

## ANNEXE 3

### Charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2021 (CC'21)

Cette annexe présente les charges de service public de l'énergie constatées au titre de l'année 2021 pour les différents opérateurs concernés. Les charges de service public de l'énergie sont présentées dans l'ordre des actions du programme budgétaire correspondant, précédées d'une synthèse présentant un récapitulatif de l'ensemble des charges.

En application de l'article 89 de la loi de finances pour 2020<sup>1</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.

Cette annexe ne porte pas sur les charges liées aux gels des tarifs réglementés de vente. Les charges de service public de l'énergie au titre de 2021 associées sont détaillées au sein de l'annexe 8 de la présente délibération.

Les charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2021 ont été établies à partir de la comptabilité appropriée fournie par opérateurs supportant des charges au 31 mars 2021 et contrôlée par leur commissaire aux comptes ou leur comptable public, en application des dispositions des articles L. 121-9 et L. 121-37 du code de l'énergie.

La CRE a opéré des contrôles automatiques et des contrôles par échantillonnage des charges déclarées.

#### Opérateurs ayant déclaré des charges constatées au titre de 2021

Différents types d'opérateurs peuvent être amenés à supporter des charges de service public de l'énergie :

- S'agissant du soutien aux énergies renouvelables électriques, à la cogénération gaz naturel et aux autres moyens thermiques en métropole continentale (section A) : EDF Obligation d'achat, les entreprises locales de distribution (ELD) et les organismes agréés. Ils peuvent être compensés des frais de gestion associés (section F).
- Les fournisseurs de gaz ou les ELD pour le soutien à l'injection de biométhane (section B). Ils peuvent également être compensés des frais de gestion associés (section F).
- Les charges de service public de l'énergie dans les ZNI (section C) sont supportées par Electricité de Mayotte (EDM) à Mayotte, par Électricité et Eau de Wallis-et-Futuna (EEWF)<sup>2</sup> à Wallis-et-Futuna et dans les autres territoires par la direction Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) du groupe Électricité de France (EDF), qui sera désignée dans la suite du document par l'acronyme EDF sauf s'il est besoin de la distinguer d'autres entités du groupe EDF.
- RTE supporte des charges liées au soutien à l'effacement (section D).
- EDF, les ELD ainsi que les autres fournisseurs d'électricité et de gaz peuvent supporter des charges liées aux dispositifs sociaux (section E).

<sup>1</sup> LOI n° 2019-1479 du 28 décembre 2019 de finances pour 2020

<sup>2</sup> Société concessionnaire de la distribution publique d'électricité dans les îles Wallis et Futuna, filiale du groupe ENGIE.

**Avertissement**

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.

## SYNTHESE

Le montant total des charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2021 s'élève à **6 121,6 M€**. Le détail de la répartition des charges par action budgétaire et par type d'opérateur est fourni dans le Tableau 1.

La comparaison de ce montant avec les charges constatées au titre de l'année 2020, ainsi qu'avec la mise à jour de la prévision des charges au titre de 2021 (effectuée en juillet 2021) sont fournies dans le Tableau 2.

Tableau 1 : Charges de service public de l'énergie constatées au titre de 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>2 847,8</b>					<b>0,0</b>	<b>110,3</b>	<b>-3,7</b>	<b>2 954,4</b>
Eolien terrestre	224,1					0,0	-21,9	-2,2	200,1
Eolien en mer	0,0					0,0	0,0	0,0	0,0
Photovoltaïque	2 163,6					0,0	113,7	-1,6	2 275,7
Bio-énergies	483,5					0,0	19,9	0,0	503,4
Autres énergies	-23,4					0,0	-1,5	0,1	-24,8
<b>Injection biométhane</b>	<b>0,0</b>					<b>0,0</b>	<b>6,2</b>	<b>215,7</b>	<b>221,9</b>
<b>Soutien en ZNI<sup>(1)</sup></b>	<b>2 073,4</b>	<b>112,6</b>	<b>6,0</b>	<b>0,0</b>					<b>2 192,0</b>
Transition énergétique	556,4	9,7	0,0	0,0					566,2
Mécanismes de solidarité	1 516,9	102,9	5,9	0,0					1 625,8
<b>Cogénération et autres moyens thermiques</b>	<b>633,9</b>					<b>0,0</b>	<b>16,6</b>	<b>3,4</b>	<b>654,0</b>
<b>Effacement</b>					<b>13,1</b>				<b>13,1</b>
<b>Dispositifs sociaux<sup>(2)</sup></b>	<b>20,2</b>	<b>0,02</b>					<b>0,8</b>	<b>7,9</b>	<b>29,0</b>
Compensation FSL	18,7	0,02					0,7	4,7	24,1
Afficheur déporté	0,0						0,0	0,0	0,0
Autres	1,5	0,0					0,1	3,2	4,8
<b>Frais divers</b>	<b>51,6</b>					<b>0,0</b>	<b>3,5</b>	<b>2,1</b>	<b>57,2</b>
Frais de gestion	51,6					0,0	3,5	2,1	57,2
	<b>5 626,9</b>	<b>112,7</b>	<b>6,0</b>	<b>0,0</b>	<b>13,1</b>	<b>0,0</b>	<b>137,4</b>	<b>225,5</b>	<b>6 121,6</b>

(1) Hors charges liées aux dispositifs sociaux en ZNI

(2) Dont charges liées aux dispositifs sociaux en ZNI

Tableau 2 : Comparaison des charges de service public prévisionnelles et constatées au titre de 2021 et constatées au titre de 2020

en M€	Charges constatées au titre de 2021	Charges constatées au titre de 2020 <sup>(1)</sup>	Evolution 2021-2020		Charges prévues mises à jour au titre de 2021	Evolution 2021-2021 reprév	
			en M€	en %		en M€	en %
<b>Soutien ENR électrique en métropole</b>	<b>2 954,4</b>	<b>5 806,7</b>	<b>-2 852,3</b>	<b>-49%</b>	<b>4 800,2</b>	<b>-1 845,8</b>	<b>-38%</b>
Eolien terrestre	200,1	1 949,2	-1 749,1	-90%	1 327,4	-1 127,3	-85%
Eolien en mer	0,0	0,0	0,0	0%	0,0	0,0	0%
Photovoltaïque	2 275,7	2 905,4	-629,7	-22%	2 706,2	-430,5	-16%
Bio-énergies	503,4	640,7	-137,3	-21%	593,0	-89,6	-15%
Autres énergies	-24,8	311,4	-336,1	-108%	173,7	-198,5	-114%
<b>Injection biométhane</b>	<b>221,9</b>	<b>200,8</b>	<b>21,1</b>	<b>10%</b>	<b>383,3</b>	<b>-161,3</b>	<b>-42%</b>
<b>Soutien en ZNI</b>	<b>2 192,0</b>	<b>2 008,8</b>	<b>183,2</b>	<b>9%</b>	<b>2 042,3</b>	<b>149,7</b>	<b>7%</b>
Transition énergétique	566,2	514,8	51,4	10%	598,5	-32,3	-5%
Mécanismes de solidarité	1 625,8	1 494,0	131,8	9%	1 443,8	182,0	13%
<b>Cogénération et autres moyens thermiques</b>	<b>654,0</b>	<b>642,9</b>	<b>11,1</b>	<b>2%</b>	<b>669,0</b>	<b>-15,0</b>	<b>-2%</b>
<b>Effacement</b>	<b>13,1</b>	<b>3,0</b>	<b>10,1</b>	<b>338%</b>	<b>17,2</b>	<b>-4,0</b>	<b>-23%</b>
<b>Dispositifs sociaux</b>	<b>29,0</b>	<b>27,6</b>	<b>1,3</b>	<b>5%</b>	<b>28,2</b>	<b>0,8</b>	<b>3%</b>
Compensation FSL	24,1	23,3	0,8	4%	23,8	0,3	1%
Afficheur déporté	0,0	0,0	0,0	0%	0,2	-0,2	-100%
Autres	4,8	4,3	0,5	12%	4,2	0,7	16%
<b>Frais divers</b>	<b>57,2</b>	<b>54,9</b>	<b>2,3</b>	<b>4%</b>	<b>57,9</b>	<b>-0,7</b>	<b>-1%</b>
Frais de gestion	57,2	54,9	2,3	4%	57,9	-0,7	-1%
	<b>6 121,6</b>	<b>8 744,8</b>	<b>-2 623,2</b>	<b>-30%</b>	<b>7 997,9</b>	<b>-1 876,3</b>	<b>-23%</b>

<sup>(1)</sup> Montant intégrant les reliquats présentés à l'annexe 4 de la présente délibération.

## Évolution par rapport aux charges prévisionnelles mises à jour au titre de 2021

Les charges constatées au titre de 2021 sont inférieures de 1 876,3 M€ par rapport à la mise à jour de la prévision effectuée au titre de cette même année effectuée en juillet 2021.

Les principales explications de cet écart sont les suivantes :

- (baisse) Cette baisse majeure est principalement portée par la baisse de 1 845,8 M€ (- 38 %) des charges liées aux énergies renouvelables électriques en métropole. Elle s'explique essentiellement par la forte hausse des prix de gros de l'électricité au cours du second semestre 2021, non anticipée lors de l'établissement en juillet 2021 de la mise à jour des prévisions au titre de 2021. Ainsi, pour l'obligation d'achat, le coût évité unitaire moyen passe de 55,4 €/MWh à 85,1 €/MWh, soit + 30 €/MWh en moyenne.
- (baisse) Les charges liées à la cogénération en métropole baissent dans une moindre mesure, de - 15,0 M€ (- 2 %). En effet, l'effet baissier mentionné pour les énergies renouvelables est compensé en grande partie par l'augmentation en parallèle du coût d'achat pour la filière cogénération (+ 35 % de coût d'achat unitaire) en raison de l'augmentation des prix de gros du gaz et du CO<sub>2</sub>.
- (baisse) S'agissant de l'obligation d'achat du biométhane injecté, la baisse de 161,3 M€ est principalement due à la hausse des prix de gros du gaz (+ 27 €/MWh en moyenne). Cet effet est renforcé par le retard dans la mise en service d'installations entraînant une baisse du volume acheté (- 461,7 GWh).
- (baisse) La baisse des charges liées à la transition énergétique dans les ZNI (- 32,3 M€) est due à plusieurs facteurs, certains haussiers, d'autres baissiers :
  - (baisse) Les surcoûts d'achat ENR d'EDF SEI et d'EDM via des contrats d'obligation d'achat sont en baisse par rapport à la mise à jour de la prévision (respectivement de - 38,4 M€ et - 1,6 M€). Cette baisse est principalement due à une prévision trop optimiste du niveau de production d'origine photovoltaïque et éolienne dans un contexte de crise sanitaire ;
  - (hausse) La hausse des dépenses d'EDF en ZNI pour les actions de MDE (+ 25,3 M€) compense en partie cette baisse. Elle s'explique par le succès des cadres de compensation en 2021 dans les différents territoires (en Guyane et à La Réunion) conduisant à des volumes de primes MDE octroyées plus importants qu'initialement prévus par EDF SEI au regard du prolongement anticipé en 2021 de la crise sanitaire, ainsi que par l'augmentation des charges hors personnel d'EDF SEI.
- (hausse) La hausse conséquente des charges liées à la sous-action Mécanismes de solidarité dans les ZNI (+ 182,0 M€) s'explique par la hausse des cours des combustibles (fioul et charbon) et des matières premières, à la fin de l'année 2021 dans un contexte de reprise mondiale de l'activité économique, qui a entraîné celle des surcoûts d'achat d'électricité d'origine fossile par EDF (+ 208,4 M€). Cette augmentation est en partie compensée par la baisse des coûts de production en raison d'abattements fiscaux non prévus initialement par les fournisseurs historiques ainsi qu'un volume de travaux moins important que dans les prévisions initiales.

\*

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

Les charges constatées au titre de 2021 sont inférieures de 2 623,2 M€ au montant des charges constatées au titre de 2020.

Les principales explications de cet écart sont les suivantes :

- (baisse) Cette baisse majeure est principalement portée par la baisse de 2 852,3 M€ (- 49 %) des charges liées aux énergies renouvelables électriques en métropole. Elle s'explique essentiellement par des niveaux de prix de gros de l'électricité très supérieurs en 2021 à ceux observés en 2020, dans un contexte de crise des prix de gros de l'énergie depuis le second semestre 2021 qui fait suite à un épisode de prix de marché faibles lors de la crise sanitaire. Ainsi, pour l'obligation d'achat, le coût évité unitaire moyen passe de 36,0 €/MWh à 85,1 €/MWh, soit + 49 €/MWh en moyenne.
- (hausse) Les charges liées à la cogénération en métropole connaissent une faible augmentation, de + 11,1 M€ (+ 2 %), liée à la forte augmentation du coût d'achat pour cette filière (+ 62 % de coût d'achat unitaire), en raison de l'augmentation des prix de gros du gaz et du CO<sub>2</sub> entre 2020 et 2021. Cette hausse est modérée en grande partie par l'augmentation, en parallèle, de la valorisation de l'énergie produite, au même titre que ce qui est observé pour les énergies renouvelables.
- (hausse) Le fort développement de la filière du biométhane injecté (doublement du volume acheté) entraîne une hausse des coûts d'achat (+ 218,5 M€, soit une augmentation de l'ordre de 97 %). Cet effet est toutefois très atténué par la hausse des prix de marché, d'environ 41 €/MWh en moyenne sur l'année. Il en résulte une hausse du soutien de 21,1 M€.

