergies fossiles mis à jour par EDF dans les ZNI pour 2021**

Mécanismes de solidarité M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2021 reprev
Coûts de production	124,8	117,0	134,3	94,7	18,2	27,6	4,7	521,4
Recettes de production	26,9	41,2	14,5	23,9	2,2	4,0	0,6	113,4
<b>Surcoûts de production</b>	<b>97,9</b>	<b>75,7</b>	<b>119,8</b>	<b>70,8</b>	<b>16,0</b>	<b>23,6</b>	<b>4,1</b>	<b>408,0</b>

## C.1.2 Mise à jour des surcoûts de production prévus par EDM pour 2021

### C.1.2.1 Coûts de production

Les coûts de production prévisionnels mis à jour s'élèvent, pour 2021, à **132,8 M€**, dont 54 % au titre des combustibles – hors taxes (72,2 M€). La décomposition par grands postes de coûts et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2020 et prévisionnels pour 2021 sont présentées dans le Tableau 22.

La révision des coûts de production prévisionnels pour 2021 conduit à une hausse des coûts par rapport à la prévision initiale pour 2021 (+ 6,3 M€) et au constaté pour 2020 (+ 17,3 M€).

NB : Le parc historique d'EDM est composé de deux centrales thermiques : les centrales de Longoni et de Badamiers. Par conséquent, l'ensemble des surcoûts de production d'électricité supportés par EDM relèvent de la sous-action budgétaire « Mécanismes de solidarité ».

**Tableau 22 : Evolution des coûts de production prévisionnels mis à jour pour 2021 par rapport aux coûts constatés au titre de 2020 et prévus initialement pour 2021**

M€	Nature de coûts retenus	2021 reprév	2021 prév	Evolution		2020	Evolution	
				en M€	en %		en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	72,2	70,8	1,3	2%	67,6	4,6	7%
	Personnel, charges externes et autres achats	30,2	27,7	2,5	9%	22,6	7,6	33%
	Impôts et taxes	0,9	0,9	0,0	3%	0,8	0,1	10%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	10,6	7,8	2,8	35%	6,0	4,5	75%
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	11,5	11,6	-0,1	-1%	11,7	-0,3	-2%
	Amortissements	6,7	7,0	-0,3	-4%	6,0	0,7	12%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	0,8	0,6	0,1	20%	0,7	0,1	8%
<b>Coût total</b>		<b>132,8</b>	<b>126,5</b>	<b>6,3</b>	<b>5%</b>	<b>115,6</b>	<b>17,3</b>	<b>15%</b>

### Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2020

Les coûts de production prévisionnels mis à jour sont en nette hausse par rapport à ceux constatés au titre de 2020. Cela s'explique principalement par les facteurs suivants :

- Une augmentation des coûts de combustibles (+ 4,6 M€) qui s'explique par :
  - L'évolution des prix de marché des matières premières, repartis à la hausse en 2021 après la forte baisse observée en 2020 dans un contexte de crise sanitaire mondiale ;
  - Une hypothèse de croissance de la consommation d'électricité (+1,6 % par rapport à 2020).
- Une hausse des coûts d'acquisition des quotas d'émission de gaz à effet de serre (+ 4,5 M€) qui tient compte de l'augmentation des prix constatés sur le marché Emmy au début de l'année 2021 (hypothèse de 45,05 €/tonne pour la prévision 2021 contre 26 €/tonne constaté en moyenne en 2020) ;
- Une augmentation des charges de personnel, charges externes et autres achats (+ 7,6 M€). Cette évolution résulte :
  - d'un renforcement des équipes (correspondant à un rattrapage d'embauches prévues sur 2020 et n'ayant pu être réalisées durant la pandémie) ;
  - d'une hypothèse d'augmentation des rémunérations, accentuée par l'élévation des différents plafonds des organismes sociaux (Caisse de Sécurité Sociale de Mayotte, CAMIEG), ainsi que du taux de cotisations retraite ;
  - d'une augmentation des charges de maintenance de la centrale, peu élevées en 2020, du fait d'un nombre limité de visites majeures (3 visites majeures ont été effectuées en 2020) et du report de certaines maintenances n'ayant pu être réalisées en 2020. En 2021, sept visites majeures sont prévues.

### Évolution par rapport aux coûts prévisionnels pour 2021

De la même façon, la hausse des coûts prévisionnels pour 2021 par rapport à la prévision initiale (+ 6,3 M€) s'explique par la hausse des coûts de combustibles, des coûts d'acquisitions des quotas de CO<sub>2</sub> et des charges de personnel, charges externes et autres achats. A noter que lors des prévisions pour 2021, réalisées en 2020, EDM avait revu à la baisse ses hypothèses concernant un certain nombre de postes de coûts, notamment l'évaluation du coût de combustibles, pour tenir compte des conséquences de la crise sanitaire et de la forte baisse observée début 2020 sur le cours de matières premières.

### C.1.2.2 Recettes de production

Les recettes de production prévisionnelles mises à jour pour 2021 s'élèvent pour EDM à **24,7 M€**, réparties comme indiqué dans le Tableau 23.

**Tableau 23 : Évolution des recettes de production prévues par EDM pour 2021 par rapport aux recettes constatées au titre de 2020 et initialement prévues pour 2021**

en M€	2021 reprév	2021 prév	Evolution		2020	Evolution	
			en M€	en %		en M€	en %
(+) Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité	41,6	40,8	0,8	2%	39,7	1,9	5%
(+) Chiffre d'affaires théorique lié aux agents EDM	0,3	0,2	0,0	5%	0,3	0,0	4%
<b>Chiffre d'affaires total à considérer</b>	<b>41,9</b>	<b>41,1</b>	<b>0,8</b>	<b>2%</b>	<b>40,0</b>	<b>1,9</b>	<b>5%</b>
(-) Recettes de distribution	16,1	15,9	0,2	1,3%	15,4	0,7	5%
(-) Recettes de gestion clientèle	2,2	1,8	0,4	22%	1,9	0,3	15%
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	2,7	2,5	0,1	5%	2,3	0,3	15%
<b>Recettes brutes de production</b>	<b>26,2</b>	<b>25,9</b>	<b>0,3</b>	<b>1%</b>	<b>24,9</b>	<b>1,3</b>	<b>5%</b>
<b>Recettes de production totales <sup>(1)</sup></b>	<b>24,7</b>	<b>24,2</b>	<b>0,5</b>	<b>2%</b>	<b>23,7</b>	<b>1,0</b>	<b>4%</b>
<b>Part production du tarif de vente (€/MWh)</b>	<b>68,21</b>	<b>67,25</b>	1,0	1%	<b>66,61</b>	1,6	2%

<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 C.2.2.

### Évolution par rapport aux recettes constatées au titre de 2020

Le chiffre d'affaires pour 2021 est supérieur à celui constaté en 2020 d'environ 5 % ce qui s'explique principalement par l'hypothèse de croissance de la consommation (+ 1,6 % par rapport à 2020), de l'augmentation du nombre de clients (+ 2,3 % par rapport à 2020) ainsi que par la hausse des tarifs réglementés de vente. En effet, les recettes tarifaires prennent en compte la hausse des TRV au 1<sup>er</sup> février 2021 (en moyenne de + 1,93 % HT pour les tarifs bleus résidentiels, de + 3,23 % HT pour les tarifs bleus professionnels, de + 2,2 % HT pour les tarifs « bleus + » et de + 2,5 % HT pour les tarifs verts) ainsi que la prise en compte d'une hypothèse de hausse de 1 % du tarif réglementé au 1<sup>er</sup> août 2021.

Les recettes de production d'EDM prévues pour 2021 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 initialement prévues pour 2021

Le montant des recettes mises à jour pour 2021 est légèrement supérieur à celui initialement prévu (+ 2 %) ce qui s'explique notamment par une révision à la hausse du chiffre d'affaires liée à une augmentation des TRV aux mois d'août 2020 et début 2021, supérieure à la hausse anticipée lors de l'établissement des prévisions pour 2021 au début de l'année 2020 (de 1%), compensé par une légère révision de l'hypothèse de hausse de la consommation (- 0,6 % par rapport à la prévision 2021).

#### C.1.2.3 Surcoûts de production

Les coûts et les recettes de production prévisionnels retenus par la CRE s'élevant respectivement à 132,8 M€ et 24,7 M€, le montant des surcoûts de production prévisionnels au titre de l'année 2021 est évalué pour EDM à **108,1 M€**. EDM ne disposant, en propre, que de moyens de production thermiques, ce surcoût relève en totalité de la sous-action budgétaire « Mécanismes de solidarité ».

### C.1.3 Mise à jour des surcoûts de production prévus par EEFW pour 2021

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 a organisé 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.

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2020, les tarifs réglementés de vente de l'électricité en vigueur en métropole s'appliquent dans les îles Wallis et Futuna et se substituent 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 sont également en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2020.

Avant cette date, le calcul des charges de service public de l'énergie supportées par EEFW 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>18</sup>. En 2019, la péréquation représentait en moyenne 42,3 % du volume d'électricité, contre 36,4 % en 2018 et 24,6 % en 2017.

#### C.1.3.1 Coûts de production

<sup>18</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.

Les coûts de production prévisionnels mis à jour s'élèvent, pour 2021, à **8,0 M€**, dont 73 % au titre des combustibles – hors taxes (5,9 M€). La décomposition par grands postes de coût et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2020 et prévisionnels pour 2021 sont présentées dans le Tableau 24.

La révision des coûts de production prévisionnels pour 2021 conduit à des coûts relativement stables par rapport au constaté 2020 (- 0,04 M€, soit - 0,5 %) et une baisse par rapport à la prévision initiale (- 0,6 M€, soit - 7 %).

**Tableau 24 : Évolution des coûts de production prévus par EEFW pour 2021 par rapport aux coûts constatés au titre de 2020 et initialement prévus pour 2021**

M€	Nature de coûts retenus	2021 reprév	2021 prév	Evolution		2020	Evolution	
				en M€	en %		en M€	en %
<b>Coûts fixes</b>	Rémunération des capitaux	0,3	0,3	0,0	6%	0,2	0,2	116%
	Amortissements	0,5	0,7	-0,2	-27%	0,4	0,1	33%
	Impôts et taxes	0,01	0,05	-0,04	-72%	0,01	0,00	-4%
	Frais de personnel, charges externes et autres achats	1,1	1,2	-0,1	-6%	1,2	0,0	-3%
	Fonctions support	0,2	0,2	0,0	-13%	0,2	0,0	-5%
<b>Coûts variables</b>	Combustibles	5,9	6,2	-0,3	-5%	6,2	-0,3	-5%
	Quotas de CO2	-	-	-	-	-	-	-
<b>Coût total</b>		<b>8,0</b>	<b>8,6</b>	-0,6	-7%	<b>8,1</b>	-0,04	-0,5%

### Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2020

Les coûts prévisionnels pour 2021 mis à jour sont relativement stables par rapport aux coûts constatés pour 2020. Cela s'explique principalement par les facteurs suivants :

- une légère baisse des coûts d'achat de combustibles (- 0,3 M€). Pour établir ses prévisions pour 2021, EEFW s'est basé sur la moyenne observée sur les quatre premiers mois de l'année 2021 du coût unitaire du combustible, dont le prix est administré, en baisse de 8,6 % par rapport au coût unitaire moyen observé en 2020. Cette baisse est en partie compensée par l'hypothèse de croissance de la consommation par rapport à 2020 prise par EEFW, de 3,5 % en moyenne sur la moyenne et basse tension.
- Quasiment compensée par une légère hausse de la rémunération des capitaux et des amortissements du fait de nouveaux investissements prévus en 2021, notamment l'achat de nouveaux groupes à Wallis pour assurer l'appoint compte tenu de la forte croissance de la consommation observée ces dernières années (+ 17,1 % par rapport en 2017, dont + 8,4 % entre 2019 et 2020) et de divers travaux d'étanchéité et de remise aux normes sur la centrale de Futuna.