- (hausse) La hausse des charges liées à la transition énergétique dans les ZNI (+ 51,4 M€) est due à plusieurs facteurs :
  - (hausse) Les surcoûts d'achat d'électricité renouvelable par EDF SEI sont en hausse par rapport à 2020 (+ 75,7 M€) ce qui s'explique par le doublement de la production de la filière biomasse en Guyane consécutive à la mise en service d'une nouvelle installation en 2021 (+ 94,8 M€) ;
  - (baisse) La baisse des dépenses de production renouvelable d'EDF en ZNI (- 37,2 M€) est la conséquence d'une hausse des recettes tarifaires en 2021 (+ 13 M€) ainsi que d'une baisse des coûts de production (- 27,3 M€) presque intégralement supportée par la baisse de la fiscalité permise par le gouvernement dans le cadre du plan de relance en vigueur.
- (hausse) La baisse des charges liées à la sous-action Mécanismes de solidarité dans les ZNI (+ 131,8 M€) est due à plusieurs facteurs :
  - (hausse) La hausse conséquente des surcoûts d'achat non renouvelable d'EDF SEI (+ 164,3 M€) s'explique principalement par la hausse des cours mondiaux des combustibles (fioul, charbon) en fin d'année 2021.
  - (baisse) La baisse des surcoûts de production à partir d'énergies non renouvelables des fournisseurs historiques (- 24,7 M€) recouvre une baisse des surcoûts supportés par EDF (- 35,2 M€) en raison d'une baisse des coûts d'achat de combustible liée au dénouement favorable du mécanisme de couverture de risque à terme, en partie compensée par la hausse des coûts d'acquisition des quotas de CO<sub>2</sub>, tandis que les surcoûts d'EDM sont en hausse (+ 11,1 M€), à cause de celle des coûts d'acquisition des quotas de CO<sub>2</sub>.

# SOMMAIRE

<b>A. SOUTIEN AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES, À LA COGÉNÉRATION GAZ NATUREL ET AUX AUTRES MOYENS THERMIQUES EN MÉTROPOLÉ CONTINENTALE .....</b>	<b>7</b>
A.1 Soutien à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et de cogénération et d'autres moyens thermiques au périmètre d'EDF en métropole continentale .....	7
A.2 Surcoûts d'achat pour les entreprises locales de distribution au titre de 2021 .....	17
A.3 Surcoûts d'achat supportés par les organismes agréés au titre de 2021 .....	21
A.4 Bilan .....	22
<b>B. SOUTIEN À L'INJECTION DE BIOMÉTHANE .....</b>	<b>23</b>
B.1 Coût d'achat constaté au titre de 2021 .....	23
B.2 Coût évité constaté au titre de 2021 .....	24
B.3 Surcoût d'achat .....	24
B.4 Valorisation des garanties d'origine .....	24
B.5 Charges constatées au titre de 2021 .....	24
<b>C. SOUTIEN EN ZNI .....</b>	<b>26</b>
C.1 Surcoûts de production supportés par les opérateurs historiques dans les zones non interconnectées .....	26
C.2 Surcoûts liés aux contrats d'achat d'électricité dans les zones non interconnectées .....	33
C.3 Surcoûts liés aux contrats de stockage dans les zones non interconnectées .....	37
C.4 Charges liées aux actions de MDE dans les zones non interconnectées .....	38
C.5 Coûts liés aux études mentionnées dans les PPE .....	39
C.6 Synthèse des charges en ZNI au titre de 2021 .....	40
<b>D. SOUTIEN AUX EFFACEMENTS .....</b>	<b>41</b>
D.1 Contexte juridique .....	41
D.2 Montant des charges constatées au titre de 2021 .....	41
<b>E. DISPOSITIFS SOCIAUX .....</b>	<b>42</b>
E.1 Charges liées aux dispositifs sociaux – électricité .....	42
E.2 Charges liées aux dispositifs sociaux – gaz .....	44
E.3 Bilan des charges liées aux dispositifs sociaux .....	45
<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 MÉTROPOLÉ CONTINENTALE (ELECTRICITE ET GAZ) .....</b>	<b>46</b>
<b>G. DETAILS DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC CONSTATEES AU TITRE DE 2021 PAR LES OPERATEURS AUTRES QU'EDF, EDM, EEWf, RTE .....</b>	<b>48</b>

## A. SOUTIEN AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES, À LA COGÉNÉRATION GAZ NATUREL ET AUX 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 garanties de capacité acquises dans ce cadre est déduite des charges de service public et le montant des éventuelles pénalités est ajouté aux charges de service public constatées pour l'acquéreur.

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

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

L'évolution des quantités d'énergie soutenues et des montants versés aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables et de cogénération est présentée quel que soit leur mode de soutien (obligation d'achat ou complément de rémunération). Le développement, depuis plusieurs années, 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. Les quantités soutenues par les deux modes de soutien sont exposées aux sections dédiées, dans lesquelles les charges de service public de l'énergie sont calculées.

La quantité constatée d'énergie soutenue en 2021 s'élève à 64,4 TWh : elle baisse par rapport à 2020 (- 3,6 TWh, soit - 5 %). En revanche, la puissance des installations soutenues augmente par rapport à 2020 (+ 3,5 GW, soit + 11 %), pour s'établir à 35,9 GW fin 2021.

**Tableau 3 : Puissance et énergie des installations soutenues en 2021 par EDF en métropole (obligation d'achat et complément de rémunération cumulés)**

		Total	Cogénération	CCG	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	PV	Autres
Energie soutenue (TWh)	2020	68,0	7,0	0,0	6,1	36,2	1,6	2,6	2,6	11,5	0,3
	2021	64,4	6,9	0,0	5,8	31,6	1,6	2,8	3,0	12,4	0,3
Puissance soutenue (GW)	2020	32,4	2,7	0,0	1,9	15,6	0,2	0,5	0,7	10,5	0,2
	2021	35,9	2,7	0,4	1,9	16,3	0,2	0,5	0,7	12,9	0,2

La puissance du **parc éolien terrestre** soutenu atteint 16,3 GW, en hausse de 0,7 GW (+ 5 %) par rapport à 2020. L'énergie produite par la filière éolienne s'établit ainsi à 31,6 TWh. La production est en recul de 4,6 TWh, soit - 13 % par rapport à l'année 2020 (cette dernière année bénéficiait de conditions météorologiques particulièrement favorables à l'éolien, notamment au premier trimestre, qui ne se sont pas reproduites). Cette filière explique la baisse de l'énergie soutenue. Elle représente toujours en 2021 la moitié de l'énergie soutenue.

Aucune **installation éolienne en mer** soutenue n'a été mise en service en 2021.

La puissance du **parc photovoltaïque** augmente de 2,4 GW, soit + 23 %, entre 2020 et 2021 pour s'élever à 12,9 GW. Cette forte évolution n'est pas encore observée s'agissant de l'énergie produite, qui augmente de 8 % pour s'établir à 12,4 TWh. Le parc photovoltaïque représente ainsi 19 % de l'énergie soutenue et 36 % du parc installé.

La filière **cogénération au gaz naturel** connaît une légère baisse, de 1 % de l'énergie soutenue, pour atteindre 6,9 TWh en 2021, tandis que sa puissance reste stable à 2,7 GW.

La mise en service de la **centrale à CCG** à Landivisiau d'une puissance de 422 MW a eu lieu fin 2021. Une prime fixe annuelle en €/MW est versée au producteur.

La puissance installée du **parc hydraulique** de 1,9 GW n'évolue pas entre 2020 et 2021. En revanche, sa production baisse de 4 % en 2021 par rapport à 2020 pour s'établir à 5,8 TWh.

L'énergie produite par la **filière biomasse bois-énergie** augmente notablement pour s'élever à 3,0 TWh, soit + 14 % entre 2020 et 2021, tandis que sa puissance reste stable à 0,7 GW. L'année 2020 avait en effet vu augmenter fortement la puissance de cette filière, de + 21 %.

La **filière biogaz** soutenue atteint 485 MW (+ 5 %) et 2,8 TWh (+ 8 %) en 2021. Il est à noter que cette augmentation se tient en parallèle de la forte dynamique de la filière biométhane injecté (cf. chapitre B), les installations de méthanisation ou de stockage de déchets non dangereux pouvant techniquement soit brûler le biogaz pour produire de l'électricité soit le purifier pour l'injecter dans les réseaux de gaz naturel.

La filière **incinération d'ordures ménagères** poursuit sa baisse en 2021, en puissance (- 3 % par rapport à 2020 pour s'établir à 227 MW) et en énergie (- 2 % par rapport à 2020 avec une production de 1,6 TWh). En effet, d'anciens contrats d'achat arrivent à échéance tandis qu'il n'y a plus de mécanisme de soutien pour porter de nouvelles installations.

Les autres filières (**gaz de mines, petites installations, diesels dispatchables et achat de surplus aux ELD**) représentent une part négligeable de l'énergie et de la puissance totales soutenues.

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

Les surcoûts d'achat en 2021 sont engendrés par les contrats d'achat suivants :

- les contrats relevant de l'obligation d'achat (article L. 314-1 du code l'énergie) ;
- les contrats d'achat conclus à l'issue d'appels d'offres (1° de l'article L. 311-12 du code précité) ;
- les contrats conclus ou négociés avant le 11 février 2000 (article L. 121-27 du code précité).

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, le coût évité par l'acquisition de cette électricité (coût évité « énergie ») et le coût évité par l'acquisition des garanties de capacité (coût évité « capacité »).

#### A.1.2.1 Quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE

Pour affiner son appréciation sur le droit à compensation des contrats déclarés, la CRE a vérifié, comme les années précédentes, la cohérence des données physiques (puissance contractuelle et productibles mensuels déclarés) et des prix d'achat pratiqués (prime fixe, rémunération proportionnelle et rémunération complémentaire en application des arrêtés tarifaires en vigueur et des conditions prévues par les cahiers des charges des appels d'offres) sur l'ensemble des contrats déclarés.

La CRE ne prend pas en compte le coût d'achat exposé si le contrat d'achat correspondant n'est pas signé ou si une incertitude demeure sur la conformité de ce coût avec le contrat signé. Le nombre de contrats traités est toujours en très forte croissance (de 4 500 en 2007 à 374 000 en 2018, 396 000 en 2019, 419 000 en 2020 et 446 000 en 2021). Ce nombre ne permet pas de procéder à une vérification individuelle des coûts des contrats.

Sur la base des résultats des contrôles qu'elle a effectués, la CRE a demandé à EDF des compléments sur 86 contrats qui ont permis d'expliquer les écarts observés par la CRE et de répondre à ses interrogations. Des corrections ont été apportées pour 3 d'entre eux.

La mise en place de commentaires normés par EDF dans les bases de contrats transmises à la CRE, fournissant des explications sur les écarts présentés par un certain nombre de contrats, permet d'optimiser cette tâche de contrôle.

Les quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE en métropole continentale pour 2021 sont détaillés dans le Tableau 4.



**Tableau 4 : Quantités d'électricité et coûts d'achat retenus par la CRE pour 2021**

	Cogénération gaz	Cogénération gaz dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres <sup>*</sup>	TOTAL
Janvier (GWh)	209,3	1 247,7	0,0	648,2	2 862,4	142,5	228,3	219,8	625,4	24,1	6 207,8
Février (GWh)	180,3	1 111,2	0,0	677,3	3 048,0	127,9	209,2	210,0	601,9	22,6	6 188,3
Mars (GWh)	192,8	1 142,9	0,0	605,5	2 626,8	147,5	237,5	216,1	896,7	24,8	6 090,7
Avril (GWh)	0,0	13,9	0,0	470,3	2 071,6	100,7	228,6	227,1	969,0	25,0	4 106,2
Mai (GWh)	0,0	2,5	0,0	677,9	2 793,3	124,2	235,4	233,2	1 059,4	35,4	5 161,3
Juin (GWh)	0,0	4,1	0,0	532,5	923,5	125,0	227,2	211,8	1 142,2	15,8	3 182,1
Juillet (GWh)	0,0	9,0	0,0	480,0	1 573,7	158,4	238,2	269,9	1 230,6	27,2	3 987,1
Août (GWh)	0,0	7,9	0,0	322,2	1 520,4	139,1	237,6	240,0	1 187,6	25,9	3 680,7
Septembre (GWh)	0,0	7,0	0,0	227,8	1 117,1	138,1	229,3	223,1	1 087,9	16,7	3 047,0
Octobre (GWh)	0,0	47,6	0,0	241,2	2 324,2	112,5	241,4	238,8	977,3	27,1	4 210,0
Novembre (GWh)	156,2	1 063,5	0,0	319,3	1 775,0	131,3	230,7	227,9	748,6	18,7	4 671,3
Décembre (GWh)	161,8	1 293,7	0,0	558,3	2 783,0	125,3	235,7	237,8	664,8	25,4	6 085,8
<b>Quantités (GWh)</b>	<b>900,5</b>	<b>5 950,8</b>	<b>0,0</b>	<b>5 760,5</b>	<b>25 419,1</b>	<b>1 572,4</b>	<b>2 779,0</b>	<b>2 755,6</b>	<b>11 191,5</b>	<b>288,8</b>	<b>56 618,2</b>
Quantités retenues en 2020**	1 441,3	5 536,4	0,0	6 048,7	31 075,1	1 602,7	2 583,1	2 391,3	10 866,9	310,1	61 855,6
Quantités retenues en 2019**	1 743,0	5 330,7	0,0	5 494,4	29 388,5	1 691,5	2 325,4	2 588,3	10 565,4	250,3	59 377,5
<b>Coût d'achat (M€)</b>	<b>181,5</b>	<b>1 357,6</b>	<b>0,0</b>	<b>483,2</b>	<b>2 303,3</b>	<b>93,5</b>	<b>474,9</b>	<b>408,0</b>	<b>3 038,9</b>	<b>26,3</b>	<b>8 367,3</b>
Coût d'achat retenu en 2020**	177,3	788,3	0,0	493,9	2 807,6	95,5	433,3	355,0	3 046,0	28,3	8 225,1
Coût d'achat retenu en 2019**	243,4	841,7	0,2	449,5	2 634,0	101,2	377,2	372,9	3 016,4	22,5	8 059,2
<b>Coût d'achat unitaire (€/MWh)</b>	<b>201,6</b>	<b>228,1</b>	<b>-</b>	<b>83,9</b>	<b>90,6</b>	<b>59,5</b>	<b>170,9</b>	<b>148,1</b>	<b>271,5</b>	<b>91,1</b>	<b>147,8</b>
Coût d'achat retenu en 2020**	123,0	142,4	-	81,7	90,3	59,6	167,7	148,4	280,3	91,2	133,0
Coût d'achat retenu en 2019**	139,7	157,9	-	81,8	89,6	59,8	162,2	144,1	285,5	90,1	135,7

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

\*\* Les quantités et les coûts d'achats total et unitaire 2019 et 2020 tiennent compte des reliquats retenus dans l'annexe 4

Le volume d'énergie acheté sous obligation d'achat baisse de 5,2 TWh en 2021 par rapport à 2020, soit - 8,5 %, pour atteindre **56,6 TWh**. En revanche, le coût d'achat progresse de 1,7 % et s'établit à **8 367,3 M€**.

La baisse globale du volume d'énergie acheté s'explique principalement par la forte baisse du volume acheté pour la filière éolienne (- 5,7 TWh, soit - 18 %) en raison de (1) l'arrivée à échéance d'anciens contrats d'obligation d'achat alors que le développement de la filière s'effectue maintenant exclusivement par le biais de contrats de complément de rémunération et (2) des conditions météorologiques particulièrement favorables à l'éolien en 2020 (+ 3 TWh sur le premier semestre 2020 par rapport à la normale), qui ne se sont pas reproduites en 2021.

Par ailleurs, on observe une production plus élevée des cogénérations dispatchables (+ 0,4 TWh), au détriment du reste des cogénérations (- 0,5 TWh). L'envolée des prix de marché fin 2021 a amené EDF à procéder à de nombreux appels des installations de cogénération dispatchables durant les mois de novembre et décembre 2021.

Le volume d'énergie acheté progresse pour les filières photovoltaïque (+ 0,3 TWh), biomasse (+ 0,4 TWh) et biogaz (+ 0,2 TWh) mais diminue pour la filière hydraulique (- 0,3 TWh).

Malgré la baisse du volume d'énergie acheté, le coût d'achat global progresse : ceci s'explique par une forte hausse du coût d'achat unitaire, de + 11,1 % pour s'établir à 147,8 €/MWh. Cette hausse est surtout causée par la très forte augmentation du coût d'achat unitaire de la cogénération (de 138 €/MWh en 2020 à 225 €/MWh en 2021 soit + 62 %) en raison de l'augmentation des prix de gros du gaz et des prix du CO<sub>2</sub> au cours du second semestre de l'année 2021.

Toutefois, en parallèle, la baisse du coût d'achat moyen du photovoltaïque est notable (- 3,1 %) en raison de la mise en service de nouvelles installations moins chères que le coût d'achat moyen de 2020, ainsi que des premiers effets de la révision des contrats photovoltaïque dont la mise en œuvre a débuté fin 2021.

#### A.1.2.2 Autres coûts et recettes

##### Cautions pour les projets d'installations sous le régime de l'arrêté tarifaire dit « S17 »

L'article 4 de l'arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale prévoit que « pour être considérée comme complète, [la demande de contrat d'achat] doit comporter [...] 5° Pour les installations de puissance crête strictement supérieure à 9 kWc et inférieure ou égale à 36 kWc, un montant de 360 € adressé à l'acheteur obligé. Pour les installations de puissance crête strictement supérieure à 36 kWc et inférieure ou égale à 100 kWc, un montant de 1000 € adressé à l'acheteur obligé. L'intégralité de ce montant sera restituée au producteur lors du premier paiement de la part de l'acheteur obligé. L'intégralité du montant sera également restituée à un producteur en faisant la demande si le projet est abandonné alors que la proposition de raccordement excède 0.4 €/Wc. Les sommes ainsi perçues viendront minorer les charges de services publics compensées à l'acheteur obligé.

Cette disposition ne s'applique qu'aux demandes de raccordement déposées à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018. Une solution de paiement dématérialisée sera mise en place par l'acheteur obligé et intégrée au service de dépôt des demandes de raccordement du gestionnaire de réseau afin d'être opérationnelle au 1<sup>er</sup> janvier 2018. ».

EDF a perçu, en 2021, 7 574 cautions et en a remboursé 4 510. Le montant venant en déduction des charges de service public d'EDF au titre de 2021 s'élève à 2,2 M€.

### Recettes liées à la résiliation de contrats

Il n'y a pas eu de recettes liées à la résiliation de contrats au titre de l'année 2021.

\*\*\*

Finalement, le montant des recettes autres vient diminuer les charges de service public d'EDF au titre de 2021 d'un montant de **2,2 M€**.

#### A.1.2.3 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* ».

#### Cas général

La méthodologie d'évaluation du coût évité par EDF en métropole est détaillée dans les délibérations de la CRE du 25 juin 2009<sup>3</sup>, du 16 décembre 2014<sup>4</sup>, du 25 mai 2016<sup>5</sup>, du 14 décembre 2016<sup>6</sup>, du 22 juin 2017<sup>7</sup>, du 16 mai 2019<sup>8</sup> et du 28 novembre 2019<sup>9</sup>. Une distinction est faite entre le coût évité par la production quasi-certaine et celui évité par la production dite aléatoire :

- Le coût évité par la production quasi-certaine en 2021 est calculé en fonction des prix de marché à terme et des recettes des ventes réalisées par EDF OA dans le cadre des appels d'offres qu'elle organise. La production quasi-certaine est composée d'une part d'un ruban de base, produit et acheté toute l'année, et d'autre part de trois blocs supplémentaires, correspondant aux surplus de production hivernaux du premier trimestre et des mois de novembre et décembre.
- Dans le cadre de la mise en place d'un périmètre d'équilibre dédié à la production sous obligation d'achat, effectif depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2015, le coût évité par la production aléatoire est calculé par référence à un prix de court terme visant à refléter la valorisation de l'électricité sous obligation d'achat, en application des principes définis par la délibération du 16 décembre 2014. Ce prix de court terme est calculé par pas demi-horaire comme la moyenne pondérée des prix spot, de l'indice de prix moyen pondéré horaire pour les échanges infrajournaliers et du prix de règlement des écarts facturé ou acquitté par RTE au gestionnaire du périmètre d'équilibre dédié à l'obligation d'achat par les volumes correspondants.

Des méthodologies d'évaluation particulières sont prévues pour la filière photovoltaïque, les filières dispatchables et les contrats dont la rémunération est horosaisonnalisée. Le coût évité de celles-ci est présenté dans les paragraphes suivants.

#### Erreur opérationnelle ayant conduit à des surventes entre le 6 et le 9 février 2021

Une erreur opérationnelle dans la gestion par EDF OA du périmètre d'équilibre regroupant la production des installations sous obligation d'achat a conduit à la survente de 2,5 GW sur le marché *spot* pour les journées du 6, 7, 8, 9 février. Cette survente a conduit EDF OA à être pénalisée au titre du règlement des écarts entre le 6 février et le 8 février 18h et à connaître une perte liée au rachat sur le marché infrajournalier du volume d'énergie survendu les 8 et 9 février. Cet événement représente un impact financier de 4,9 M€.

Un premier incident dans la gestion du périmètre d'équilibre a eu lieu en janvier 2018, dont l'impact financier était de 2,8 M€. EDF OA avait alors été pénalisée pour cette erreur via la déduction du montant des pertes indues de ses charges constatées au titre de 2018. La CRE avait fixé un coefficient  $\eta$  pour moduler le prix court terme sous-jacent au calcul du coût évité de la part aléatoire, comme la délibération du 16 décembre 2014 l'a rendu possible. Dans l'annexe 3 de sa délibération du 11 juillet 2019<sup>10</sup>, la CRE avait également partagé les principes qu'elle retiendrait à l'avenir pour la gestion de cas similaires : ne pas limiter la compensation au titre des CSPE si le gestionnaire du périmètre d'équilibre a eu le comportement d'un responsable d'équilibre efficace mais laisser la possibilité de le faire en cas de négligence manifeste, d'erreur grave ou de faute intentionnelle.

<sup>3</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 25 juin 2009 relative à l'évolution des principes de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale.

<sup>4</sup> 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.

<sup>5</sup> Délibération de la CRE 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 CRE du 14 décembre 2016 portant communication relative à la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat et à la valorisation des garanties de capacité attachées à la production sous obligation d'achat.

<sup>7</sup> Délibération de la CRE 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 garanties de capacité attachées à la production sous obligation d'achat.

<sup>8</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>9</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>10</sup> Délibération de la CRE du 11 juillet 2019 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2020

La CRE observe qu'EDF OA a un comportement de gestionnaire efficace, avec des écarts réduits ces dernières années sur le périmètre d'équilibre et une proactivité dans l'amélioration continue de la prévision de production. L'erreur opérationnelle est ainsi liée à la mise en œuvre d'une amélioration de la prévision réalisée. De plus, si elles ont été renforcées par le retour d'expérience tiré de cet incident, les séquences de contrôle prévues ont été correctement réalisées et n'ont pas permis de mettre au jour la source de l'erreur. La CRE considère donc qu'il n'est pas légitime, dans le cas de cette erreur opérationnelle, de limiter la compensation au titre des charges de service public de l'énergie d'EDF. Elle continuera à analyser avec attention la qualité de gestion du périmètre d'équilibre dédié à l'obligation d'achat.

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

La puissance quasi-certaine retenue pour l'année 2021, établie dans la délibération de la CRE du 10 décembre 2020<sup>11</sup>, est indiquée dans le Tableau 5.

**Tableau 5 : 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

Les références de coût évité retenues pour chaque bloc de puissance quasi-certaine sont indiquées dans le Tableau 6. Elles correspondent aux résultats des ventes organisées par EDF OA :

- pour le produit « ruban de base », au cours des années 2019 et 2020 ;
- pour le produit « Q1 », au cours de l'année 2020 ;
- et pour les produits « M11 » et « M12 », au cours du deuxième semestre 2021.

**Tableau 6 : Prix retenus pour la valorisation de la puissance quasi-certaine pour 2021, en €/MWh**

Ruban	1 <sup>er</sup> trimestre (Q1)	Novembre (M11)	Décembre (M12)
46,45	52,92	193,28	248,37

Ainsi, le coût évité par la production quasi-certaine, correspondant à 19,4 TWh, est de **1 392,7 M€**.

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

Dans le cas général, le coût évité est calculé par référence à la moyenne mensuelle de la référence de prix court terme. Pour la filière éolienne, le coût évité est calculé à partir d'un prix moyen pondéré par les volumes aléatoires produits, afin de tenir compte des effets de corrélation entre ces volumes et les prix de marché.

Le coût évité par la production aléatoire relevant du cas général (hors contrats photovoltaïques, contrats à différenciation horosaisonnaire et cogénérations fonctionnant en mode « dispatchable ») s'élève à **1 620,6 M€**. Ce montant est détaillé dans le Tableau 7.