### Évolution par rapport aux coûts prévisionnels pour 2021

Les écarts par rapport à la prévision 2021 s'expliquent principalement par une révision à la baisse des coûts de combustibles (- 0,3 M€), des frais de personnel, charges externes et autres achats (- 0,1 M€) et des amortissements (- 0,2 M€). En effet, la mise à jour de l'hypothèse sur le prix unitaire de combustible pour 2021 conduit à une très forte baisse (- 15,4 % par rapport à l'hypothèse de la prévision initiale). Elle est en partie compensée par une hypothèse de croissance de la consommation nettement plus importante que prévue (+ 9 % par rapport à la prévision initiale pour 2021, pour tenir compte de la hausse de 8,4 % constatée en 2020, contre une anticipation d'augmentation de 1,5 %).

Ce montant se répartit en **0,09 M€** de coûts de production renouvelable et **7,95 M€** de coûts de production à partir d'énergies fossiles. Pour rappel, EEFW dispose d'une centrale hydroélectrique de 200 kW sur Futuna et de quelques petites installations photovoltaïques à Wallis pour une puissance cumulée d'une centaine de kWc. La décomposition par grands postes de coûts est donnée dans le Tableau 25.

**Tableau 25 : Répartition des coûts de production prévisionnels d'EEFW pour 2021 entre production renouvelable et à partir d'énergies fossiles**

M€	Nature de coûts retenus	Mécanismes de solidarité	Transition énergétique
<b>Coûts fixes</b>	Rémunération des capitaux	0,33	0,02
	Amortissements	0,45	0,03
	Impôts et taxes	0,01	0,00
	Frais de personnel, charges externes et autres achats	1,09	0,04
	Fonctions support	0,19	0,01
<b>Coûts variables</b>	Combustibles	5,88	0,00
	Quotas de CO2	-	-
<b>Coût total</b>		<b>7,95</b>	<b>0,09</b>

### C.1.3.2 Recettes de production

Les recettes de production prévisionnelles mises à jour pour 2021 s'élèvent pour EEFW à **1,4 M€**, réparties comme indiqué dans le Tableau 26.

Tableau 26 : Evolution des recettes de production prévisionnelles mises à jour pour 2021 par EEFW par rapport aux recettes initialement prévues pour 2021

en M€	2021 reprév	2021 prév	Evolution	
			en M€	en %
<b>Chiffre d'affaires total à considérer</b>	<b>2,4</b>	<b>2,0</b>	0,4	20%
(-) Recettes de distribution	1,0	0,9	0,1	9%
(-) Recettes de gestion clientèle	0,2	0,2	-0,1	-28%
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	0,1	0,1	0,0	36%
<b>Recettes brutes de production</b>	<b>1,4</b>	<b>1,0</b>	0,4	42%
<b>Recettes de production totales (1)</b>	<b>1,4</b>	<b>1,0</b>	0,4	43%
<b>Recettes de production - Transition Energétique</b>	<b>0,06</b>	<b>0,05</b>	0,0	22%
<b>Recettes de production - Mécanisme de solidarités</b>	<b>1,35</b>	<b>0,94</b>	0,4	44%
<b>Part production du tarif de vente (€/MWh)</b>	<b>60,10</b>	<b>46,14</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 C.2.2

Le montant des recettes mises à jour pour 2021 est en nette hausse par rapport aux prévisions initiales (+ 0,4 M€ soit + 43 %) du fait notamment d'une révision de l'hypothèse de croissance de la consommation de + 9 % par rapport à la prévision initiale pour 2021 et de l'augmentation des tarifs réglementés aux mois d'août 2020 et début 2021, non prises en compte lors des prévisions pour 2021. A noter que EEFW avait eu des difficultés à établir ses prévisions de recettes prévisionnelles pour 2021, en 2020, compte tenu de la mise en place de la péréquation tarifaire à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2020 qui a modifié considérablement la facturation de ses clients, notamment de la part abonnement.

### C.1.3.3 Surcoûts de production

Les coûts et les recettes de production prévisionnels mis à jour et retenus par la CRE s'élevant respectivement à 8,0 M€ et 1,4 M€, le montant des surcoûts de production prévisionnels au titre de l'année 2020 est évalué à **6,64 M€** pour EEFW. Il se décompose en **0,04 M€** de surcoûts de production renouvelable affectés à la sous-action budgétaire « Transition énergétique » et **6,60 M€** de surcoûts de production à partir d'énergies fossiles affectés à la sous-action budgétaire « Mécanisme de solidarité ».

## C.2 Surcoûts liés aux contrats d'achat d'électricité dans les Zones non interconnectées

### C.2.1 Mise à jour des surcoûts d'achat d'électricité prévus par EDF SEI au titre de 2021

#### C.2.1.1 Mise à jour des quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels

La mise à jour de la prévision des quantités et des coûts d'achat d'EDF dans les ZNI pour l'année 2021 est présentée dans le Tableau 27.

Tableau 27 : Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels mis à jour par EDF dans les ZNI en 2021

	Interconnexion*	Bagasse/ Charbon	Thermique	Hydrogène	Eolien	Hydraulique	Incinération	Géothermie	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	TOTAL
Corse	676,1	0,0	508,4	0,0	13,3	65,8	0,0	0,0	10,1	0,0	258,1	1 531,8
Guadeloupe	0,0	204,8	867,6	0,0	138,7	32,6	0,0	113,1	18,4	175,3	133,4	1 684,1
Martinique	0,0	0,0	903,2	0,0	40,3	0,0	15,5	0,0	0,8	242,2	106,8	1 308,9
Guyane	0,0	0,0	130,4	0,0	0,0	19,5	0,0	0,0	6,6	41,9	61,0	259,4
La Réunion	0,0	1 408,1	993,1	0,0	12,5	4,1	0,0	0,0	13,6	0,0	262,6	2 694,1
Saint-Pierre et Miquelon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Iles bretonnes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,410
<b>Quantités (GWh)</b>	<b>676,1</b>	<b>1 612,9</b>	<b>3 402,7</b>	<b>0,0</b>	<b>204,9</b>	<b>122,2</b>	<b>15,5</b>	<b>113,1</b>	<b>49,5</b>	<b>459,5</b>	<b>822,2</b>	<b>7 478,7</b>
Prévision 2021 (GWh)	678,7	1664,4	3025,5	4,8	241,4	115,1	18,8	108,6	45,9	553,4	933,3	7 389,9
Constatées en 2020 (GWh)	659,3	1658,3	3440,9	0	134,1	111,0	8,0	115,1	39,1	225,4	691,8	7 082,9
<b>Coût d'achat (M€)</b>	<b>33,6</b>	<b>405,7</b>	<b>860,7</b>	<b>0,0</b>	<b>39,4</b>	<b>11,7</b>	<b>3,5</b>	<b>13,1</b>	<b>5,2</b>	<b>156,7</b>	<b>322,7</b>	<b>1 852,4</b>
Prévision 2021 (M€)	42,9	376,3	840,0	1,4	45,4	11,8	2,3	13,2	5,7	193,7	348,7	1881,2
Constatées en 2020 (M€)	31,3	396,4	911,2	0	25,6	11,3	0,5	19,4	4,7	68,0	281,6	1749,9

\* 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 2020

Les volumes d'achats prévisionnels mis à jour pour 2021 sont en hausse de 5,6 % par rapport à 2020. Dans le même temps, le coût d'achat – toutes filières confondues – devrait augmenter de 5,9 %. La hausse prévisionnelle des volumes achetés en 2021 est due à une activité économique plus importante qu'en 2020, l'hypothèse d'un retour de la consommation électrique au niveau attendu avant la crise sanitaire dès 2021 ayant été faite.



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

- Les volumes d'achat pour la filière biomasse devraient doubler en 2021 par rapport à 2020, augmentation portée principalement par la conversion de la centrale Albioma Caraïbes en Guadeloupe effectuée en 2020.
- En conséquence, les volumes de la filière charbon/bagasse devraient légèrement diminuer, cette baisse étant atténuée par l'augmentation de la consommation associée au regain économique. Les coûts de la filière charbon/bagasse, quant à eux, devraient légèrement augmenter (+ 2,3 %) notamment en raison d'hypothèses de prix de marché plus importants qu'en 2020.
- Les achats éoliens devraient largement augmenter (+ 53 %), avec un parc d'éoliennes installées plus important en Guadeloupe associé à la mise en service d'installations bénéficiant du tarif éolien cyclonique.
- La production photovoltaïque devrait être en hausse en 2021 par rapport à 2020 (+ 18,8 %) avec la mise en service de plusieurs installations lauréates d'appels d'offres ou bénéficiant d'un tarif d'achat S17. Cette hausse reste plus importante que celle des coûts (+ 14,6 %), les nouveaux parcs étant moins onéreux que ceux déjà installés.
- Enfin, l'usine d'incinération située en Martinique, ayant subi une indisponibilité importante en 2020, devrait retrouver un niveau de production conforme au niveau attendu (+ 95 % par rapport à 2020), s'accompagnant de coûts d'achat eux aussi plus élevés.

### Évolution par rapport aux quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels pour 2021

Le volume d'achat total prévisionnel mis à jour pour 2021 est en légère hausse par rapport à la première prévision réalisée (+ 1,2 %). Cette croissance est principalement à une forte augmentation des volumes d'achat de la filière thermique due à la moindre disponibilité du parc thermique d'EDF SEI en Martinique. Le coût d'achat est lui en légère baisse (- 1,5 %). Cette baisse est notamment due à un volume de production de la filière biomasse moins important, remplacé par la filière thermique et la filière charbon/bagasse, qui présentent un coût de production inférieur.

Les prévisions pour les filières photovoltaïque et éolien sont en baisse, respectivement de - 12 % et - 15 %, avec des parcs prévisionnels moins ambitieux en termes de développement des installations d'énergie renouvelable.

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

En application du a) du 2° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, le coût évité par les contrats d'achat dans les ZNI est calculé en valorisant l'électricité achetée par EDF à la part production des tarifs de vente. Celles-ci ont été réévaluées comme présenté en section C.1.1.2. Le coût évité s'élève à **496,7 M€**, comme détaillé dans le Tableau 28.

Tableau 28 : Coût prévisionnel évité à EDF mis à jour pour les contrats d'achat dans les ZNI en 2021

	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	les bretonnes	2021 reprév
Quantités achetées (GWh)	1 531,8	1 684,1	1 308,9	259,4	2 694,1	0,0	0,410	7 478,7
Taux de pertes (%)	12,4%	14,8%	9,4%	13,1%	8,9%	5,2%	4,6%	
Quantités achetées et consommées (GWh) *	1 341,6	1 435,2	1 185,6	225,3	2 455,4	0,0	0,391	6 643,5
Part production du tarif de vente (€/MWh)	69,08	76,37	77,24	74,28	75,79	76,64	61,25	---
<b>Coût évité par les contrats d'achat (M€)</b>	<b>92,7</b>	<b>109,6</b>	<b>91,6</b>	<b>16,7</b>	<b>186,1</b>	<b>0,00</b>	<b>0,0240</b>	<b>496,7</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.

#### C.2.1.3 Surcoûts dus aux contrats d'achat supportés par EDF dans les ZNI

Les surcoûts prévisionnels mis à jour d'EDF résultant des contrats d'achat en 2021 s'élèvent à **1 355,7 M€** dans les ZNI (1 852,4 M€ de coût d'achat – 496,7 M€ de coût évité).

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

- 434,6 M€ au titre des charges relevant du programme budgétaire « Transition énergétique » ;
- 921,1 M€ au titre des charges relevant du programme budgétaire « Mécanismes de solidarité ».

La décomposition des surcoûts supportés par EDF par zone et par compte de financement budgétaire est présentée dans le Tableau 29.

Tableau 29 : Surcoûts d'achat prévisionnels mis à jour d'EDF dans les ZNI en 2021

MC	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	les bretonnes	2021 reprév
Coût d'achat	272,5	456,3	333,6	82,4	707,5	0,0	0,051	1 852,4
Coût évité	92,7	109,6	91,6	16,7	186,1	0,0	0,024	496,7
<b>Surcoûts</b>	<b>179,8</b>	<b>346,7</b>	<b>242,0</b>	<b>65,7</b>	<b>521,4</b>	<b>0,0</b>	<b>0,027</b>	<b>1 355,7</b>
Transition Energétique OA	70,3	62,6	39,7	22,0	105,8	0,0	0,033	300,5
Transition Energétique gré à gré	-0,2	64,2	53,6	16,4	0,1	0,0	-0,006	134,1
Mécanismes de solidarité	109,6	220,0	148,7	27,3	415,5	0,0	0,000	921,1

## C.2.2 Mise à jour des surcoûts d'achat d'électricité prévus par EDM au titre de 2021

### C.2.2.1 Coûts liés aux contrats d'achat à Mayotte

Les volumes d'achat prévisionnels mis à jour pour 2021 sont de 24,5 GWh, pour un montant de **9,4 M€**. Les quantités et coûts d'achat prévisionnels par filière sont présentés dans le Tableau 30.

Tableau 30 : Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels d'EDM au titre de 2021

		Biogaz	Photovoltaïque	TOTAL
Quantités (GWh)	Reprévision 2021	<b>0,5</b>	<b>24,0</b>	<b>24,5</b>
	Prévision 2021	1,1	25,9	27,0
	Constaté 2020	0,0	17,7	17,7
Coût d'achat (M€)	Reprévision 2021	<b>0,1</b>	<b>9,3</b>	<b>9,4</b>
	Prévision 2021	0,1	9,8	9,9
	Constaté 2020	0,0	7,6	7,6

En 2021, EDM prévoit la mise en service de 37 nouvelles installations photovoltaïques de moins de 100 kW par rapport au parc en fonctionnement fin 2020 et 5 installations de plus de 100 kW. Ces dernières correspondent aux lauréats de l'appel d'offres 2016/S 242-441980 dont les résultats ont été annoncés en août 2017 et dont les installations auraient dû être mises en service en 2020. Au total, cela représente un total de 143 installations photovoltaïques en fonctionnement sur le territoire en 2021. Dans sa prévision initiale pour 2021, EDM avait pris une hypothèse de développement plus rapide des installations photovoltaïques, conduisant à un total de 164 installations en service en 2021. La mise à jour de la prévision pour 2021 conduit donc à une baisse du coût d'achat pour la filière photovoltaïque par rapport à la prévision initiale.

Une centrale biogaz a été mise en service au mois de décembre 2018 sur l'ISDND de Dzoumogné et doit monter progressivement en puissance à mesure que la production de biogaz du site augmente. Toutefois, en 2020, l'intégralité de la production de cette centrale biogaz a été consommée en propre par le producteur. EDM a ainsi revu à la baisse l'estimation de la production de biogaz pour 2021 par rapport à sa prévision initiale (de 1,1 GWh à 0,5 GWh).

Cela se traduit par une augmentation des charges et volumes d'achat par rapport au constaté 2020 et un ajustement à la baisse par rapport à la première prévision pour 2021 (Tableau 31).

### C.2.2.2 Coûts évités à EDM par les contrats d'achat à Mayotte

L'électricité achetée par EDM, valorisée à la part production estimée à 68,21 €/MWh (cf. paragraphe C.1.2.2), est évaluée à **1,5 M€**, comme détaillé dans le Tableau 31.

Tableau 31 : Coût évité à EDM par les contrats d'achat en 2021

	2021 reprév	2021 prév	Evolution		2020	Evolution	
			en M€	en %		en M€	en %
Coût d'achat (M€)	<b>9,4</b>	<b>9,9</b>	-0,5	-5%	<b>7,6</b>	1,8	24%
Quantités achetées (GWh)	<b>24,5</b>	<b>27,0</b>	-2,5	-9%	<b>17,7</b>	6,8	38%
Taux de pertes	<b>9,00%</b>	8,60%	0,0	5%	8,08%	0,0	11%
Quantités achetées et consommées (GWh) <sup>(1)</sup>	<b>22,3</b>	<b>24,7</b>	-2,4	-10%	<b>16,3</b>	6,0	37%
Part production dans le tarif de vente (€/MWh)	<b>68,21</b>	67,25	1,0	1%	66,61	1,6	2%
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	<b>1,5</b>	<b>1,7</b>	-0,1	-8%	<b>1,1</b>	0,4	40%
<b>Surcoûts d'achat (M€)</b>	<b>7,9</b>	<b>8,3</b>	-0,4	-5%	<b>6,5</b>	1,4	21%

<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

### C.2.2.3 Surcoûts dus aux contrats d'achat supportés par EDM à Mayotte

Les surcoûts prévus par EDM résultant des contrats d'achat en 2021 s'élèvent à **7,9 M€** (9,4 M€ - 1,5 M€). La totalité de ces contrats portant sur des installations d'énergies renouvelables (biogaz ou photovoltaïque), la totalité de ces surcoûts relève de la sous-action budgétaire « Transition énergétique ».

### C.2.3 Mise à jour des surcoûts d'achat d'électricité prévus par EEFW au titre de 2021

#### C.2.3.1 Coûts liés aux contrats d'achat d'électricité 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 mis à jour pour 2021 s'élèvent à 61,8 MWh, en légère baisse par rapport à la prévision initiale pour 2021 (- 2 %), pour un montant de **0,02 M€**. EEFW ne prévoit pas la mise en service de nouvelles installations de production d'électricité renouvelable en 2021 et les contrats d'achat d'énergie conclu avec EEFW pour certaines de ces installations ont pris fin au cours de l'année 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'en 2020.

#### C.2.3.2 Coûts évités à EEFW par les contrats d'achat d'électricité à Wallis et Futuna

L'électricité achetée par EEFW, valorisée à la part production estimée à 60,10 €/MWh (cf. section C.1.3.2), est évaluée à **3,5 k€**, comme détaillé dans le Tableau 32

Tableau 32 : Coût évité à EEFW par les contrats d'achat en 2021

	2021 reprév	2021 prév	Evolution	
			en M€	en %
Coût d'achat (M€)	0,02	0,02	0,00	-0,1%
Quantités achetées (GWh)	0,06	0,06	0,00	-2%
Taux de pertes	6,22%	5,78%	0,00	7%
Quantités achetées et consommées (GWh) <sup>(1)</sup>	0,06	0,06	0,00	-2%
Part production dans le tarif de vente (€/MWh)	60,10	46,14	14,0	30%
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	0,003	0,003	0,001	28%
Surcoûts d'achat (M€)	0,02	0,02	-0,001	-4%

<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

#### C.2.3.3 Surcoûts dus aux contrats d'achat d'électricité supportés par EEFW à Wallis et Futuna

Les surcoûts prévus par EEFW résultant des contrats d'achat en 2021 s'élèvent à **0,02 M€**. Ces contrats portant exclusivement sur des installations photovoltaïques, la totalité de ces surcoûts relève de la sous-action budgétaire « Transition énergétique ».

## c.3 Surcoûts liés aux contrats de stockage dans les Zones non interconnectées

### C.3.1 Mise à jour des surcoûts liés aux contrats de stockage prévus par EDF au titre de 2021

#### C.3.1.1 Coûts prévisionnels liés aux contrats de stockage

La mise à jour des quantités brutes injectées par des ouvrages de stockage et les coûts prévisionnels associés d'EDF dans les ZNI au titre de 2021 sont présentés dans le Tableau 33. La mise à jour du coût total du stockage prévu par EDF dans les ZNI s'élève à **6,5 M€** au titre de 2021.

Tableau 33 : Mise à jour des quantités d'électricité brutes injectées et coûts prévisionnels d'EDF pour les ouvrages de stockage dans les ZNI au titre de 2021

	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	Saint-Pierre et Miquelon	Iles bretonnes	TOTAL
Injection (GWh)	3,7	0,6	2,4	4,6	0,2	0,0	0,0	11,3
Prévision 2021 (GWh)	1,2	1,2	3,7	3,1	3,1	0,0	0,0	12,3
Constaté 2020 (GWh)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,2
Coûts (M€)	0,9	1,1	1,5	1,8	1,1	0,0	0,0	6,5
Prévision 2021 (GWh)	0,6	1,1	1,7	1,7	1,4	0,0	0,0	6,5
Constaté 2020 (GWh)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,6

#### Évolution par rapport aux quantités d'électricité injectées et coûts du stockage constatés au titre de 2020

Les coûts et volumes présentés par EDF en 2020 correspondent à ceux associés à un unique ouvrage de stockage situé à la Réunion. Les coûts et volumes mis à jour exposés pour 2021 sont associés aux installations pour lesquelles la CRE a délibéré le 4 octobre 2018 sur le niveau de compensation attribué et dont la mise en service est prévue au cours de l'année 2021.

#### Évolution par rapport aux quantités d'électricité injectées et coûts du stockage prévus initialement pour 2021

Les coûts et volumes prévus initialement pour 2021 prennent en compte les installations pour lesquelles la CRE a délibéré le 4 octobre 2018 et dont la mise en service est prévue en 2021. Les coûts et volumes mis à jour pour cette même année sont ainsi similaires à ceux prévus initialement, avec des ajustements mineurs des coûts et volumes selon les territoires et les dates prévisionnelles de mise en service.

### C.3.1.2 Coûts évités à EDF par les contrats de stockage

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 injectée par les ouvrages de stockage à la part production des tarifs de vente. Le coût évité s'élève à **0,7 M€**, comme détaillé dans le Tableau 34.

**Tableau 34 : Mise à jour du coût prévisionnel évité à EDF par les contrats stockage dans les ZNI en 2021**

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2021 reprév
Quantités injectées (GWh)	3,7	0,6	2,4	4,6	0,2	0,0	0,0	11,3
Taux de pertes (%)	12,4%	14,8%	9,4%	13,1%	8,9%	5,2%	4,6%	
Quantités achetées et consommées (GWh) *	3,2	0,5	2,2	4,0	0,1	0,0	0,0	9,9
Part production du tarif de vente (€/MWh)	69,08	76,37	77,24	74,28	75,79	76,64	61,25	---
<b>Coût évité par les contrats d'achat (M€)</b>	<b>0,2</b>	<b>0,0</b>	<b>0,2</b>	<b>0,3</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,7</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.

### C.3.1.3 Surcoûts dus aux contrats de stockage supportés par EDF dans les ZNI

Les surcoûts prévisionnels d'EDF résultant des contrats de stockage mis à jour au titre de 2021 s'élèvent à **5,8 M€** dans les ZNI (6,5 M€ de coût - 0,7 M€ de coût évité) au titre des charges relevant du programme budgétaire « Transition énergétique ».

La décomposition des surcoûts supportés par EDF par territoire est présentée dans le Tableau 35.