<sup>11</sup> Délibération de la CRE du 10 décembre 2020 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 7 : Prix de marché mensuels et coût évité à EDF par les contrats d'achat en 2021 (hors contrats photovoltaïques, contrats horosaisonnalisés, contrats « appel modulable » et cogénérations « dispatchables »)**

Mois	Prix mensuel	Quantité hors éolien	Prix pondéré éolien	Quantité éolien	Coût évité
	(€/MWh)	(GWh)	(€/MWh)	(GWh)	(M€)
Janvier	58,6166	408	53,4167	1 097	82,5
Février	44,8451	437	48,4467	1 454	90,0
Mars	49,6075	424	33,0988	864	49,7
Avril	61,7661	541	54,3066	1 486	114,2
Mai	54,1970	723	45,8688	2 189	139,6
Juin	71,9511	591	71,4349	338	66,7
Juillet	77,5194	628	68,6965	969	115,2
Août	75,2726	470	59,2516	916	89,6
Septembre	133,0064	366	127,4917	532	116,5
Octobre	170,4419	369	136,3089	1 719	297,2
Novembre	211,6929	166	221,1560	306	102,9
Décembre	272,5144	404	211,0673	1 167	356,4
<b>Total 2021</b>	<b>94,19</b>	<b>5 528</b>	<b>84,37</b>	<b>13 037</b>	<b>1 620,6</b>

Le coût évité « énergie » obtenu pour EDF s'élève pour l'année 2021 à **3 013,3 M€** (1 392,7 M€ pour la part quasi-certaine et 1 620,6 M€ pour la part aléatoire), et ce hors contrats photovoltaïques, contrats à différenciation horosaisonnaire et cogénérations fonctionnant en mode « dispatchables ». Si le volume d'énergie valorisé reste stable par rapport à 2020 (- 0,1 TWh), le coût évité associé est en forte hausse (+ 2 593,5 M€, soit + 117 %) en raison de la hausse majeure du prix moyen pondéré de valorisation de l'énergie aléatoire (de 29,69 €/MWh à 94,19 €/MWh). En effet, les prix de marché de gros ont connu des niveaux plus faibles en 2020 du fait de la crise sanitaire tandis qu'ils ont considérablement augmenté au cours du second semestre 2021. Le prix moyen pondéré de valorisation de l'énergie quasi-certaine augmente de façon moins marquée (de 50,90 €/MWh à 71,67 €/MWh) : il baisse pour les produits vendus en amont de l'année 2021 (Ruban de base et Q1) mais augmente fortement pour les produits M11 et M12.

#### **Coût évité par la production photovoltaïque**

La méthode de calcul du coût évité constaté par la production photovoltaïque, décidée sur la base des recommandations du rapport Charpin-Trink issu de la concertation postérieure au moratoire de 2011, vise à prendre en compte les caractéristiques spécifiques de la production photovoltaïque. Le coût évité par cette production est calculé par référence à un prix moyen mensuel, basé sur les prix de référence horaires retenus pondérés par les coefficients de production horosaisonniers de la production solaire issus du profil PRD3 ajusté à la météorologie (profil utilisé par les gestionnaires de réseaux).

Le calcul du coût évité par la production photovoltaïque distingue les contrats d'achat selon leur rythme de facturation (mensuel, semestriel ou annuel). Pour ces trois types de contrats, un prix de référence est calculé pour chaque mois, égal à la moyenne pondérée des prix profilés sur la période couverte par la facture (un, six ou douze mois glissants).

Le coût évité par la production photovoltaïque en 2021 s'élève ainsi à **866,2 M€**. Ce montant est détaillé dans le Tableau 8.

**Tableau 8 : Prix de référence et coût évité à EDF par les contrats d'achat photovoltaïques en 2021**

Mois	Facturation mensuelle		Facturation semestrielle		Facturation annuelle		Coûts évités
	Prix de référence (€/MWh)	Quantité (GWh)	Prix de référence (€/MWh)	Quantité (GWh)	Prix de référence (€/MWh)	Quantité (GWh)	
Janvier	64,12	226	41,21	257	28,97	143	29,2
Février	45,10	299	44,97	172	29,30	131	25,0
Mars	44,62	589	45,84	163	30,05	145	38,1
Avril	54,97	684	47,20	168	33,72	117	49,5
Mai	46,89	713	50,59	228	37,61	118	49,4
Juin	67,77	729	50,89	292	42,74	121	69,4
Juillet	74,99	729	56,30	369	48,06	132	81,8
Août	71,87	729	57,51	353	52,04	105	78,2
Septembre	129,96	556	65,21	404	58,13	128	106,0
Octobre	176,18	496	80,40	349	67,62	132	124,4
Novembre	213,09	260	94,36	358	75,85	130	99,1
Décembre	308,37	223	115,77	323	82,75	119	115,9
<b>Total 2021</b>	<b>90,74</b>	<b>6233</b>	<b>66,00</b>	<b>3435</b>	<b>48,51</b>	<b>1523</b>	<b>866,2</b>

**Coût évité par les installations hydrauliques horosaisonnalisées**

Certaines installations hydrauliques bénéficient de contrats d'achat à différenciation horosaisonnaire : la rémunération du producteur par EDF dépend du moment où il produit son électricité. Les périodes horosaisonnaires où le tarif est élevé correspondent sensiblement aux heures où le prix de marché est haut. Il existe donc dans le cas de ces contrats une corrélation temporelle entre le volume acheté par EDF et le prix de marché.

Le coût évité doit être calculé par poste horosaisonnier. À cette fin, le calcul est fondé sur les valeurs horaires des prix de court terme, qui sont moyennées au pas mensuel selon les différentes périodes horosaisonnaires. Le coût évité correspondant pour l'année 2021 est égal à **149,2 M€**.

**Coût évité par les installations de cogénération fonctionnant en mode « dispatchable » ou fonctionnant en dehors des périodes d'appel**

À l'instar des contrats de type « appel modulable », le basculement en mode « dispatchable » d'une installation de cogénération traduit la mise à disposition de capacité de puissance au bénéfice du système électrique à la suite d'appels par EDF. L'énergie produite participe au passage de périodes de pointe. Le calcul du coût évité par ces installations nécessite donc de distinguer les achats effectués avant et après passage en mode dispatchable.

Par ailleurs, l'arrêté du 11 octobre 2013 a modifié les conditions d'achat des installations de cogénération, en introduisant notamment une rémunération de l'électricité produite hors période d'appel au prix de règlement des écarts positifs sur le mécanisme d'ajustement moyen sur la journée de production. Le coût évité de ces installations est dès lors calculé au pas journalier et présenté dans cette section.

Les achats effectués auprès des installations de cogénération ayant fonctionné pendant au moins un mois de l'année en mode « dispatchable » ou ayant produit en dehors des périodes d'appel s'élèvent à 5 951 GWh, pour un montant d'achat retenu de 1 357,6 M€.

Le calcul du coût évité correspondant diffère selon le mode de fonctionnement des installations pendant les différents mois de l'année. En effet, les producteurs peuvent choisir le mode « dispatchable » ou non.

En mode « dispatchable » :

- Les installations peuvent être appelées par EDF, pour fonctionner pendant 24h à partir du jour suivant à 7h. Le calcul du coût évité par les achats correspondants ne peut s'effectuer à partir du mécanisme d'ajustement, dans la mesure où les contraintes d'appel afférentes aux installations de cogénération (préavis, montée en charge, durée minimale d'appel) ne permettent pas à EDF d'utiliser ces dernières sur ce mécanisme. Le coût évité est donc calculé, pour chacune de ces installations, à partir du prix court terme moyen sur les périodes d'appel correspondantes. Il est ainsi évalué à 104,3 M€.
- Les installations peuvent aussi émettre des préavis pour des productions intervenant en dehors des périodes d'appel. Le coût évité associé est également calculé à partir du prix court terme moyen, sur les périodes des différents préavis. Il est ainsi évalué à 17,7 M€.

Le coût évité par les achats effectués aux installations de cogénération en dehors des périodes pour lesquelles ces unités fonctionnent en mode « dispatchable » s'établit sur les mêmes bases que celles applicables aux contrats standards pour la part aléatoire de la production. Ce coût évité est ainsi évalué à 667,5 M€.

Au total, le coût évité à EDF en 2021 par les installations de cogénération ayant fait l'objet d'un basculement ou d'une reconduction en mode « dispatchable » est de **789,5 M€**.

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

En métropole continentale, le coût évité comprend en outre une part « capacité ». Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2017 (démarrage de la première année de livraison du mécanisme de capacité), la valeur des garanties de capacité liées à ces installations s'ajoute au coût évité par l'acquisition de l'énergie. L'article L. 335-5 du code de l'énergie dispose que les gestionnaires de contrats d'obligation d'achat en métropole continentale sont subrogés aux producteurs pour la délivrance des garanties de capacité et la responsabilité des éventuels écarts. Les gestionnaires de contrats d'obligation d'achat ont notamment l'obligation de faire certifier les installations dont ils ont la gestion pour chaque année de livraison.

Dans ses délibérations du 14 décembre 2016 et du 22 juin 2017, la CRE a défini les principes de prise en compte des revenus liés aux garanties de capacité.

En 2021, les enchères suivantes ont été organisées par EPEX Spot, permettant de valoriser des garanties de capacité relatives aux années de livraison (« AL ») 2018, 2020, 2021 et 2022 :

Résultat des enchères (€/MW)	AL 2018	AL 2020	AL 2021	AL 2022
11/03/2021	4 999,7			28 300,4
22/04/2021				28 152,8
24/06/2021			39 095,2	28 816,4
23/09/2021		5 000,0		29 899,5
28/10/2021				31 500,8
09/12/2021				23 899,9

Le coût évité lié aux garanties de capacité au titre de l'année 2021 porte ainsi sur la valorisation qui aurait pu être faite, à l'occasion de ces enchères, des garanties de capacité obtenues par EDF OA pour les années de livraison 2018, 2020, 2021 et 2022 :

Volume de certificats à valoriser (MW)	AL 2018	AL 2020	AL 2021	AL 2022
Gré à gré		- 620,5		
11/03/2021	12,7			449,6
22/04/2021				446,0
24/06/2021			104,6	450,1
23/09/2021		19,0		454,9
28/10/2021				451,9
09/12/2021				480,0

S'agissant de l'année de livraison 2018, en complément de la vente des garanties de capacité restantes, le règlement financier relatif aux écarts en capacité et aux rééquilibrages est intervenu en 2021. Les montants correspondants, respectivement de 6,3 M€ et 1,4 M€, viennent en déduction du coût évité « capacité ». Les écarts constatés représentent 561,7 MW, et sont du même ordre de grandeur que ceux observés pour l'année de livraison 2017 (685,2 MW) lors de l'évaluation des charges constatées au titre de 2020. Pour ces deux années de livraison, les écarts ont porté principalement sur les filières cogénération et hydraulique.

Fin 2020, une campagne de rééquilibrage liée à des ajustements méthodologiques a été menée par EDF sur les différentes années de livraison pour prendre en compte le retour d'expérience tiré de la notification par RTE des niveaux de capacité effectifs pour l'année de livraison 2017, première année de livraison du mécanisme de capacité.

Pour l'année de livraison 2020, elle a été à l'origine de rééquilibrages à la baisse importants. Ainsi, fin 2020, EDF a été acheteur à l'enchère du 15/10/2020 pour un volume de 21,6 MW. En revanche, à l'enchère du 10/12/2020, EDF n'a pas pu acheter le volume qui lui était demandé par RTE pour rééquilibrer son périmètre. Le volume correspondant (620,5 MW) a donc été acheté en gré à gré, à un prix inférieur au prix de règlement des écarts en capacité. Cette transaction correspondant à une gestion efficace du périmètre de certification des installations sous obligation d'achat, la CRE intègre le coût de ce rééquilibrage de 10,4 M€ à la compensation d'EDF au titre des charges de service public de l'énergie. En outre, un volume supplémentaire de 19,0 MW a pu être valorisé ultérieurement au cours de l'enchère du 23/09/2021 (enchère de rééquilibrage portant sur l'année de livraison 2020).



S'agissant de l'année de livraison 2021, pour laquelle les ventes de garanties de capacité ont eu lieu en 2020, ce rééquilibrage à la baisse a été anticipé : un volume moindre a été vendu lors de l'enchère du 10/12/2020. Un rééquilibrage à la hausse de 104,6 MW est ensuite intervenu au cours de l'année 2021.

Le volume pris en compte pour l'année de livraison 2022 prend en compte les « contraintes d'offres »<sup>12</sup> auxquelles est soumise EDF OA car le volume de garanties de capacité dont il dispose dans son périmètre de certification est supérieur à 3 GW par année de livraison. Les règles du mécanisme de capacité imposent dans ce cas d'offrir à la vente un volume minimal de garanties de capacité chaque année en amont de l'année de livraison concernée. Une partie du volume pour l'année de livraison 2022 a ainsi déjà été valorisé lors des enchères précédentes, 3 104,3 MW au cours de l'année 2020, et n'a donc pas été pris en compte ici.

Le coût évité total « capacité » retenu pour EDF au titre de l'année 2021 est de **63,7 M€**. Il est réparti de la manière suivante entre les filières de production :

	Coût évité par les garanties de capacité (M€)
Cogénération	18,5
Hydraulique	8,4
Eolien	25,1
Incinération	1,5
Biogaz	2,1
Biomasse	4,0
Photovoltaïque	4,0
Autre	0,1
<b>Total</b>	<b>63,7</b>

#### 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 continentale est de **4 881,9 M€** (1 620,6 + 3 013,3 + 866,2 + 149,2 + 789,5 + 63,7).