**Tableau 35 : Mise à jour des surcoûts de stockage prévisionnels d'EDF dans les ZNI au titre de 2021**

M€	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2021 reprév
Coût d'achat	0,9	1,1	1,5	1,8	1,1	0,0	0,0	6,5
Coût évité	0,2	0,0	0,2	0,3	0,0	0,0	0,0	0,7
<b>Surcoûts</b>	<b>0,7</b>	<b>1,1</b>	<b>1,4</b>	<b>1,5</b>	<b>1,1</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>5,8</b>

## C.3.2 Surcoûts liés aux contrats de stockage supportés par EDM à Mayotte au titre de 2021

Aucune charge n'a été déclarée par EDM au titre de 2021 pour des ouvrages de stockage. Les lauréats du guichet stockage de la CRE n'ayant pas encore été mis en service.

## c.4 Charges liées aux actions de MDE dans les Zones non interconnectées

La délibération de la CRE du 2 février 2017<sup>19</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 a abouti à leur adoption par la délibération du 17 janvier 2019<sup>20</sup>.

Depuis 2019, Le travail effectué par les comités MDE, les fournisseurs historiques et la CRE permet de présenter de façon autonome les coûts de mise en œuvre des actions de MDE dans les ZNI supportés par les fournisseurs historiques, et donc de manière distincte des surcoûts de production. C'est l'objet de cette section.

L'ensemble des coûts de MDE relève de la sous-action budgétaire Transition Énergétique.

### C.4.1 Mise à jour des coûts liés aux actions de MDE supportées par EDF dans les ZNI au titre de 2021

Les coûts mis à jour liés aux actions de MDE et déclarés par EDF dans les ZNI s'élèvent pour 2021 à **105,7 M€**. La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 36.

<sup>19</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>20</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 36 : Coûts prévisionnels de MDE supportés par EDF et mis à jour pour 2021

M€	Nature de coûts	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Îles du Ponant	2021
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	24,4	16,5	14,3	20,5	17,9	0,90	0,12	<b>94,6</b>
	Frais du fournisseur historique	3,3	3,2	1,2	2,9	4,4	0,04	0,02	<b>15,0</b>
Recettes	Participations tierces	0,0	-0,2	0,00	-3,6	0,00	-0,20	0,00	<b>-4,0</b>
<b>Coût net total</b>		<b>27,7</b>	<b>19,6</b>	<b>15,5</b>	<b>19,8</b>	<b>22,2</b>	<b>0,74</b>	<b>0,14</b>	<b>105,7</b>

Les recettes de participations tierces correspondent aux financements apportés par d'autres acteurs comme les Collectivités ou les Régions pour le déploiement des actions de MDE. Ces financements sont versés directement à EDF.

### 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. La réalisation d'actions de MDE en ZNI permet au fournisseur historique, EDF SEI, d'obtenir des CEE. Les CEE générés par ces actions, en participant à l'obligation d'EDF SEI, permettent donc d'éviter des coûts qui auraient été engendrés par l'acquisition de CEE.

Dans le cas où les CEE générés sont en excès par rapport à l'obligation d'EDF SEI ou dans le cas où EDF SEI serait en déficit de CEE, les recettes liées à la vente de CEE ou les coûts liés à l'achat de CEE sont comptabilisés dans les coûts de production du fournisseur historique, l'obligation CEE de celui-ci relevant en effet de la régulation de cet opérateur et non de la mise en œuvre des cadres de compensation de MDE<sup>21</sup>.

### Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2020

La révision des coûts de MDE prévisionnels pour 2021 conduit à une baisse des coûts par rapport au constaté pour 2020 (- 9,8 M€). Le Tableau 37 détaille cette variation par poste.

Tableau 37 : Evolution des coûts de MDE supportés par EDF en ZNI entre la mise à jour de la prévision au titre de 2021 et le constaté au titre de 2020

M€	Nature de coûts	Total réprévision 2021	Total constaté 2020	Evolution	
				en M€	en %
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	94,6	106,5	<b>-11,9</b>	<b>-11%</b>
	Frais du fournisseur historique	15,0	14,4	<b>0,6</b>	<b>4%</b>
Recettes	Participations tierces	-4,0	-5,4	<b>1,4</b>	<b>-26%</b>
<b>Coût net total</b>		<b>105,7</b>	<b>115,5</b>	<b>-9,8</b>	<b>-9%</b>

Les conséquences de la crise sanitaire liée au Covid-19 ainsi que le délai de publication des mises à jour des cadres de compensation ont ralenti le déploiement des actions de MDE au premier semestre 2021. Le montant total prévisionnel des primes MDE versées sur l'année 2021 est par conséquent en baisse par rapport au montant constaté pour l'année 2020 (- 11 %).

Les frais du fournisseur sont quant à eux en légère hausse (+ 4 %) conformément à la volonté de mettre en place les outils et le personnel nécessaires dans les différents territoires afin de massifier le déploiement des actions de MDE et ainsi atteindre les objectifs des cadres de compensation.

### Évolution par rapport aux coûts prévisionnels au titre de 2021

La révision des coûts de MDE prévisionnels pour 2021 conduit à une hausse des coûts par rapport à la prévision initiale (+ 5,5 M€).

Tableau 38 : Evolution des coûts de MDE supportés par EDF en ZNI entre la prévision mise à jour au titre de 2020 et la prévision initiale au titre de 2020

M€	Nature de coûts	Total réprévision 2021	Total prévision initiale 2021	Evolution	
				en M€	en %
<b>Coût net total</b>		<b>105,7</b>	<b>100,2</b>	<b>5,5</b>	<b>6%</b>

Les coûts prévisionnels mis à jour pour 2021 ont été établis sur la base des objectifs des cadres territoriaux de compensation, adoptés début 2019, qui ont été actualisés (au niveau des volumes ou montants de primes pour certaines actions) au début de l'année 2021 afin de tenir compte des retours d'expérience des années précédentes.

### C.4.2 Mise à jour des coûts liés aux actions de MDE supportées par EDM à Mayotte au titre de 2021

Les coûts mis à jour liés aux actions de MDE et déclarés par EDM s'élèvent pour 2021 à **3,9 M€** (une fois les recettes CEE déduites). La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 39

<sup>21</sup> En contrepartie de la prise en compte des coûts d'achat et des recettes de vente de CEE dans les coûts de production, les recettes de production affectées à EDF SEI incluent la part des TRV dédiée à l'acquisition des CEE.

Tableau 39 : Coûts prévisionnels de MDE supportés par EDM et mis à jour pour 2021

M€	Nature de coûts	2021 reprév
<b>Coûts</b>	Aides commerciales (prime MDE)	3,6
	Frais de personnel	0,4
	Autres charges	0,2
<b>Recettes</b>	Participations tierces	0,0
<b>Coût total</b>		<b>4,2</b>
<b>Recettes CEE</b>		<b>-0,3</b>
<b>Coûts nets</b>		<b>3,9</b>

Les recettes de participations tierces correspondent aux financements apportés par d'autres acteurs comme les Collectivités ou les Régions pour le déploiement des actions de MDE. EDM ne prévoit pas de participations tierces pour 2021.

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

EDM est un acteur éligible au dispositif des CEE mais il n'est pas soumis à des obligations d'économies d'énergie, contrairement à EDF SEI. En effet, les ventes d'électricité d'EDM sont inférieures au seuil de 400 GWh défini à l'article R. 221-3 du code de l'énergie.

La réalisation d'actions de MDE à Mayotte permet à EDM d'obtenir des CEE, dont la totalité peut ainsi être vendue. Les recettes issues de la vente de CEE vient donc en diminution des coûts supportés pour la mise en œuvre des actions de MDE.

Le montant des recettes de CEE prévisionnelles prévu par EDM pour 2021 s'élève à **0,3 M€**.

#### Charges liées aux actions de MDE

Les coûts et les recettes de prévisionnels mis à jour et retenus par la CRE s'élevant respectivement à 4,2 M€ et 0,3 M€, le montant des charges prévisionnelles liées aux actions de MDE au titre de l'année 2021 est évalué à **3,9 M€** pour EDM. Ce coût relève de la sous-action budgétaire « Transition Energétique ».

#### Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2020

La révision des coûts de MDE prévisionnels pour 2021 conduit à une hausse des coûts par rapport au constaté pour 2020 (+ 1,5 M€). Le Tableau 40 détaille cette variation par poste.

Tableau 40 : Evolution des coûts de MDE supportés par EDM entre la prévision mise à jour au titre de 2021 et le constaté au titre de 2020

M€	Nature de coûts	2021 reprév	2020	Evolution	
				en M€	en %
<b>Coûts</b>	Aides commerciales (prime MDE)	3,6	1,9	1,7	92%
	Frais de personnel	0,4	0,6	-0,2	-33%
	Autres charges	0,2	0,3	-0,1	-25%
<b>Recettes</b>	Participations tierces	0,0	0,0	0,0	-
<b>Coût total</b>		<b>4,2</b>	<b>2,7</b>	<b>1,5</b>	<b>54%</b>
<b>Recettes CEE</b>		<b>-0,30</b>	<b>-0,35</b>	<b>0,05</b>	<b>-14%</b>
<b>Coûts nets</b>		<b>3,9</b>	<b>2,4</b>	<b>1,5</b>	<b>64%</b>

Les coûts prévisionnels mis à jour pour 2021 ont été établis sur la base des objectifs du cadre territorial de compensation, adopté début 2019, qui ont été actualisés (au niveau des volumes ou montants de primes pour certaines actions) afin de tenir compte des retours d'expérience ou des reports de projets entre 2020 et 2021. Le montant des recettes CEE a également été actualisé pour tenir compte de l'évolution des cours du CEE.

La nette hausse des coûts prévisionnels mis à jour pour 2021 par rapport à 2020 (+ 1,5 M€) s'explique principalement par un ralentissement de la MDE en 2020 dans le contexte de crise sanitaire qui n'a pas permis à EDM d'atteindre les objectifs de cadre de compensation. Les recettes liées aux CEE sont en revanche très légèrement inférieures à celles constatées en 2020, du fait de la valorisation en 2020 des stocks de CEE 2018 et 2019 non valorisés jusqu'à présent. La légère baisse des recettes CEE en 2021 renforce l'écart entre 2021 et 2020.

#### Évolution par rapport aux coûts prévisionnels au titre de 2021

La révision des coûts de MDE prévisionnels pour 2021 conduit à une hausse des coûts par rapport à la prévision initiale (+ 0,5 M€).

Tableau 41 : Evolution des coûts de MDE supportés par EDM entre la prévision mise à jour au titre de 2021 et la prévision initiale au titre de 2021

M€	Nature de coûts	2021 reprév	2021 prév	Evolution	
				en M€	en %
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	3,6	3,1	0,5	18%
	Frais de personnel	0,4	0,4	0,0	-7%
	Autres charges	0,2	0,1	0,1	99%
Recettes	Participations tierces	0,0	0,0	0,0	-
<b>Coût total</b>		<b>4,2</b>	<b>3,6</b>	<b>0,6</b>	<b>17%</b>
<b>Recettes CEE</b>		<b>-0,3</b>	<b>-0,2</b>	<b>-0,1</b>	<b>68%</b>
<b>Coûts nets</b>		<b>3,9</b>	<b>3,4</b>	<b>0,5</b>	<b>14%</b>

La légère baisse des coûts prévisionnels mis à jour pour 2021 s'explique principalement par :

- l'actualisation par EDM des objectifs du cadre de compensation pour tenir compte des actions n'ayant pu être réalisées en 2020 du fait de la crise sanitaire et reportées à 2021 (+ 0,5 M€) ;
- et par la révision à la hausse du montant unitaire de valorisation des CEE pour tenir compte des évolutions des cours des CEE, qui accroît les recettes (+ 0,1 M€).