#### 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 **3 483,2 M€** en métropole continentale (8 367,3 M€ de coût d'achat – 2,2 M€ de coûts et recettes autres (cautions pour les contrats S17) - 4 881,9 M€ de coût évité).

### A.1.3 Complément de rémunération

#### A.1.3.1 Principe du complément de rémunération

Le dispositif de complément de rémunération est défini 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 est versée au producteur – ou reversée par ce dernier dans le cas où le montant de la prime est négatif. Elle correspond à 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 dans le cadre d'une procédure de mise en concurrence.

La prime est versée ou perçue 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 peut être déduite la valorisation des garanties de capacité, et à laquelle peut être ajoutée une prime de gestion, selon les formules prévues par les différents dispositifs de soutien :

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

<sup>12</sup> Cf. section 7.12.3.3 des règles du mécanisme de capacité en vigueur définies par RTE.

La prime à l'énergie peut être qualifiée de prime variable, dans la mesure où son montant s'ajuste pour correspondre à la différence entre un niveau de tarif de référence  $T_e$  (défini par arrêté tarifaire ou demandé par le producteur dans le cadre d'un appel d'offres) 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.

Les dispositions de la loi ont été précisées dans un décret définissant les installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat et du complément de rémunération<sup>13</sup> et dans un décret définissant les modalités d'application du complément de rémunération<sup>14</sup>.

Si le complément de rémunération est versé mensuellement, une régularisation de son montant intervient annuellement à l'issue d'une année calendaire, notamment pour prendre en compte le terme capacitaire ou d'autres composantes comme la prime pour non-production aux heures de prix négatifs prévue dans certains contrats.

#### A.1.3.2 Complément de rémunération négatif et plafonnement

Par construction, la prime à l'énergie devient négative lorsque le niveau du tarif de référence  $T_e$  est inférieur au revenu marché de référence  $M_0$ . Or, du fait de la crise des prix de l'énergie, le prix de référence  $M_0$ <sup>15</sup>, qui n'avait pas dépassé 68 €/MWh avant juin 2021, a considérablement augmenté à la fin de l'année 2021, atteignant 134 €/MWh en septembre, 173 €/MWh en octobre, 217 €/MWh en novembre et 275 €/MWh en décembre. Le tarif de référence moyen des contrats de complément de rémunération s'établissant en 2021 à environ 81 €/MWh, toutes filières confondues, la grande majorité des primes de complément de rémunération sont négatives depuis septembre 2021.

Dès lors, les contrats de complément de rémunération prévoient que les producteurs émettent des avoirs à destination d'EDF pour les montants concernés, puis procèdent au règlement de ces avoirs dans un certain délai.

Le passage d'un contexte de primes de complément de rémunération positives à des primes négatives a impliqué une montée en charge de la part d'EDF pour le traitement opérationnel des avoirs et une communication renforcée avec les producteurs soutenus.

#### Plafonnement des avoirs

Toutefois, un plafonnement des montants de primes reversés par les producteurs à EDF lorsque celles-ci excèdent les montants totaux perçus depuis l'entrée en vigueur du contrat est prévu dans la plupart des contrats signés de complément de rémunération. Dans le cas général, il n'y aura pas de report des montants plafonnés avec un remboursement si les prix de marché de gros repassent en dessous du tarif de référence. Ce plafonnement était prescrit par l'article R. 314-49 du code de l'énergie pour les arrêtés tarifaires et a été supprimé pour les nouveaux contrats par le décret n°2021-1691 du 17 décembre 2021. Il était également prévu dans les cahiers des charges des premières périodes des appels d'offres dits « CRE4 » mais a été supprimé progressivement.

A ce titre, sur l'ensemble de l'année 2021, les sommes plafonnées s'élèvent au total à - **132,1 M€**. Ces montants n'apparaissent donc pas dans les charges reversées à EDF puis à l'État et sont conservés par les producteurs. Les enjeux financiers relatifs aux montants plafonnés prévisionnels sont bien plus élevés en 2022 et 2023 : leur détail est donné dans les annexes 1 et 2.

#### Prise en compte des avoirs non encaissés

En application des règles relatives à la comptabilité appropriée délibérées par la CRE le 25 février 2021, EDF a transmis la liste des avoirs, relatifs à des productions en 2021, qui ont été émis mais non réglés par les producteurs. Ces avoirs s'élèvent au total à - **14,6 M€**, pour une production de **199,6 GWh**. Ils concernent surtout la filière éolienne, et, dans une moindre mesure, les filières solaire, biomasse et hydraulique. La CRE ne les a pas pris en compte à ce stade dans le calcul des charges d'EDF. Ainsi, seuls les montants effectivement recouverts par EDF sont intégrés au calcul de ses charges constatées au titre de 2021.

#### A.1.3.3 Montant des charges constatées au titre de 2021

Sur la base des résultats des contrôles qu'elle a effectués, la CRE a demandé à EDF des compléments sur 47 contrats, en particulier sur l'indexation pratiquée et sur l'application du plafonnement susmentionné. Ces contrôles ont permis de détecter des anomalies et de les corriger.

Les charges constatées au titre de l'année 2021 pour EDF concernent 680 installations (420 installations en 2020) et sont détaillées dans le Tableau 9.

<sup>13</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>14</sup> Décret n°2016-682 du 27 mai 2016 relatif à l'obligation d'achat et au complément de rémunération prévus aux articles L. 314-1 et L. 314-18 du code de l'énergie et complétant les dispositions du même code relatives aux appels d'offres et à la compensation des charges de service public de l'électricité.

<sup>15</sup> Les valeurs de  $M_0$  exposées sont celles du  $M_0$  non pondéré. Une pondération par filière de production est opérée.



**Tableau 9 : Charges liées au complément de rémunération supportées par EDF au titre de 2021**

	Cogénération	CCG	Hydraulique	Eolien	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Total
<b>Puissance installée (MW)</b>	14	422	21	3 807	4	73	2451	<b>6 792</b>
<i>Rappel 2020</i>	10	0	12	2 650	4	67	883	<b>3 626</b>
<b>Energie produite (GWh)</b>	45,2	0,0	57,7	6 169,4	27,7	223,4	1 208,8	<b>7 732,3</b>
<i>Rappel 2020</i>	20,6	0,0	48,9	5 172,3	27,8	220,8	707,0	<b>6 197,4</b>
<b>Charges (M€)</b>	2,4	6,6	1,6	-33,3	3,6	9,8	-5,6	<b>-14,8</b>
<b>Tarif de référence équivalent moyen (€/MWh)</b>	163	-	110	80	236	111	79	<b>81</b>

La dynamique d'augmentation du volume des installations sous complément de rémunération se confirme avec une augmentation de 87 % de la puissance installée, qui passe de 3,6 GW en 2020 à 6,8 GW en 2021, soit un quasi doublement. L'énergie produite augmente dans une moindre mesure, de + 25 %, pour s'établir à 7,7 TWh : ceci peut s'expliquer par le fait que, étant donné le rythme de facturation inhérent aux contrats de complément de rémunération, les charges constatées ne prennent pas encore en compte l'intégralité de la production de l'année 2021.

### Intégration des régularisations

Les modalités de rémunération des installations sous le régime du complément de rémunération induisent structurellement la prise en compte de factures de régularisation notables, emportant des modifications de l'énergie produite, du prix de marché de référence  $M_0$  et d'un terme relatif à la valorisation des capacités par l'installation. Pour prendre en compte ces termes au stade des charges constatées, la CRE inclut donc le montant des régularisations pour 2020. Il est exposé dans le Tableau 10.

**Tableau 10 : Charges liées à la régularisation des contrats de complément de rémunération supportées par EDF au titre de 2021**

	Cogénération	Hydraulique	Eolien	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Total
<b>Régularisation énergie produite (GWh)</b>	12,0	1,2	379,8	0,0	0,8	80,1	<b>474,0</b>
<b>Charges (M€)</b>	0,5	-0,1	10,0	0,0	0,1	2,7	<b>13,3</b>

Les charges liées aux contrats de complément de rémunération gérés par EDF en 2021 s'élèvent ainsi à **- 1,5 M€** (- 14,8 M€ liés à 2021 + 13,3 M€ de régularisations liées à 2020).

Ces charges sont négatives dans la mesure où la valorisation de l'énergie sur les marchés, reflétée par la référence de prix  $M_0$ , est supérieure sur la fin de l'année 2021 au tarif de référence moyen (autour de 81 €/MWh). Elles sont donc très inférieures aux charges constatées en 2020 qui s'élevaient à 321,3 M€. En effet, le prix  $M_0$  moyen<sup>16</sup> est passé de 32,56 €/MWh en 2020 à 109,45 €/MWh en 2021.

## A.2 Surcoûts d'achat pour 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 l'énergie). Le contexte réglementaire associé est similaire à celui décrit dans le chapitre A.1 traitant des surcoûts supportés par EDF OA en métropole continentale.

107 entreprises locales de distribution ont déclaré des charges supportées au titre des contrats d'achat en 2021.

Parmi elles, 4 opérateurs ont déclaré des surplus de production dus à l'obligation d'achat et revendus à EDF. Il s'agit de volumes cédés à EDF au titre de contrats dits « RS41 ».

<sup>16</sup> Les valeurs de  $M_0$  exposées sont celles du  $M_0$  non pondéré. Une pondération par filière de production est opérée.

Pour affiner son appréciation sur le droit à compensation des contrats déclarés, la CRE a vérifié, comme les années précédentes, la cohérence des données physiques (puissance contractuelle et productibles mensuels déclarés) et des prix d'achat pratiqués (prime fixe, rémunérations proportionnelles, rémunération complémentaire eu égard aux arrêtés tarifaires en vigueur) sur l'ensemble des contrats déclarés.

La CRE ne prend pas en compte le coût d'achat exposé si une incertitude demeure sur la conformité du coût exposé avec les conditions de rémunération prévues par les arrêtés tarifaires correspondants ou bien les cahiers des charges des appels d'offres. Le nombre de contrats des entreprises locales de distribution traités est en croissance constante (de 1 554 en 2009 à 18 687 en 2015, 19 674 en 2016, 20 615 en 2017, 21 802 en 2018, 22 862 en 2019, 24 355 en 2020 et 26 256 en 2021). Ce nombre ne permet pas de procéder à une vérification individuelle des coûts des contrats. La CRE a demandé aux opérateurs les factures et les détails de calculs pour les contrats présentant les écarts les plus conséquents entre les montants exposés et les montants normatifs calculés par la CRE.

Les réponses apportées n'ont pas permis de valider sans réserve la totalité de ces contrats et ont nécessité la correction de certains montants exposés. En particulier, une difficulté récurrente réside dans l'identification par les producteurs ou par les acheteurs obligés des bons coefficients d'indexation pour toutes les filières de production.

Les volumes et les coûts d'achat corrigés des surplus retenus au titre de 2021 s'élèvent respectivement à 3,4 TWh et à **467,4 M€**, ce qui représente une diminution du volume de - 7 % et du coût d'achat de - 3 % par rapport aux charges constatées au titre de l'année 2020.

Cette diminution peut s'expliquer en partie par l'échéance de certains contrats d'obligation d'achat, notamment s'agissant de la filière éolienne à terre.

### 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 ;
- aux prix de marché pour le volume restant.

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

Le démarrage de la première année de livraison 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 garanties de capacité liées aux tarifs de cession, celles-ci peuvent décider d'approvisionner leurs clients aux tarifs réglementés de vente exclusivement à partir du tarif de cession. Dans ce cas, une part importante de la production sous obligation d'achat peut permettre d'approvisionner les clients en « offre de marché » ou compte tenu des volumes correspondants, être vendue sur le marché *spot*.

Lorsque les entreprises locales de distribution ont choisi de vendre sur les marchés de gros 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 ont décidé de substituer l'intégralité de l'électricité produite sous obligation d'achat aux tarifs de cession en l'injectant sur le périmètre de vente aux tarifs réglementés de vente, le coût évité énergie correspondant est calculé uniquement en référence aux tarifs de cession.

Enfin, pour les entreprises locales de distribution dont la gestion de l'électricité produite sous obligation d'achat repose 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 a faite de l'énergie produite.

En application de la délibération prise de la CRE le 22 juin 2017<sup>17</sup>, ces prix de marché<sup>18</sup> sont pondérés au pas horaire par la production 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 11.

<sup>17</sup> Délibération de la CRE du 22 juin 2017 portant communication relative à la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat et à la valorisation des certificats de capacité attachés à la production sous obligation d'achat

<sup>18</sup> Moyennes mensuelles des prix *spots*

**Tableau 11 : Prix de marché mensuels et pondérés pour 2021**

Mois	Prix mensuel	Prix pondéré éolien	Prix pondéré photovoltaïque
	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)
Janvier	59,48	56,90	66,38
Février	49,01	48,35	48,51
Mars	50,22	44,70	45,50
Avril	63,10	57,28	56,91
Mai	55,28	48,29	49,45
Juin	73,51	73,38	70,10
Juillet	78,37	72,91	75,99
Août	77,30	67,52	75,00
Septembre	135,31	132,90	131,35
Octobre	172,45	147,52	179,67
Novembre	217,06	216,54	217,13
Décembre	274,67	249,78	309,86

Enfin, pour les installations bénéficiant de contrats d'achat à différenciation horosaisonnaire, le coût évité doit être calculé par poste horosaisonnier. À cette fin, le calcul est fondé sur les valeurs horaires des prix *spot*, qui sont moyennées au pas mensuel selon les différentes périodes horosaisonniers.