### c.5 Coûts liés aux études mentionnées dans les PPE

Aucun opérateur n'a déclaré de charges relatives à des projets d'étude pour l'année 2021.

### c.6 Synthèse de la mise à jour des charges en ZNI au titre de 2021

Au total, les charges de SPE qui relèvent du soutien en ZNI, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux, s'élèvent à **2 042,3 M€** pour l'année 2021 et se répartissent de la manière suivante entre les deux sous-actions :

- Transition énergétique : **598,5 M€**
- Mécanismes de solidarité : **1.443,8 M€**

Tableau 42 : Synthèse de la mise à jour des charges en ZNI au titre de 2021, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux

en M€	EDF	EDM	EEWF	Autres acteurs	TOTAL
<b>Transition énergétique</b>	<b>586,7</b>	<b>11,8</b>	<b>0,06</b>	<b>0,0</b>	<b>598,5</b>
Surcoûts achats OA	300,5	7,9			308,3
Surcoûts achats GAG ENR	134,1		0,02		134,1
Surcoûts production FH ENR	40,6		0,0		40,6
MDE	105,7	3,9			109,6
Stockage	5,8				5,8
Etudes ZNI identifiées dans PPE	0,0				0,0
<b>Mécanismes de solidarité</b>	<b>1 329,0</b>	<b>108,1</b>	<b>6,6</b>		<b>1 443,8</b>
Surcoûts achats GAG non ENR	921,1				921,1
Surcoûts production FH non ENR	408,0	108,1	6,6		522,7

## D. SOUTIEN AUX EFFACEMENTS

### D.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.

### D.2 Montant des charges prévisionnelles au titre de 2021

Pour l'année 2021, les charges prévisionnelles déclarées par RTE pour la mise en œuvre des contrats d'effacement s'élèvent à **17,2 M€**. Elles correspondent en majeure partie aux primes versées dans le cadre de l'appel d'offres « effacement 2021 » et intègrent des factures tardives au titre des appels d'offres « effacement » des années 2018 à 2020. Cette évaluation est en hausse par rapport à la prévision initiale de 6 M€, l'enveloppe budgétaire globale de l'appel d'offres « effacement 2021 » ayant été revue à la hausse et la dynamique de l'appel d'offres s'étant confirmée.

## E. DISPOSITIFS SOCIAUX

### E.1 Charges liées aux dispositifs sociaux – électricité

#### Participation au 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.

#### 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 ». Néanmoins, 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 y a été prolongé en 2019. En l'absence d'avancées réglementaires à date, la compensation est également prévue pour 2021.

Ainsi, seule EDF prévoit de supporter des charges liées au tarif de première nécessité en 2021, relatives aux îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy spécifiquement.

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

- les personnes physiques titulaires d'un contrat de fourniture d'électricité se voient appliquer une déduction forfaitaire sur le prix de leur fourniture pour leur résidence principale, qui dépend du nombre d'unités de consommation du foyer et de la puissance souscrite ;
- et, depuis le 15 novembre 2013<sup>22</sup>, dans le cas d'une résidence sociale au sens de l'article L. 633-1 du code de la construction et de l'habitation dont les résidents ne disposent pas d'un contrat individuel de fourniture, le gestionnaire de ladite résidence perçoit une déduction sur le prix de fourniture contractuellement établi entre le gestionnaire et son fournisseur d'électricité, qui est calculée en fonction du nombre de logements de la résidence sociale concernée.

Au surplus, en application de l'article R. 337-13 du code de l'énergie, les personnes physiques bénéficiaires du TPN disposent de la gratuité de la mise en service et d'une réduction de 80 % sur les frais de déplacement pour impayés.

<sup>22</sup> Cette nouvelle catégorie des bénéficiaires du TPN a été introduite par la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes.



Les pertes de recettes et coûts de gestion additionnels associés 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.).

### 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, en application de l'article L. 124-5 du code de l'énergie, les fournisseurs d'électricité doivent proposer à leurs clients domestiques bénéficiant de l'aide en forme de chèque énergie la mise à disposition des données de consommation, exprimées en euros, 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 2021, une mise à jour de sa prévision des charges liées aux dispositifs sociaux électricité a été déclarée par EDF, en métropole continentale et en ZNI<sup>23</sup>, par 8 entreprises locales de distribution et un fournisseur alternatif. Pour les fournisseurs ayant prévu de supporter des charges en 2021 mais n'ayant pas fourni de mise à jour de leurs prévisions, les éléments relatifs à la prévision initiale ont été repris.

#### E.1.1 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 2021, EDF, 8 entreprises locales de distribution et un fournisseur alternatif ont fait état de versements aux fonds de solidarité logement dans le cadre de la mise à jour de leurs charges. Pour les autres fournisseurs dont les versements prévisionnels aux fonds de solidarité logement n'ont pas été mis à jour cette année, l'intégralité de la prévision initiale a été reprise.

La compensation après mise à jour des charges s'élève à **23,8 M€** pour l'ensemble des opérateurs ayant déclaré des charges afférentes à ce dispositif au titre de 2021 (contre 23,3 M€ en 2020).

#### E.1.2 Charges liées aux dispositifs d'affichage déporté

Pour 2021, ces charges ont été déclarées par EDF seulement. Ce dispositif était en attente de mise en œuvre mais dans l'hypothèse d'une réactivation au cours de l'année 2021, des coûts, relatifs notamment à l'élaboration d'un appel d'offres, ont été prévus. Ces coûts prévisionnels liés à la conception et au développement du dispositif au titre de l'année 2021 sont estimés à **0,2 M€**.

L'arrêté<sup>24</sup> fixant le montant unitaire maximal par ménage de la compensation du déploiement des dispositifs a été publié le 20 mai 2021 au journal officiel. Les coûts exposés pour l'année 2022 ont été retenus et sont en accord avec les plafonds fixés dans cet arrêté. Les régularisations nécessaires seront opérées l'année prochaine en fonction du nombre de dispositifs effectivement déployés.

<sup>23</sup> EDM n'a pas déclaré de charges associées aux dispositifs sociaux – électricité au titre de 2020. De plus, les dispositifs ici décrits ne sont pas applicables à Wallis-et-Futuna.

<sup>24</sup> Arrêté du 19 mai 2021 relatif aux plafonds de compensation par ménage des fournisseurs d'électricité et de gaz dans le cadre de l'offre de transmission de leurs données de consommation aux consommateurs en situation de précarité

### E.1.3 Charges liées aux autres dispositifs contre la précarité énergétique

#### E.1.3.1 Charges associées au « tarif de première nécessité »

Compte-tenu de l'abrogation du dispositif, à l'exception des îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy, seule EDF a déclaré des charges associées au « tarif de première nécessité » pour l'année 2021.

- Le nombre prévisionnel de bénéficiaires du TPN dans les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy pour lesquels EDF prévoit des facturations courant 2021 est estimé à 2 098. Les déductions et versements forfaitaires associés s'élèvent à **0,2 M€**.
- EDF prévoit un surcoût de **0,01 M€** associé à la gestion du TPN dans les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy en 2021.
- 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.

Le total des charges prévisionnelles liées au TPN à compenser à EDF au titre de 2021 s'élève ainsi à **0,2 M€** (0,2 M€ + 0,01 M€ + 0,008 M€).

#### E.1.3.2 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 2021 s'élève à **3,1 M€**.

Ce montant est en diminution par rapport à la prévision initiale pour 2021 (5,1 M€), EDF ayant révisé à la baisse ses prévisions sur la base du réalisé en 2020, en lien avec un taux d'utilisation du chèque énergie encore en-deçà des attentes. Par ailleurs, la crise sanitaire et économique découlant de la pandémie liée à la COVID-19 ajoute une forte incertitude quant à l'évolution des services liés à la fourniture des bénéficiaires du chèque énergie pour l'année 2021.

La somme des charges mises à jour pour 2021 au titre des réductions sur les services liés à la fourniture au tarif de première nécessité et à la fourniture des bénéficiaires du chèque énergie (respectivement 0,008 M€ et 3,1 M€) est en légère augmentation par rapport à la somme des charges constatées en 2020 au titre de ces mêmes réductions (respectivement - 0,001 M€ et 2,6 M€).

### E.1.4 Bilan des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux – électricité par opérateur

La mise à jour de la prévision de charges à compenser aux opérateurs en 2021 au titre des dispositifs sociaux – électricité en métropole continentale et dans les ZNI s'élève à **27,2 M€** (23,8 M€ + 0,2 M€ + 3,2 M€). Elle est inférieure de 0,2 M€ à la prévision initiale de 27,4 M€, pour une raison principale, la révision à la baisse par EDF des coûts associés aux dispositifs d'affichage déporté (- 0,4 M€ par rapport à la prévision initiale), dans l'attente des modifications réglementaires associées au déploiement du dispositif. De plus, la modification de l'article L. 124-5 du code de l'énergie par la loi du 8 novembre 2019 n'impose plus l'installation d'un dispositif d'affichage spécifique, ce qui permettrait d'éviter certains coûts associés au déploiement d'un afficheur physique.

Les détails de charges par type d'opérateur sont indiqués dans le Tableau 433. Les détails par entreprises locales de distribution et pour les autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 47.

**Tableau 43 : Mise à jour de la prévision de charges liées aux dispositifs sociaux au titre de 2021 et comparaison par rapport aux charges constatées au titre de 2020 et initialement prévues pour 2021**

	Charges retenues au titre du FSL	Charges retenues au titre du dispositif d'affichage déporté	Charges retenues au titre des autres dispositifs contre la précarité énergétique (TPN, chèque énergie)	2021 actualisé	2020	2021 prévision initiale
	M€	M€	M€	M€	M€	M€
<b>EDF</b>	<b>18,6</b>	<b>0,2</b>	<b>1,8</b>	<b>20,7</b>	<b>18,9</b>	<b>21,1</b>
EDF MC	18,2	0,2	1,5	19,9	18,5	20,2
EDF ZNI	0,4	0,0	0,4	0,8	0,4	0,8
<b>EDM</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>ELD</b>	<b>0,7</b>	<b>0,0</b>	<b>0,1</b>	<b>0,8</b>	<b>0,8</b>	<b>0,8</b>
<b>Autres fournisseurs</b>	<b>4,5</b>	<b>0,0</b>	<b>1,2</b>	<b>5,6</b>	<b>7,4</b>	<b>5,5</b>
<b>Total</b>	<b>23,8</b>	<b>0,2</b>	<b>3,2</b>	<b>27,2</b>	<b>27,1</b>	<b>27,4</b>

## E.2 Charges liées aux dispositifs sociaux – gaz

### Le tarif spécial de solidarité

À l'instar des bénéficiaires de la tarification de l'électricité comme produit de première nécessité (cf. section E.1), le tarif spécial de solidarité (TSS) est abrogé à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018 au profit du dispositif d'aide « 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 de la gratuité de la mise en service et de la 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 2021, deux fournisseurs, Total Direct Énergie et Énergies de Strasbourg, ont déclaré la mise à jour de leurs charges prévisionnelles pour 2021. Par ailleurs, les éléments relatifs à la prévision initiale sont repris pour les autres fournisseurs ayant prévu de supporter des charges en 2021.

#### E.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 2021.

#### E.2.2 Charges liées aux services de la fourniture aux bénéficiaires du chèque énergie

Deux opérateurs ont révisé leurs prévisions, en hausse de 46 k€ pour Total Direct Énergie et de 3 k€ pour Énergies de Strasbourg. Ces opérateurs ont revu à la hausse le nombre de mises en service gratuites et à la baisse en ce qui concerne Total Direct Énergie celui des interventions pour impayés.

La mise à jour de la prévision des coûts liés au chèque énergie conduit à retenir au titre de 2021 un montant de **1,01 M€**, contre 0,96 M€ à l'issue de la déclaration des charges prévisionnelles faite en 2020.

#### E.2.3 Charges liées aux dispositifs d'affichage déporté

Aucune mise à jour n'a été effectuée dans les prévisions.

La prévision des coûts liés aux dispositifs d'affichage reste inchangée et nulle pour 2021.

#### E.2.4 Bilan des charges liées aux dispositifs sociaux – gaz supportés par opérateur

La mise à jour de la prévision des charges liées aux dispositifs sociaux conduit à retenir au titre de 2020 un montant de charges de **1,0 M€**, inférieur de 35 % par rapport aux charges constatées en 2020 et supérieur de 5 % à la prévision initiale pour 2021.

Ces charges relèvent du programme budgétaire « service public de l'énergie ». Le détail de charges par type de fournisseur est indiqué dans le Tableau 444. Les détails par entreprises locales de distribution et pour les autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 477.

Tableau 44 : Mise à jour de la prévision des charges liées au TSS au titre de 2021 et comparaison par rapport aux charges constatées au titre de 2020 et initialement prévues pour 2021

	2021 reprév	2021 prév	Evolution		2020	Evolution	
			en M€	en %		en M€	en %
EDF	0,6	0,6	0,00	0%	0,6	0,00	0%
ELD	0,1	0,1	0,00	6%	0,1	0,01	13%
Autres fournisseurs	0,4	0,3	0,05	14%	0,9	-0,55	-59%
<b>Total</b>	<b>1,0</b>	<b>1,0</b>	<b>0,0</b>	<b>5%</b>	<b>1,6</b>	<b>-0,5</b>	<b>-35%</b>

### E.3 Bilan des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux

Le total des charges prévisionnelles associées aux dispositifs sociaux électricité et gaz mises à jour pour l'année 2021 s'élève à 28,2 M€ (dont 27,2 M€ en électricité, et 1 M€ en gaz). Ce montant est en baisse par rapport aux montants constatés sur l'année 2020, s'élevant à 28,7 M€ (voir tableau 42 et 44).

Les dispositifs sociaux associés au gaz déterminent principalement cette baisse.

## F. FRAIS DIVERS - COÛTS LIÉS À LA CONCLUSION ET À LA GESTION DES CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION EN MÉTROPOLE CONTINENTALE (ELECTRICITE ET GAZ)

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

S'agissant des coûts supportés au titre de l'achat de biométhane, le 3° de l'article L 121-36 du code de l'énergie dispose notamment que la compensation des charges comprenne « les coûts de gestion supplémentaires directement induits par la mise en œuvre de l'obligation d'achat de biogaz ». S'agissant par ailleurs des coûts relatifs à la mise en œuvre du complément de rémunération, le 5° de l'article L. 121-36 du code de l'énergie dispose que le périmètre de compensation des charges comprend « les coûts associés à la mise en œuvre du complément de rémunération prévu à l'article L. 446-7, y compris les coûts directement induits par la gestion de ce dispositif dans la limite des coûts qu'une entreprise moyenne, bien gérée et adéquatement équipée des moyens nécessaires, aurait supportés ».

En application des dispositions de ces articles, les règles relatives à la comptabilité appropriée délibérées par la CRE le 25 février 2021 permettent aux gestionnaires de contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération d'électricité (EDF, les entreprises locales de distribution, et les Organismes agréés), ainsi qu'aux acheteurs de biométhane (entreprises locales de distribution et fournisseurs de gaz naturel) de mettre à jour les coûts correspondants initialement prévus au titre de 2021.

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

La CRE a appliqué les principes retenus dans sa délibération<sup>25</sup> du 27 mai 2021 qui met en place un cadrage de la compensation des frais de gestion supportés par les ELD, les Organismes agréés et les fournisseurs de gaz naturel au titre de la mise en œuvre des dispositifs de soutien. En particulier, s'agissant des postes de coûts pour lesquels la CRE a adopté un principe de plafonnement des frais, elle compensera lors de l'exercice de charges constatées les montants déclarés par les opérateurs dans la limite des plafonds exposés dans sa délibération.

Au total, au titre des coûts prévisionnels liés à la conclusion et à la gestion des contrats pour l'année 2021, les opérateurs ont déclaré **57,9 M€** :

- 50,2 M€ sont relatifs aux contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération dans le cadre du soutien à la production d'électricité (dont **51,9 M€** prévus par EDF, **3,2 M€** prévus par 74 entreprises

<sup>25</sup> Délibération n° 2021-144 de la CRE du 27 mai 2021 portant décision sur les principes de calcul des frais de conclusion et de gestion des contrats d'achat d'électricité et de gaz en métropole continentale

locales de distribution, et 0,7 M€ prévus par cinq Organismes agréés), contre 55,2 M€ dans la prévision initiale (dont 51,2 M€ prévus par EDF, 3,4 M€ prévus par 74 entreprises locales de distribution, et 0,5 M€ prévus par cinq Organismes agréés).

- 2,0 M€ sont prévus par les acheteurs de biométhane (dont 42 k€ prévus par trois entreprises locales de distribution et 2,0 M€ prévus par seize fournisseurs de gaz naturel), contre 3,3 M€ dans la prévision initiale (dont 63 k€ prévus par trois entreprises locales de distribution et 3,2 M€ prévus par seize fournisseurs de gaz).

Ces montants ont été retenus par la CRE dans le cadre de l'exercice de mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2021. Cela ne préjuge cependant pas des montants qui seront finalement retenus en tant que charges constatées au titre de 2021.

## G. SYNTHÈSE

## G.1 Mise à jour des charges de service public prévisionnelles au titre de 2021

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie mises à jour au titre de 2021 est évalué à **7 997,9 M€**.

Le détail de la répartition par action budgétaire et par type d'opérateur est fourni dans le Tableau 45. Les comparaisons de ce montant avec les charges constatées au titre de 2020 et prévues initialement au titre de 2021 sont fournies dans le Tableau 46.

Tableau 45 : Mise à jour des charges de service public de l'énergie prévues pour 2021

en M€	EDF	EDM	EEWF	Autres acteurs ZNI	RTE	Acheteur en dernier recours	ELD	Autres fournisseurs dont organismes agréés	Charges au titre de 2021
<b>Soutien ENR électrique en métropole</b>	<b>4 499,6</b>					<b>0,0</b>	<b>290,9</b>	<b>9,7</b>	<b>4 800,2</b>
<i>Eolien terrestre</i>	1 236,9					0,0	85,7	4,8	1 327,4
<i>Eolien en mer</i>	0,0					0,0	0,0	0,0	0,0
<i>Photovoltaïque</i>	2 552,4					0,0	149,3	4,4	2 706,2
<i>Bio-énergies</i>	548,7					0,0	44,3	0,0	593,0
<i>Autres énergies</i>	161,5					0,0	11,6	0,6	173,7
<b>Injection biométhane</b>	<b>0,0</b>					<b>0,0</b>	<b>2,5</b>	<b>380,7</b>	<b>383,3</b>
<b>Soutien en ZNI <sup>(1)</sup></b>	<b>1 915,7</b>	<b>119,9</b>	<b>6,7</b>	<b>0,0</b>					<b>2 042,3</b>
<i>Transition énergétique</i>	586,7	11,8	0,06	0,0					598,5
<i>Mécanismes de solidarité</i>	1 329,0	108,1	6,6	0,0					1 443,8
<b>Cogénération et autres moyens thermiques</b>	<b>653,2</b>					<b>0,0</b>	<b>12,8</b>	<b>2,9</b>	<b>669,0</b>
<b>Effacement</b>					<b>17,2</b>				<b>17,2</b>
<b>Dispositifs sociaux <sup>(2)</sup></b>	<b>21,3</b>	<b>0,0</b>					<b>0,9</b>	<b>6,0</b>	<b>28,2</b>
<i>Compensation FSL</i>	18,6	0,0					0,7	4,5	23,8
<i>Afficheur déporté</i>	0,2						0,0	0,0	0,2
<i>Autres</i>	2,4	0,0					0,2	1,6	4,2
<b>Frais divers</b>	<b>51,9</b>					<b>0,0</b>	<b>3,3</b>	<b>2,7</b>	<b>57,9</b>
<i>Frais de gestion</i>	51,9					0,0	3,3	2,7	57,9
	<b>7 141,7</b>	<b>119,9</b>	<b>6,7</b>	<b>0,0</b>	<b>17,2</b>	<b>0,0</b>	<b>310,4</b>	<b>402,1</b>	<b>7 997,9</b>

(1) Hors charges liées aux dispositifs sociaux en ZNI

(2) Dont charges liées aux dispositifs sociaux en ZNI

Tableau 46 : Évolution des charges de service public de l'énergie prévisionnelles mises à jour pour 2021 par rapport aux charges constatées au titre de 2020 et initialement prévues pour 2021

en M€	Mise à jour de la prévision 2021	Prévision initiale pour 2021	Evolution 2021 reprév - 2021 prév		Charges constatées au titre de 2020	Evolution 2021 reprév - 2020	
			en M€	en %		en M€	en %
<b>Soutien ENR électrique en métropole</b>	<b>4 800,2</b>	<b>5 684,5</b>	-884,3	-16%	<b>5 794,3</b>	-994,1	-17%
<i>Eolien terrestre</i>	1 327,4	1 763,4	-436,1	-25%	1 948,4	-621,0	-32%
<i>Eolien en mer</i>	0,0	0,0	0,0	0%	0,0	0,0	0%
<i>Photovoltaïque</i>	2 706,2	2 901,3	-195,2	-7%	2 892,2	-186,0	-6%
<i>Bio-énergies</i>	593,0	712,6	-119,6	-17%	641,4	-48,4	-8%
<i>Autres énergies</i>	173,7	307,1	-133,4	-43%	312,4	-138,6	-44%
<b>Injection biométhane</b>	<b>383,3</b>	<b>543,8</b>	-160,5	-30%	<b>200,5</b>	182,8	91%
<b>Soutien en ZNI</b>	<b>2 042,3</b>	<b>2 136,7</b>	-94,5	-4%	<b>1 993,1</b>	49,1	8%
<i>Transition énergétique</i>	598,5	678,6	-80,1	-12%	506,9	91,6	33%
<i>Mécanismes de solidarité</i>	1 443,8	1 458,2	-14,4	-1%	1 486,2	-42,5	0%
<b>Cogénération et autres moyens thermiques</b>	<b>669,0</b>	<b>677,6</b>	-8,6	-1%	<b>642,6</b>	26,4	4%
<b>Effacement</b>	<b>17,2</b>	<b>6,0</b>	11,2	186%	<b>3,0</b>	14,2	471%
<b>Dispositifs sociaux</b>	<b>28,2</b>	<b>28,3</b>	-0,2	-1%	<b>27,6</b>	0,5	2%
<i>Compensation FSL</i>	23,8	23,8	0,0	0%	23,3	0,5	2%
<i>Afficheur déporté</i>	0,2	0,6	-0,4	-65%	0,0	0,2	0%
<i>Autres</i>	4,2	4,0	0,2	5%	4,3	-0,1	-3%
<b>Frais divers</b>	<b>57,9</b>	<b>58,5</b>	-0,6	-1%	<b>54,7</b>	3,2	6%
<i>Frais de gestion</i>	57,9	58,5	-0,6	-1%	54,7	3,2	6%
	<b>7 997,9</b>	<b>9 135,4</b>	-1 137,5	-12%	<b>8 715,8</b>	-717,9	-8%

## Évolution par rapport aux charges constatées au titre de 2020

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie mises à jour au titre de 2021 est plus bas de 717,9 M€ que celui constaté en 2020 (soit - 8 %).