En 2021, 72 entreprises locales de distribution ont injecté la totalité de l'énergie issue des contrats d'obligation d'achat dans le périmètre de vente aux tarifs réglementés de vente, et leur coût évité énergie est donc calculé uniquement en référence aux tarifs de cession. Les 35 autres ont choisi de vendre l'intégralité de l'électricité issue de l'obligation d'achat sur les marchés de gros ou ont un mode d'approvisionnement conduisant à tenir compte à la fois des tarifs de cession et des prix de marché *spot*.

Au total le coût évité prévisionnel lié à l'énergie produite est évalué à **335,0 M€** en 2021.

### **A.2.3 Cautions pour les projets d'installations sous le régime de l'arrêté tarifaire « S17 »**

Comme exposé à la section A.1, l'article 4 de l'arrêté du 9 mai 2017<sup>19</sup> prévoit qu'une demande complète de contrat adressée à l'acheteur obligé par un producteur intègre une caution et que « *les sommes ainsi perçues viendront minorer les charges de services publics compensées à l'acheteur obligé* ».

17 entreprises locales de distribution ont déclaré avoir perçu un total de 487 cautions au cours de l'année 2021. Plusieurs entreprises locales de distribution ont indiqué par le passé à la CRE ne pas avoir demandé ces cautions aux producteurs, pour divers motifs dont notamment la difficulté de mise en œuvre.

Le montant des cautions perçues vient diminuer les charges de service public des entreprises locales de distribution au titre de 2021 d'un montant de **0,3 M€**. Le montant des cautions perçues est intégré au coût évité lié à l'énergie produite.

### **A.2.4 Coûts évités liés aux garanties de capacité**

Pour la valorisation des garanties de capacité, la méthodologie rappelée à la section A.1.2.4 est appliquée aux entreprises locales de distribution, avec une différenciation selon le volume total de garanties de capacité dont elles disposent.

Pour les opérateurs disposant d'un volume total de garanties de capacité inférieur à 20 MW, le calcul du coût évité au titre de 2021 prend en compte la valorisation des garanties de capacités relatives à l'année de livraison 2022 et éventuellement de garanties de capacité relatives aux années de livraison précédentes si des rééquilibrages ont été déclarés. Pour l'année de livraison 2022, l'intégralité des volumes donne lieu à une valorisation en 2021.

Pour les opérateurs disposant d'un volume de garanties de capacité de plus de 20 MW, le calcul du coût évité au titre de 2021 prend en compte un mode de valorisation adapté au rythme de l'intégralité des enchères organisées. Ainsi, pour l'année de livraison 2022, 6/10<sup>e</sup> du niveau de capacité certifié donne lieu à une valorisation sur les 6 enchères de l'année 2022 (4/10<sup>e</sup> ayant déjà été valorisé précédemment lors des 4 enchères ayant eu lieu en 2020). Il n'y a pas eu d'enchères en 2021 pour les années de livraison 2023, 2024 et 2025. Par ailleurs, la valorisation des garanties de capacité relatives aux années de livraison 2020 et 2021 est également prise en compte si des rééquilibrages ont été déclarés.

<sup>19</sup> Arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale.

Enfin, en application de la délibération de la CRE du 28 novembre 2019<sup>20</sup>, la valorisation des garanties de capacité issues de la certification des installations sous obligation d'achat, prévue par la délibération du 22 juin 2017<sup>21</sup>, n'est quant à elle plus déduite des charges de service public de l'énergie pour la part de la production sous obligation d'achat venant en substitution d'un approvisionnement au tarif de cession. Ainsi, toutes les entreprises locales de distribution dont le coût évité « énergie » est calculé uniquement en référence aux tarifs de cession n'ont pas eu besoin de fournir les données relatives à la valorisation des garanties de capacité des contrats d'achat. Cela a permis de réduire les difficultés liées à la déclaration de ces données, qui subsistent toutefois encore pour certains opérateurs.

<i>Volume de garanties de capacité pouvant être valorisées (MW)</i>	AL 2020	AL 2021	AL 2022
11/03/2021			34,5
22/04/2021			32,2
24/06/2021		3,6	27,7
23/09/2021	0,6		31,1
28/10/2021			30,5
09/12/2021			32,9

En application de la délibération de la CRE du 22 juin 2017, les volumes de garanties de capacité pour les années de livraison 2020 à 2022 sont valorisés, pour le calcul du coût évité prévisionnel, au prix des enchères qui ont eu lieu pour ces années de livraison, soit :

<i>Résultat des enchères (€/MW)</i>	AL 2020	AL 2021	AL 2022
11/03/2021			28 300,4
22/04/2021			28 152,8
24/06/2021		39 095,2	28 816,4
23/09/2021	5 000,0		29 899,5
28/10/2021			31 500,8
09/12/2021			23 899,9

Le coût évité total « capacité » retenu pour les entreprises locales de distribution au titre de l'année 2021 est de **5,4 M€**.

#### A.2.5 Surcoûts d'achat pour les entreprises locales de distribution en 2021

Les surcoûts retenus au titre de l'obligation d'achat s'élèvent ainsi, en 2021, pour un volume d'achat de 3,4 TWh, à **126,9 M€** (467,4 M€ - 334,7 M€ - 0,3 M€ - 5,4 M€), en diminution de 64 % par rapport à 2020.

Les surcoûts prévisionnels se répartissent comme suit entre les principales filières :

- une production photovoltaïque de 509 GWh pour un surcoût de 113,7 M€ (contre 481 GWh et 146,5 M€ en 2020) ;
- une production éolienne de 1 938 GWh pour un surcoût négatif de - 21,9 M€ (contre 2 201 GWh et 120,1 M€ en 2020) ;
- une production hydraulique de 340 GWh pour un surcoût négatif de - 2,2 M€ (contre 343 GWh et 16,2 M€ en 2020) ;
- une production des cogénérations de 215 GWh pour un surcoût de 16,6 M€ (contre 217 GWh et 15,6 M€ en 2020) ;
- une production des installations fonctionnant à partir du biogaz de 145 GWh pour un surcoût de 10,5 M€ (contre 138 GWh et 19,8 M€ en 2020) ;

<sup>20</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>21</sup> Délibération de la CRE 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

- une production des installations fonctionnant à partir de la biomasse de 218 GWh pour un surcoût de 9,4 M€ (contre 216 GWh et 27,3 M€ en 2020) ;
- une production géothermique de 6 GWh pour un surcoût de 0,7 M€ (contre 4 GWh et 0,8 M€ en 2020).

Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par entreprise locale de distribution sont indiqués dans le Tableau 42.

### A.3 Surcoûts d'achat supportés 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.

5 organismes agréés (Enercoop, Joul, Total FLEX, SELFEE, et Union des Producteurs Locaux d'Electricité) ont déclaré des charges pour la gestion de 271 contrats d'achat pour l'année 2021. Les volumes et les coûts d'achat déclarés s'élèvent respectivement à 361,4 GWh et à **39,8 M€**. En 2020, des charges avaient été déclarées par seulement 4 opérateurs (Enercoop, Joul, Total FLEX et Union des Producteurs Locaux d'Electricité), pour un volume d'achat de 160,3 GWh et un coût d'achat de 16,5 M€. On observe ainsi une augmentation du volume d'achat de 125 % et du coût d'achat de 142 %.

#### 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 *spot*, pondérés pour les filières éolienne et photovoltaïque (cf. section A.2.2).

Au total le coût évité prévisionnel lié à l'énergie produite est évalué à **38,4 M€**.

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

Comme indiqué dans la délibération prise par la CRE le 22 juin 2017<sup>22</sup>, la vente de garanties de capacité de l'organisme agréé à l'acheteur obligé « historique », prévue dans le cadre de la cession du contrat d'obligation d'achat, doit être déclarée. Ce montant s'élève à **0,6 M€** et est pris en compte dans le calcul de la compensation en tant que coût évité lié aux garanties de capacité.

Pour la valorisation des garanties de capacité, la méthodologie rappelée à la section A.2.4 est appliquée aux organismes agréés.

Les organismes agréés ont déclaré à la CRE les volumes de capacités certifiées qui ont pu être valorisés pendant l'année 2021. Au total, 36,7 MW de garanties de capacité ont été pris en compte.

Le coût évité total « capacité » retenu pour les organismes agréés au titre de l'année 2021 est de **1,7 M€**.

#### A.3.4 Surcoûts d'achat pour les organismes agréés au titre de 2021

Le surcoût total lié aux contrats d'achat pour les organismes agréés en 2021 s'élève à **- 0,3 M€** (39,8 - 38,4 - 1,7) en diminution de 102 % par rapport à 2020. Il est négatif dans la mesure où le coût évité est supérieur au coût d'achat. Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par organisme agréé sont indiqués dans le Tableau 42.

<sup>22</sup> Délibération de la CRE 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

#### 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 au titre de 2021 s'élèvent à **3 608,4 M€**.

Ce bilan est présenté dans le Tableau 12. Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par entreprise locale de distribution et par organisme agréé sont indiqués dans le Tableau 42.

**Tableau 12 : Bilan des charges liées aux contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en métropole continentale au titre de 2021 réparties par action budgétaire**

en M€		EDF Obligation d'achat	EDF Complément de rémunération	ELD	Organismes agréés	Total 2021	
Action 1	Eolien terrestre	247,5	-23,3	-21,9	-2,2	200,1	2 954,4
	Eolien en mer	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Solaire	2 166,4	-2,8	113,7	-1,6	2 275,7	
	Bio-énergies	469,9	13,6	19,9	0,0	503,4	
	Autres énergies	-25,0	1,5	-1,5	0,1	-24,8	
Action 4	Cogénération et autres énergies	624,4	9,6	16,6	3,4	654,0	654,0
<b>Total</b>		<b>3 483,2</b>	<b>-1,5</b>	<b>126,9</b>	<b>-0,3</b>	<b>3 608,4</b>	

## B. SOUTIEN À L'INJECTION DE BIOMÉTHANE

L'obligation d'achat de biométhane injecté est prévue par les articles L. 446-4 et L. 446-5 du code de l'énergie. L'arrêté 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>23</sup>. Cet arrêté a limité l'octroi du soutien par guichet ouvert aux installations de capacité maximale de production inférieure à 300 Nm<sup>3</sup>/h. L'arrêté du 23 novembre 2020 a été ensuite abrogé par l'arrêté du 13 décembre 2021<sup>24</sup> qui a limité le soutien par guichet ouvert aux installations de production annuelle inférieure à 25 GWh PCS.

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 font l'objet d'une compensation.

En application de l'article R. 121-27 du code de l'énergie, les charges constatées au titre de 2021 sont égales aux surcoûts d'achat constatés, augmentés des frais de gestion supportés par les fournisseurs, diminués du montant des valorisations financières des garanties d'origines.

19 fournisseurs ont supporté des charges liées à l'achat de biométhane en 2021.

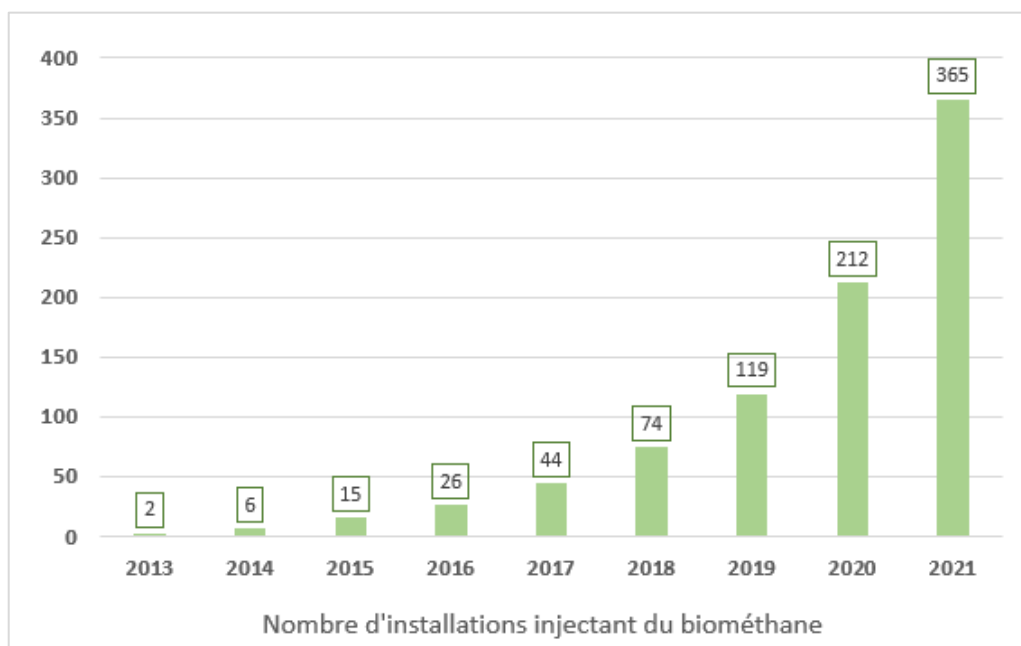
365 installations ont produit du biométhane au cours de l'année 2021, dont 152 installations mises en service en 2021.

### B.1 Coût d'achat constaté au titre de 2021

L'ensemble des installations injectant du biométhane en 2021 sont soutenues via l'arrêté tarifaire du 23 novembre 2011. La production de biométhane en dépassement de la capacité maximale de production en vigueur au contrat d'achat n'ouvre pas droit au tarif d'achat. La quantité de gaz en dépassement et le coût d'achat associé ne sont par conséquent pas comptabilisés dans le calcul des charges de service public.

La CRE a vérifié, comme les années précédentes, la cohérence des données physiques (valeurs mensuelles déclarées de capacité maximale de production et quantités effectivement produites) et des tarifs d'achat pratiqués en application de l'arrêté tarifaire en vigueur sur les contrats déclarés.

Le nombre d'installations injectant du biométhane est en forte croissance. Le détail est indiqué dans le graphique suivant :



Les quantités de biométhane et les coûts d'achat retenus au titre de l'année 2021 sont présentés dans le Tableau 13.

<sup>23</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.

<sup>24</sup> Arrêté du 13 décembre 2021 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel



Tableau 13 : Quantité de biométhane et coûts d'achat retenus au titre de 2021

Janvier (GWh)	275,0
Février (GWh)	255,2
Mars (GWh)	311,5
Avril (GWh)	308,1
Mai (GWh)	331,8
Juin (GWh)	338,3
Juillet (GWh)	371,7
Août (GWh)	385,1
Septembre (GWh)	391,7
Octobre (GWh)	423,4
Novembre (GWh)	436,3
Décembre (GWh)	472,5
Quantité (GWh)	4 300,6
Quantité 2020 (GWh)	2 185,2
Quantité 2019 (GWh)	1 224,1
Coût d'achat (M€)	443,9
Coût d'achat 2020 (M€)	225,4
Coût d'achat 2019 (M€)	126,5
Coût d'achat unitaire (€/MWh)	
Coût d'achat unitaire 2020 (€/MWh)	103,1
Coût d'achat unitaire 2019 (€/MWh)	103,3

## B.2 Coût évité constaté au titre de 2021

Le coût évité constaté est calculé en prenant comme référence de prix la moyenne mensuelle des prix spot constatés sur le marché de gros du gaz naturel. Ils sont présentés dans le Tableau 14.

Tableau 14 : Prix de marché retenus

	Janv.	Févr.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.
Prix (€/MWh)	20,55	17,43	17,34	19,97	24,64	28,34	35,75	43,70	61,49	83,87	79,86	113,78

Le coût évité total constaté au titre de 2021 est de **217,7 M€**.

## B.3 Surcoût d'achat

Le surcoût d'achat de chaque fournisseur est calculé comme la différence entre les coûts d'achat de biométhane et le coût évité lié aux quantités de gaz injecté. Il s'élève au total à **226,1 M€** (443,9 M€ - 217,7 M€).

## B.4 Valorisation des garanties d'origine

Le I de l'article R. 121-31 précise que le montant des charges imputables à l'achat de biométhane injecté est « réduit d'une part, fixée par arrêté du ministre chargé de l'énergie, du montant des valorisations financières des garanties d'origine pour l'acheteur de biogaz faisant l'objet d'un contrat conclu en application des articles L. 446-2 et L. 446-5 avant le 9 novembre 2020 ». Cette part a été fixée à 75 % par arrêté du 23 novembre 2011<sup>25</sup>. Lorsque le biométhane est utilisé en tant que carburant, le fournisseur peut toutefois conserver la totalité de la valorisation financière des garanties d'origine.

Le montant des valorisations financières des garanties d'origine venant en déduction des charges de service public au titre de 2021 s'élève à **4,2 M€**.

## B.5 Charges constatées au titre de 2021

Les charges constatées au titre de 2021 s'élèvent à **221,9 M€** en prenant en compte les éléments détaillés ci-dessus.

<sup>25</sup> Arrêté du 23 novembre 2011 fixant la part du montant des valorisations financières des garanties d'origine (GO) venant en réduction des charges de service public portant sur l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel donnant droit à compensation.



Le détail de l'évaluation des charges constatées par opérateur au titre de 2021 est indiqué dans le Tableau 15. L'évolution de ces charges par rapport aux charges constatées au titre de 2020 est précisée dans le Tableau 16.

Tableau 15 : Charges constatées au titre de 2021

Opérateur	Volume acheté (kWh)	Coût d'achat (€)	Coût évité (€)	Surcoût d'achat (€)	Valorisation des garanties d'origine venant en déduction des charges (€)	Charges constatées au titre de 2021 (€)
ALSEN	24 502 944	2 940 281	1 334 427	1 605 854	54 962	1 550 892
ENDESA ENERGIA	137 154 043	14 226 155	7 489 158	6 736 998	142 883	6 594 115
ENGIE SA	1 794 499 258	187 025 092	92 143 022	94 882 070	1 008 444	93 873 626
ÉS Energies Strasbourg	23 406 848	2 579 637	1 152 142	1 427 495	89 527	1 337 968
GAZ DE BARR	0	0	0	0	0	0
GAZ DE PARIS SAS	220 318 455	21 056 365	10 167 616	10 888 749	1 337	10 887 412
GEG Sources d'Energies	20 123 096	1 904 049	896 561	1 007 488	3 080	1 004 408
PICOTY SAS	34 242 784	3 138 163	1 496 687	1 641 475	9 443	1 632 033
PLUM ENERGIE SAS	0	0	0	0	0	0
PROVIRIDIS	30 387 703	3 122 293	1 405 437	1 716 856	15 836	1 701 020
REDEO ENERGIES	224 204 027	25 745 926	11 250 166	14 495 759	67 846	14 427 914
SAS GAZ DE BORDEAUX	104 772 500	10 691 615	5 758 902	4 932 713	66 557	4 866 157
SAVE	1 018 596 158	106 401 466	52 293 739	54 107 727	814 753	53 292 974
SCIC Enercoop	8 881 420	1 036 707	435 323	601 385	8 886	592 499
SEGE - AIR LIQUIDE	232 794 449	22 478 365	10 874 383	11 603 982	27 911	11 576 071
SOLVAY ENERGY SERVICES	68 685 155	6 954 341	3 784 852	3 169 489	0	3 169 489
SVD 17 - DALKIA	281 972 672	26 883 283	13 804 693	13 078 591	1 312 619	11 765 972
TERREAL SAS	20 710 439	1 546 436	893 590	652 846	0	652 846
Total Direct Energie & Total Energie Gaz	55 377 312	6 133 056	2 553 762	3 579 294	593 176	2 986 117
<b>TOTAL</b>	<b>4 300 629 263</b>	<b>443 863 230</b>	<b>217 734 459</b>	<b>226 128 771</b>	<b>4 217 259</b>	<b>221 911 512</b>

Tableau 16 : Evolution des charges constatées au titre de 2021 par rapport aux charges constatées au titre de 2020

M€	Constaté 2021	Constaté 2020
Surcoûts d'achat constatés	226,1	204,2
Valorisation des GO	4,2	3,8
<b>Charges</b>	<b>221,9</b>	<b>200,5</b>

Le développement important de la filière (doublement du volume acheté) entraîne une hausse des coûts d'achat de biométhane injecté (+ 218,5 M€, soit une augmentation de l'ordre de 97 %). Cet effet est toutefois très atténué par la hausse des prix de marché, d'environ 41 €/MWh en moyenne sur l'année). Il en résulte une hausse du soutien d'environ 21,4 M€.

## 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 en raison de la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité (MDE) par les fournisseurs d'électricité et, le cas échéant, par les collectivités et les opérateurs publics pouvant les mettre en œuvre 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.

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 : Transition énergétique et 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 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* ».

## Coûts de production

Les coûts de production à retenir doivent :

- tenir compte des éventuelles erreurs ou anomalies détectées lors du contrôle, de la qualité de la gestion du parc de production ainsi que des réserves émises par les commissaires aux comptes sur les montants déclarés ;
- n'être liés qu'aux seules particularités du parc de production inhérentes à la nature des ZNI ;
- être retraités de certaines recettes non tarifaires perçues par les opérateurs, évaluées sur la base de leur déclaration.

En outre, une partie des clients bénéficient du tarif préférentiel d'achat d'électricité inférieur au tarif réglementé de vente qui peut être accordé aux clients agents actifs ou inactifs de l'opérateur et aux CCAS<sup>26</sup>. Ce tarif préférentiel correspond à un avantage en nature supporté par l'opérateur historique. En conséquence, la perte de recette afférente est assimilée pour lui à une charge. Ainsi, les coûts de production des opérateurs sont majorés à hauteur de la part de cette perte correspondant à l'octroi du tarif préférentiel au personnel actif et inactif de l'entité production.

## Recettes de production

Les recettes de production issues des tarifs de vente dans les ZNI ne sont pas directement accessibles dans la comptabilité des opérateurs. Elles s'obtiennent en retranchant du chiffre d'affaires issu de la vente d'électricité aux tarifs de vente réglementés, celles liées à l'acheminement et à la gestion de la clientèle, puis en ajoutant les recettes liées à la vente des pertes et des services systèmes (les surcoûts dus à leur fourniture étant supportés par le gestionnaire de réseau).

En outre, les recettes totales déclarées par les opérateurs ne résultent pas de l'application stricte à la quantité d'électricité vendue dans chaque ZNI des tarifs réglementés de vente d'électricité. En effet, les recettes déclarées sont celles effectivement perçues par les opérateurs, dont une partie provient de la fourniture aux clients bénéficiant du tarif préférentiel mentionné *supra*. En conséquence, les recettes déclarées par les opérateurs doivent être majorées du chiffre d'affaires supplémentaire que les entreprises auraient perçu auprès de leurs clients bénéficiant de ce tarif préférentiel si ces derniers étaient assujettis aux tarifs réglementés de vente.

\* \* \*

Les trois sections suivantes détaillent le calcul du surcoût de production sur la base de ces deux éléments – coûts et recettes de production – successivement pour EDF, EDM et EEWf.

### C.1.1 Surcoûts de production supportés par EDF au titre de 2021

#### C.1.1.1 Coûts de production

##### Coûts de production déclarés par EDF

Les coûts de production déclarés par EDF dans les ZNI s'élèvent, pour 2021, à 151,8 M€ pour la production renouvelable et 509,6 M€ pour la production à partir d'énergies fossiles, soit un total de 661,4 M€.

##### Correctifs appliqués aux coûts de production

###### Coûts du projet SACOI 3 en Corse

EDF porte le projet de renouvellement de la station de conversion de la liaison SACOI en Corse. En application de la délibération de la CRE du 21 février 2019<sup>27</sup>, les coûts supportés par EDF et relatifs à la démolition et la reconstruction du poste source et à la démolition du poste de garde de l'ancienne centrale thermique, des bâtiments annexes et l'adaptation du réseau incendie du stockage fioul sont compensés dans la limite de plafonds fixés dans la délibération de la CRE. Ces travaux, débutés en 2018, devraient être effectués d'ici fin 2022. En 2021, EDF a supporté un coût total de 7,3 M€. Les plafonds fixés par la CRE pour ses travaux préliminaires au projet de renouvellement de la station SACOI n'ayant pas encore été atteints, la CRE retient le montant de **7,3 M€** dans les coûts de production d'EDF en ZNI au titre de 2021.

###### Recettes de production non tarifaires à retrancher des coûts de production

Les coûts de production déclarés par EDF doivent être diminués de **5,1 M€** correspondants aux recettes non tarifaires obtenues dans le cadre de son activité de production. Ces recettes concernent par exemple la vente de produits ou bien de prestations (dépotage, mise à disposition de personnel, location immobilière).

###### Coûts exclus liés à la gestion des moyens de production

<sup>26</sup> Caisse Centrale d'Activités Sociales

<sup>27</sup> Délibération de la CRE du 21 février 2019 portant décision sur la compensation des charges engagées par la société EDF (centre EDF en Corse) dans le cadre du projet de renouvellement de la station de conversion de la liaison SACOI

La CRE s'est assurée que les coûts d'exploitation des unités de production déclarés étaient bien liés aux seules particularités du parc de production inhérentes à la nature des ZNI, et non à une éventuelle mauvaise gestion des actifs de production.

L'analyse menée les années précédentes sur la qualité de cette gestion a été reconduite sur l'exercice 2021.

La disponibilité réelle des groupes diesel de la centrale de Pointe des Carrières en Martinique s'établit en moyenne sur l'année 2021 à 77,8 %. L'année 2020 a été marquée par de nombreux fortuits précisés dans la délibération des charges de service public de l'énergie de l'année dernière. Ceux-ci ont été en partie résorbés, mais l'indisponibilité de certains moteurs a perduré en 2021. Le coût à excludure est évalué pour la Martinique en 2021 à **0,2 M€**.