Les principales explications de cette évolution sont les suivantes :

- (baisse) La baisse majeure des charges liées aux ENR électriques en métropole entre 2020 et 2021 (- 994,1 M€) s'explique essentiellement par la hausse des prix de marché attendus (près de + 20 €/MWh en moyenne), ces derniers ayant été particulièrement bas en 2020. Si la puissance installée du parc soutenu poursuit sa progression (+ 3,4 GW), sa production reste stable (- 0,4 TWh soit - 1 %).
- (hausse) Le doublement des charges liées à l'achat de biométhane entre 2020 et 2021 (+ 182,8 M€) est la conséquence d'une augmentation comparable du nombre d'installations injectant du biométhane ainsi que des quantités injectées.
- (hausse) La hausse notable des charges liées à la transition énergétique dans les ZNI (+ 91,6 M€) est due à plusieurs facteurs :
  - (hausse) Les surcoûts d'achat d'énergie renouvelable d'EDF dans les ZNI sont en hausse en 2021 par rapport au constaté 2020 (+ 108,9 M€). Cette hausse s'explique principalement par l'augmentation des volumes d'achats entraînée par un retour de l'activité économique à son niveau d'avant 2020, mais également par la poursuite du développement des filières éoliennes et photovoltaïques ainsi que par la progression de la filière biomasse, portée par la mise en service de la centrale Albioma Caraïbes en Guadeloupe ;
  - (baisse) Cette hausse est partiellement compensée par la baisse des coûts de production renouvelable d'EDF dans les ZNI (- 15,5 M€), en raison d'une baisse de la production conjuguée à une hausse des recettes ;
  - (baisse) Les coûts de MDE supportés par EDF dans les ZNI sont en baisse (- 9,8 M€) à cause de la mise à jour de différents cadres de compensation qui a permis de redéfinir les objectifs de placements entre 2021 et 2023.
- (baisse) La baisse des charges liées à la sous-action Mécanismes de solidarité dans les ZNI (- 42,5 M€) est due à :
  - (baisse) Les surcoûts d'achat d'énergie non renouvelable d'EDF en ZNI sont en baisse en 2021 (- 44,1 M€), en raison du développement de la capacité de production renouvelable sous l'impulsion des producteurs tiers. Les achats renouvelables bénéficient d'une priorité d'injection et c'est donc la filière thermique qui est la plus affectée par la baisse de la consommation d'électricité ;
  - (baisse) Les surcoûts de production à partir d'énergies fossiles dans les ZNI sont en baisse pour EDF SEI (- 14,7 M€) principalement à cause d'une baisse majeure des coûts d'achats de combustibles grâce à une stratégie de couverture plus efficace qu'en 2020 ;
  - (hausse) Les surcoûts de production d'EDM sont en revanche en hausse (+ 16,3 M€) du fait principalement de l'augmentation des coûts du combustible (+ 4,6 M€), des coûts d'acquisition des quotas de CO<sub>2</sub> (+ 4,5 M€) ainsi que des différents postes de charges (+ 7,6 M€).
- (hausse) La montée en puissance du dispositif de soutien à l'effacement se confirme en 2021 (+ 14,2 M€).

## Évolution par rapport aux charges initialement prévues au titre de 2021

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie mises à jour au titre de 2021 est inférieur de 1 137,5 M€ à celui initialement prévu (soit - 12 %).

Les principales explications de cette évolution sont les suivantes :

- (baisse) La baisse des charges liées au soutien des ENR électriques en métropole continentale (- 884,3,3 M€) s'explique majoritairement par la hausse des prix de marché attendus (+ 11,5 €/MWh en moyenne), les références utilisées pour établir la prévision initiale étant dépréciées en avril 2020. Elle est amplifiée par la révision à la baisse de la production du parc soutenu (- 3,2 TWh soit - 5 %).
- (baisse) La prévision de charges liées à l'obligation d'achat de biométhane injecté est revue à la baisse de 160,5 M€ principalement en raison du retard dans la mise en service de plusieurs installations (- 1 282 GWh sur l'année). Cet effet est renforcé également par la hausse des prix de marché de l'ordre de 11 €/MWh.

- (baisse) La baisse des charges liées à la transition énergétique dans les ZNI (- 80,1 M€) est due à :
  - (baisse) Les surcoûts d'achat d'énergie renouvelable d'EDF SEI sont en baisse en 2021 par rapport à la prévision initiale (- 68,3 M€), en lien avec des mises en service de parcs photovoltaïques moins ambitieuses dans la mise à jour de la prévision ;
  - (baisse) Les surcoûts de production d'énergie renouvelable d'EDF SEI sont en baisse (- 14,7 M€) en raison de l'augmentation des recettes qu'engendre la mise à jour des prévisions d'augmentation tarifaire ;
- (baisse) La baisse des charges liées à la sous-action Mécanismes de solidarité dans les ZNI (- 14,4 M€) est due à :
  - (baisse) Les surcoûts d'achat d'énergie non renouvelable d'EDF en ZNI sont en baisse en 2021 par rapport à la prévision initiale (- 28,9 M€). Cette décroissance est due à l'indisponibilité pour travaux sur la centrale d'Albioma Caraïbes en Guadeloupe, qui diminue les achats, ainsi qu'à la baisse de la consommation qui entraîne un moindre recours aux interconnexions en Corse ;
  - (hausse) Les surcoûts de production à partir d'énergies fossiles dans les ZNI sont en hausse (+ 9,7 M€ pour EDF, + 5,9 M€ pour EDM) principalement à cause d'une révision à la hausse des coûts de combustibles, des coûts d'acquisitions des quotas de CO<sub>2</sub> ;
- (hausse) La montée en puissance du dispositif de soutien à l'effacement se confirme en 2021 (+ 11,2 M€).

## G.2 Détails de la mise à jour des charges de service public prévisionnelles au titre de 2021 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE et Acheteurs de dernier recours

Le Tableau 47 présente les détails de la mise à jour des charges de service public prévisionnelles au titre de 2021 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE et acheteurs de dernier recours.

Tableau 47 : Détails de la mise à jour des charges de service public prévisionnelles au titre de 2021 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE et acheteurs de dernier recours

Nom opérateur	Charges dues aux contrats d'achat				Soutien à l'Injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité				
	MWh	€	€	€	€	€	€	€
R.S.E. REGIE SERVICES ENERGIE AMBERIEUX	2 618	915 919	111 918	0	804 001	2 250	37 600	843 851
SICAE de l'Aisne	5 226	1 534 357	290 184	0	1 244 173	6 999	0	1 251 172
Energie Développement Services du BRIANÇONNAIS	31 556	2 572 240	1 483 715	0	1 088 525	4 440	13 176	1 106 142
Régie Municipale d'Electricité ROQUEBILLIERE	35	18 729	1 905	0	16 824	0	0	16 824
Régie Communale d'Electricité GATTIERES	148	77 770	7 404	0	70 366	0	2 290	72 656
Régie Electrique DALOU	48	21 929	2 649	0	19 279	185	1 232	20 696
Régie municipale d'Electricité VARILHES	1 168	495 444	69 329	0	426 115	1 719	2 917	430 751
Régie Municipale d'Electricité VICDESSOS	19	9 065	985	0	8 080	0	0	8 080
Régie Municipale d'Electricité MAZERES	2 294	915 263	128 324	0	786 939	900	492	788 331
Régie Municipale d'Electricité ARIGNAC	286	85 300	15 762	0	69 538	0	0	69 538
Régie Electrique MERCUS GARRABET	11	5 963	662	0	5 301	0	754	6 055
Régie Municipale d'Electricité MERENS LES VALS	12	7 094	681	0	6 413	0	615	7 028
Régie municipale d'Electricité QUIE	8	2 896	361	0	2 535	0	720	3 255
Régie municipale d'Electricité TARASCON-SUR-ARIEGE	6 003	599 079	292 916	0	306 163	154	2 010	308 327
Régie municipale d'Electricité SAVERDUN	8 062	1 889 371	405 825	0	1 483 546	0	0	1 483 546
Régie d'Electricité SAINT-QUIRC - CANTE - LISSAC - LABATUT	392	218 000	23 001	0	194 999	0	0	194 999
S.I.C.A.E. DE LA REGION DE PRECY-SAINT-MARTIN	9 095	2 496 702	396 771	11 649	2 088 282	231	16 707	2 105 220
Régie Municipale d'Énergie Electrique QUILLAN	5 555	653 259	301 637	0	351 622	2 436	4 482	358 540
S.I.V.O.M. LABERGEMENT SAINTE-MARIE	2 982	316 681	147 136	0	169 545	1 260	5 724	176 529
Régie SDED EROME	87	49 160	5 302	0	43 858	0	0	43 858
Régie SDED Gervans	99	57 520	5 039	0	52 481	0	0	52 481
Société d'économie mixte locale DREUX - GEDIA	80	36 684	4 264	0	32 419	13 127	0	45 546
Société d'économie mixte locale DREUX - GEDIA	86 601	11 875 456	5 200 533	0	6 674 922	10 800	63 700	6 749 422
Régie Municipale d'Electricité CAZERES	633	309 521	36 945	0	272 576	0	5 072	277 648
Régie Municipale d'Electricité MARTRES TOLOSANE	102	28 448	7 190	0	21 258	0	3 088	24 346
Régie municipale d'Electricité MIRAMONT DE COMMINGES	151	52 458	7 968	0	44 490	0	0	44 490
Régie Municipale Multiservices de LA REOLE	24	10 555	1 126	0	9 429	0	0	9 429



## ANNEXE 2

15 juillet 2021

Nom opérateur	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat total				
	MWh	€	€	€	€	€	€	€	
Régie d'Électricité du Syndicat du SUD DE LA REOLE	3 682	1 383 758	167 042	0	1 216 716		0	23 648	1 240 364
Régie Municipale d'Électricité BAZAS	831	297 973	42 755	0	255 218		801	4 506	260 525
Régie Municipale d'Électricité GIGNAC	1 007	241 101	53 073	0	188 028		0	12 550	200 578
Régie Municipale d'Électricité CAZOULS LES BEZIERS	236	125 501	11 636	0	113 865		40	5 423	119 328
Coopérative d'Électricité SAINT-MARTIN DE LONDRES	42 515	9 260 073	2 601 209	24 963	6 658 864		15 480	90 556	6 764 900
GAZ ELECTRICITÉ DE GRENOBLE	127 171	12 954 904	7 706 852	336 333	4 911 719		49 500	131 257	5 092 476
Régie Municipale d'Électricité SALINS LES BAINS	70	36 211	3 842	0	32 369		150	2 701	35 219
GASCOGNE ENERGIES SERVICES AIRE SUR L'ADOUR (ex Régies Municipales)	3 970	1 482 761	194 798	0	1 287 963		635	0	1 288 598
S.I.C.A.E. REGION DE PITHIVIERS	131 216	13 174 059	7 875 013	0	5 299 046		12 827	69 173	5 381 046
Régie Communale Électrique SAULNES	11	5 590	583	0	5 007		770	750	6 527
SAEML UEM USINE D'ELECTRICITE DE METZ	215 916	28 817 128	9 855 252	342 819	18 619 057		99 027	220 151	18 938 235
Régie Communale d'Électricité PIERREVILLERS	19	10 445	939	0	9 506		0	365	9 871
Régie Municipale d'Électricité ROMBAS	560	96 731	30 021	0	66 710		1 500	1 600	69 810
Régie Municipale d'Électricité CREUTZWALD	22 521	2 417 943	996 136	133 134	1 288 674		1 755	21 654	1 312 083
Régie Municipale de Distribution CLOUANGE	32	16 021	1 534	0	14 487		0	0	14 487
Régie d'Électricité BITCHE	68	35 934	3 463	0	32 471		497	0	32 968
Régie Communale d'Électricité SAINTE-MARIE AUX CHENES	42	19 810	2 341	0	17 470		996	1 919	20 384
Régie Communale d'Électricité UCKANGE	97	42 119	6 016	0	36 103		0	1 535	37 638
Régie Municipale de Distribution d'Électricité de HAGONDANGE	91	31 882	4 687	0	27 195		3 932	2 520	33 648
Régie d'Électricité SCHOENECK	75	40 824	3 593	0	37 231		205	1 350	38 786
Régie Municipale d'Électricité AMNEVILLE	122	61 615	6 088	0	55 527		1 426	4 800	61 753
Régie Municipale d'Électricité HOMBORG HAUT	51	21 235	2 443	0	18 792		1 300	1 450	21 542
Régie Municipale d'Électricité ENERCIS SAINT-AVOLD	3 724	533 723	226 304	0	307 419		1 753	0	309 172
R.M.E.T. TALANGE	119	35 319	6 151	0	29 168		360	3 468	32 996
Régie Municipale d'Électricité et de Télédistribution MARANGE SILVANGE TERNEL	37	21 596	1 764	0	19 832		1 852	1 800	23 484
Régie Municipale d'Électricité MONTOIS LA MONTAGNE	26	10 140	1 230	0	8 910		0	0	8 910
S.I.C.A.E. CARNIN	54	18 374	2 873	0	15 501		0	0	15 501
Régie Électrique FONTAINE AU PIRE	13	4 833	671	0	4 162		158	0	4 320
SEM BEAUVOIS DISTRELEC	50	23 451	2 694	0	20 757		0	0	20 757
Régie Municipale d'Électricité LOOS	52	22 765	2 842	0	19 923		4 014	0	23 937
Régie Communale d'Électricité MONTAIRE	14 008	1 743 381	815 534	0	927 847		6 850	550	935 247
S.I.C.A.E. OISE	189 556	19 301 524	10 917 489	482 243	7 901 792		23 086	132 882	8 057 759
Société d'Électricité Régionale des CANTONS DE LASSIGNY & LIMITOPHES	18 447	3 109 033	946 166	0	2 162 867		6 166	16 587	2 185 620
Régie Municipale d'Électricité LARUNS	84	35 820	6 409	0	29 411		0	0	29 411
SIVOM d'Énergie du Pays Toy	176	20 929	8 943	0	11 987		1 350	0	13 337
Régie Électrique CAPVERN LES BAINS	24	9 407	1 564	0	7 843		200	0	8 043
Energies Services LANNEMEZAN	624	360 873	29 999	0	330 875		4 646	0	335 521
Régie Électrique LA CABANASSE	15	7 800	849	0	6 951		0	0	6 951
Régie Électrique Municipale PRATS DE MOLLO LA PRESTE	1 376	141 085	52 726	0	88 359		354	1 295	90 008
Régie Électrique Municipale SAINT-LAURENT DE CERDANS	12	7 950	727	0	7 223		440	0	7 663
Régie Intercommunale d'Électricité NIEDERBRONN REICHSHOFFEN	622	315 943	27 935	0	288 007		706	9 773	298 486
GAZ DE BARR	255	93 142	12 281	0	80 861	254 101	6 594	5 433	346 989
UME	5 451	1 433 512	243 074	8 321	1 182 116		2 938	16 359	1 201 413
Régie Municipale d'Électricité de la ville de SARRE UNION	15 769	2 028 467	958 045	0	1 070 422		595	9 924	1 080 941
ES ENERGIES STRASBOURG	321 932	73 396 983	19 470 465	753 968	53 172 550	2 271 819	171 649	417 928	56 033 946
VIALIS	24 921	5 104 446	1 101 369	33 283	3 969 793		16 595	34 580	4 020 968
Coopérative de droit suisse ELEKTRA BIRSECK	24 657	4 569 966	1 058 383	43 268	3 468 315		1 591	30 374	3 500 280
SAEML HUNELEC Service de Distribution Public HUNELEC	167	100 163	7 472	0	92 691		261	5 769	98 721
SICAE EST	71 873	9 974 421	4 169 080	152 158	5 653 183		5 400	74 090	5 732 673
Régie Municipale d'Électricité LA CHAMBRE	157	30 548	7 823	0	22 725		0	0	22 725
SOREA	30 012	2 994 064	1 787 496	32 150	1 174 418		0	34 350	1 208 769
Régie Électrique TIGNES	10 183	827 300	392 087	106 746	328 467		1 421	10 000	339 888
Régie Électrique Communale BOZEL	4 343	392 954	194 800	0	198 154		0	0	198 154
Régie Électrique Communale AUSSOIS	18	5 691	875	0	4 816		0	0	4 816
Régie Électrique AVRIEUX	6	3 758	371	0	3 387		225	0	3 612
Régie Électrique VILLARODIN BOURGET	19	9 396	994	0	8 402		0	0	8 402

Nom opérateur	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat total				
	MWh	€	€	€	€	€	€	€	
Régie Electrique SAINTE-FOY TARENTOISE	24	14 636	1 355	0	13 281		0	0	13 281
Régie Electrique Municipale VILLAROGIER	5	2 002	284	0	1 719		0	0	1 719
Régie Electrique MONTVALEZAN	35	13 905	1 960	0	11 945		56	200	12 201
Syndicat d'Electricité SYNERGIE MAURIENNE	13 754	1 277 334	560 515	9 985	706 834		450	13 947	721 231
ARC ENERGIES MAURIENNE	1 221	194 045	52 361	0	141 683		0	0	141 683
Syndicat des Energies Electriques de TARENTOISE	1 689	298 343	80 733	0	217 610		0	0	217 610
Régie Gaz Electricité de la Ville BONNEVILLE	5 880	535 615	281 903	0	253 712		3 150	7 800	264 662
Régie du Syndicat Intercommunal d'Energies VALLEE DE THONES	469	234 125	23 425	0	210 699		5 603	4 047	220 349
Régie Municipale Electrique LES HOUCHES	12 541	902 257	604 578	0	297 678		1 350	2 680	301 708
Régie Municipale d'Electricité SALLANCHES	5 411	810 998	260 992	0	550 006		4 050	13 760	567 816
ENERGIE ET SERVICES DE SEYSSEL (SAEML)	5 594	1 998 278	288 822	0	1 709 456		13 500	23 250	1 746 206
S.A.I.C. PERS LOISINGES	99	44 234	3 799	0	40 435		0	0	40 435
Régie d'Electricité d'Elbeuf	168	79 248	7 320	0	71 928		11 217	4 432	87 577
Régie Communale de Distribution d'Electricité MITRY MORY	60	29 994	2 463	0	27 531		5 373	120	33 024
S.I.C.A.E. E.L.Y. : REGION EURE & LOIR YVELINES	1 265	467 923	63 893	0	404 029		3 715	12 780	420 524
SEOLIS	877 738	101 036 787	37 504 216	657 347	62 875 224		125 626	798 473	63 799 323
S.I.C.A.E. de la SOMME et du CAMBRAISIS	379 602	34 666 117	21 866 170	370 956	12 428 991		7 200	293 537	12 729 728
GAZELEC DE PERONNE	39 949	3 456 950	1 729 683	49 925	1 677 341		1 675	12 600	1 691 616
Régie Communale d'Electricité MONTDIDIER	11 135	1 128 322	568 996	0	559 326		1 350	3 326	564 002
Régie Municipale d'Electricité SAINT-PAUL CAP DE JOUX	5	2 200	252	0	1 948		0	545	2 493
SICAE du CARMAUSIN	15 466	4 468 784	706 767	6 657	3 755 360		1 970	42 485	3 799 815
Régie Municipale d'Electricité et de Gaz Energie Services Ocotans CARMAUX ENEO	1 598	451 304	69 356	0	381 949		43 728	21 450	447 127
EPIC ENERGIES SERVICES LAVAUR - Pays de Cocagne	24 356	3 551 807	1 173 458	0	2 378 350		6 560	29 982	2 414 892
Régie d'Electricité du Département de la Vienne SOREGIES	773 764	108 416 952	33 021 070	379 431	75 016 452		133 140	384 000	75 533 592
Régie Municipale Electrique SAINT-LÉONARD DE NOBLAT	515	45 257	24 857	0	20 400		72	0	20 472
Régie Municipale d'Electricité LA BRESSE	8 351	1 028 064	386 408	21 634	620 022		46	16 775	636 843
S.I.C.A.E. CANTONS DE LA FERTE-ALAIS & LIMITROPHES	776	229 114	41 162	0	187 952		2 239	5 178	195 369
Coopérative d'Electricité VILLIERS SUR MARNE	66	30 908	3 380	0	27 528		9 000	0	36 528
S.I.C.A.E. VALLEE DU SAUSSERON	90	43 371	4 586	0	38 786		2 946	1 773	43 504
TOTAL Flex	296 555	28 392 046	17 305 472	863 091	10 223 483		0	589 126	10 812 609
BUDGET TELECOM - MINT ENERGIE	0	0	0	0	0		4 132	0	4 132
BULB France	0	0	0	0	0	4 256 650	1 103 753	11 406	5 371 809
Electricité de France							560 541		560 541
ENERCOOP	25 786	3 068 244	1 487 907	50 112	1 530 225	811 568	0	90 854	2 432 647
ENERGEM	0	0	0	0	0		1 020	0	1 020
CALEO							2 500		2 500
ENDESA ENERGIA SA						9 243 215		42 760	9 285 975
SAVE						91 324 821		553 358	91 878 180
ALSEN						2 640 489		11 195	2 651 684
Gaz de Bordeaux						10 272 775	7 007	23 000	10 302 782
SOCIETE EUROPEENNE DE GESTION DE L'ENERGIE						17 197 666		95 944	17 293 609
Gaz de Paris						17 797 831		50 462	17 848 293
VATTENFALL ENERGIES							30 000		30 000
PICOTY						2 910 049		9 744	2 919 793
DYNEFF							13 411		13 411
GEG Source d'Energies						1 439 339		11 677	1 451 016
SOLVAY ENERGY SERVICES (ex RHODIA ENERGY)						5 953 650		19 808	5 973 458
SOCIETE VALMY DEFENSE 17 SVD 17						17 022 889		136 670	17 159 559
ENGIE	0	0	0	0	0	168 545 225	4 794 000	739 702	174 078 927
GEDIA ENERGIES & SERVICES	0	0	0	0	0		573	0	573
IBERDROLA ENERGIE France	0	0	0	0	0		26 323	0	26 323
Joul	354	77 436	15 955	0	61 481		27 973	4 950	94 405
QUI ENERGY	0	0	0	0	0		28 000	0	28 000
PLUM ENERGIE						903 856		0	903 856
PROVIRIDIS SAS						5 861 991		83 994	5 945 985
REDEO ENERGIES SAS						23 390 685		165 730	23 556 415
SELFEE	1 485	392 812	62 415	0	330 397		0	9 750	340 147
Terreal						1 157 817		4 000	1 161 817
Union des producteurs locaux d'electricité	15 521	1 475 645	942 417	19 784	513 444		0	28 390	541 833
<b>Total</b>	<b>3 973 711</b>	<b>521 382 293</b>	<b>200 125 262</b>	<b>4 889 957</b>	<b>316 392 037</b>	<b>383 256 435</b>	<b>7 477 795</b>	<b>5 939 310</b>	<b>713 065 577</b>