#### Coûts supplémentaires liés à l'application du tarif agent aux effectifs de l'entité production

Les frais de personnel déclarés par EDF doivent être majorés de l'avantage en nature que constitue l'application dans les ZNI du tarif préférentiel aux effectifs de l'entité production d'EDF. Le montant correspondant est évalué, pour 2021 à **4,2 M€**.

#### Coûts et recettes liés aux certificats d'économie d'énergie

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.

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 surcoûts 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. Des règles encadrant la vente et l'achat de CEE par EDF SEI ont été définies par la CRE. L'application de ces règles à l'année 2021 a conduit EDF SEI à vendre des CEE au terme du premier semestre pour un montant de **15,5 M€**. Par conséquent, une recette équivalente est comptabilisée dans les coûts de production d'EDF en ZNI au titre de 2021.

#### **Coûts de production retenus à la compensation**

En considérant les coûts non retenus et les coûts supplémentaires décrits *supra*, la CRE retient un montant de coûts de production supportés par EDF dans les ZNI au titre de 2021 de **652,0 M€** (661,4 M€ + 7,3 M€ - 5,1 M€ - 0,2 M€ + 4,2 M€ - 15,5 M€). Ce montant se répartit en **144,7 M€** de coûts de production renouvelable et **507,2 M€** de coûts de production à partir d'énergies fossiles. La décomposition par grands postes de coûts est donnée dans le Tableau 17 et le Tableau 18.

**Tableau 17 : Coûts de production renouvelable retenus par la CRE pour EDF dans les ZNI en 2021**

M€	Nature de coûts retenus <i>Transition Energétique</i>	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2021
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	29,2	0,0	22,3	0,0	10,8	0,0	0,0	62,3
	Amortissements	9,0	0,0	9,2	0,0	6,9	0,0	0,0	25,0
	Impôts et taxes	5,2	0,0	8,6	0,0	7,1	0,0	0,0	21,0
	Frais de personnel	3,2	0,0	2,3	0,0	5,5	0,0	0,0	11,0
	Charges externes	2,5	0,0	4,0	0,0	1,4	0,0	0,0	7,8
	Frais de structure, de siège et prestations externes	1,7	0,0	1,8	0,0	12,9	0,0	0,0	16,4
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	0,8	0,0	0,1	0,0	0,0	1,2
Coût total		51,0	0,0	49,0	0,0	44,7	0,0	0,0	144,7

**Tableau 18 : Coûts de production à partir d'énergies fossiles retenus par la CRE pour EDF dans les ZNI en 2021**

M€	Nature de coûts retenus <i>Mécanismes de solidarité</i>	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2021
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	3,4	8,5	7,9	7,4	2,7	5,6	0,2	35,8
	Amortissements	13,8	9,4	15,3	12,2	3,3	3,0	0,3	57,3
	Impôts et taxes	1,7	11,1	15,8	3,3	1,1	0,1	0,0	33,0
	Frais de personnel	10,5	8,1	14,8	9,3	0,2	3,2	0,0	46,1
	Charges externes	15,2	9,2	9,9	5,9	4,2	0,7	0,2	45,3
	Frais de structure, de siège et prestations externes	8,8	10,3	13,0	7,9	0,2	0,1	0,0	40,3
Coûts variables	Combustibles	41,6	42,3	40,5	28,5	3,3	8,7	2,5	167,5
	Quotas de CO2	17,6	9,7	16,2	11,4	1,2	1,9	0,0	58,0
	Autres achats	8,8	2,0	7,0	4,6	0,0	1,4	0,1	24,0
Coût total		121,4	110,6	140,4	90,7	16,1	24,8	3,3	507,2

## Evolution des coûts de production

Le Tableau 19 présente l'évolution de ces coûts par rapport aux coûts constatés au titre de 2020.

**Tableau 19 : Évolution des coûts de production renouvelable d'une part et à partir d'énergies fossiles d'autre part, dans les ZNI constatés au titre de 2021 par rapport aux coûts constatés au titre de 2020**

M€	Nature de coûts retenus	Transition énergétique				Mécanismes de solidarité			
		2021	Rappel 2020 (1)	Evolution		2021	Rappel 2020 (1)	Evolution	
				en M€	en %			en M€	en %
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	62,3	65,7	-3,3	-5%	35,8	47,1	-11,3	-24%
	Amortissements	25,0	24,2	0,9	4%	57,3	54,9	2,4	4%
	Impôts et taxes	21,0	39,2	-18,2	-47%	33,0	42,8	-9,8	-23%
	Frais de personnel	11,0	11,1	0,0	0%	46,1	47,0	-0,9	-2%
	Charges externes	7,8	6,6	1,2	18%	45,3	49,3	-4,0	-8%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	16,4	24,5	-8,1	-33%	40,3	50,1	-9,8	-20%
Coûts variables	Combustibles	0,0	0,0	0,0	---	167,5	212,7	-45,2	-21%
	Quotas de CO2	0,0	0,0	0,0	---	58,0	27,9	30,1	108%
	Autres achats	1,2	0,9	0,3	31%	24,0	17,6	6,4	36%
Coût total		144,7	172,1	-27,3	-16%	507,2	549,4	-42,1	-8%

(1) Coûts tenant compte des rectifications effectuées sur l'exercice 2020 - cf. annexe 4 relative aux reliquats.

Au total, les coûts de production d'EDF dans les ZNI sont en baisse entre 2020 et 2021 (- 69,5 M€). Cette diminution s'explique principalement par la baisse du coût d'achat des combustibles.

- Le coût d'achat de combustible pour EDF dans les ZNI au titre d'une année résulte de deux paramètres : l'achat réel du combustible sur le marché de l'année en question, et le dénouement des swaps<sup>28</sup>. En 2021, hors mécanisme de couverture financier, le coût d'achat des combustibles sur le marché pour EDF marque une très légère hausse de + 2,4 M€, par rapport à 2020. Cette stabilité est induite par deux effets qui se compensent :
  - un effet volume de - 16 M€, induit par la diminution de la production thermique en Guadeloupe, en Guyane et en Martinique à cause d'une stagnation de la consommation et d'une production d'origine renouvelable plus conséquente ;
  - et un effet prix de + 18,4 M€ lié à la hausse des prix du fioul en 2021.
- La baisse du coût total découle exclusivement du dénouement favorable des swaps pour l'année 2021.
- Le poste des impôts et taxes est lui aussi en baisse (- 28,0 M€) pour tous les moyens de production. Cette baisse provient de la diminution de l'assiette d'imposition liée à la réforme conduite dans le cadre du plan de relance. En effet, le taux retenu pour déterminer la valeur locative, et donc l'assiette de la taxe foncière et de la CFE, a été divisé par deux.
- Le poste des frais de structure et de siège est également en baisse (- 17,9 M€), en raison notamment d'une recette exceptionnelle de - 15,5 M€ en 2021 entraînée par la cession d'un excédent de CEE de 2,1 TWhcumac sur le marché, en application des règles définies par la CRE (cf. ci-dessus).
- Le poste d'acquisition de quotas de CO<sub>2</sub> pour les moyens de production d'origine fossile est quant à lui en hausse (+ 30,1 M€). Cette augmentation se décompose en un effet volume de - 6,8 M€ et un effet prix de + 36,9 M€. L'effet volume (- 6,8 M€) s'explique par la plus faible sollicitation des centrales thermiques de Martinique, de Guadeloupe et de Guyane tandis que l'effet prix (+ 36,9 M€) a pour origine l'augmentation de la valeur moyenne de la cotation quotidienne du prix du CO<sub>2</sub> qui passe de 26,53 €/t pour la période retenue au titre de l'année 2020 à 61,65 €/t pour la période retenue au titre de l'année 2021, soit + 130 %<sup>29</sup>.

### C.1.1.2 Recettes de production

Les recettes de production dans les ZNI s'élèvent en 2021 à **245,6 M€** dont **125,8 M€** sont affectés à la production renouvelable et **119,8 M€** à la production à partir d'énergies fossiles. Elles sont calculées comme indiqué dans le

<sup>28</sup> Mécanisme financier de couverture des achats de combustible

<sup>29</sup> la CRE a retenu la moyenne des cotations observées sur le marché ICE EUA Phase 3 Daily spot du 1er mars 2021 au 28 février 2022

Tableau 20. 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 20 : Recettes de production constatées pour EDF dans les ZNI en 2021**

M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2021	Rappel 2020 <sup>(1)</sup>	Evolution	
										en M€	en %
Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité <sup>(1)</sup>	247,7	224,4	176,1	96,6	351,7	6,2	1,3	<b>1 104,1</b>	1 044,1	60,0	6%
Recettes réseau	97,4	84,2	65,5	33,5	128,8	2,2	0,6	<b>412,1</b>	386,8	25,3	7%
Recettes gestion de la clientèle <sup>(2)</sup>	9,6	8,5	7,2	2,8	14,3	0,1	0,1	<b>42,6</b>	41,9	0,7	2%
Recettes brutes de production <sup>(3)</sup>	140,7	131,8	103,4	60,4	208,6	3,8	0,7	<b>649,4</b>	615,4	34,0	6%
Part des recettes à considérer <sup>(4)</sup>	49,7	18,6	17,5	48,5	25,0	3,8	0,7	<b>163,9</b>	159,3	4,7	3%
Recettes de production totales <sup>(5)</sup>	70,9	37,1	28,1	59,4	45,4	4,0	0,7	<b>245,6</b>	234,7	10,9	5%
Recettes de production - Transition Énergétique	39,7	0,0	43,1	0,0	43,1	0,0	0,0	<b>125,8</b>	112,8	13,0	12%
Recettes de production - Mécanisme de solidarités	31,3	37,1	16,4	28,1	2,3	4,0	0,7	<b>119,8</b>	121,9	-2,1	-2%
Part production du tarif de vente <sup>(6)</sup> (€/MWh)	68,77	76,78	76,47	73,82	74,84	78,63	68,87	<b>73,97</b>			

(1) Le chiffre d'affaires indiqué correspond au chiffre d'affaires total issu de la vente d'électricité aux tarifs réglementés (y compris aux agents), hors taxe, hors rémanence de l'octroi de mer et hors CTA.

(2) Les recettes de gestion de la clientèle perçues par EDF dans les ZNI peuvent s'établir à partir de celles perçues par le gestionnaire de réseaux en application du TURPE, en tenant compte de la règle de répartition fixée entre le fournisseur et le gestionnaire de réseaux dans le cadre de l'établissement de ce tarif.

(3) 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).

(4) 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.

(5) incluant les recettes correspondant à la vente de services système et la compensation des pertes.

(6) 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).

La part production du tarif de vente propre à EDF SEI, est en augmentation sur tous les territoires par rapport à son niveau de 2020 (+ 4,1 % en moyenne), en raison d'une augmentation des TRV en février (+ 2,3 % en moyenne) puis en août (+ 0,3 % en moyenne) qui n'est pas compensée par la hausse de la consommation (+ 2,6 %). En effet, la hausse de la consommation entraîne mécaniquement une baisse du revenu d'EDF SEI par MWh vendu, dans la mesure où elle ne s'accompagne pas d'une baisse de la part fixe du tarif des gros consommateurs, car celle-ci ne dépend que de la capacité installée.

### C.1.1.3 Surcoûts de production

Les coûts et les recettes de production retenus par la CRE pour EDF SEI s'élevant respectivement à 652,0 M€ et 245,6 M€, le montant définitif des surcoûts de production constatés dans les ZNI pour EDF au titre de l'année 2021 s'élève à **406,4 M€** et se décompose en **18,9 M€** de surcoûts de production renouvelable et **387,5 M€** de surcoûts de production à partir d'énergies fossiles. La décomposition de ces surcoûts par zone est présentée dans le Tableau 21 et le Tableau 22.

**Tableau 21 : Surcoûts de production renouvelable d'EDF dans les ZNI au titre de 2021**

Transition Énergétique M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2021
Coûts de production	51,0	0,0	49,0	0,0	44,7	0,0	0,0	<b>144,7</b>
Recettes de production	39,7	0,0	43,1	0,0	43,1	0,0	0,0	<b>125,8</b>
<b>Surcoûts de production</b>	<b>11,4</b>	<b>0,0</b>	<b>5,9</b>	<b>0,0</b>	<b>1,6</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>18,9</b>

**Tableau 22 : Surcoûts de production à partir d'énergies fossiles d'EDF dans les ZNI au titre de 2021**

Mécanismes de solidarité M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2021
Coûts de production	121,4	110,6	140,4	90,7	16,1	24,8	3,3	<b>507,2</b>
Recettes de production	31,3	37,1	16,4	28,1	2,3	4,0	0,7	<b>119,8</b>
<b>Surcoûts de production</b>	<b>90,1</b>	<b>73,5</b>	<b>124,0</b>	<b>62,6</b>	<b>13,8</b>	<b>20,8</b>	<b>2,6</b>	<b>387,5</b>

La comparaison du total des surcoûts de production au titre de 2021 avec celui au titre de 2020 est présentée dans le Tableau 23.



**Tableau 23 : Comparaison des surcoûts de production supportés par EDF dans les ZNI au titre de 2021 et au titre de 2020**

Total M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2021	Rappel 2020 <sup>(1)</sup>	Evolution	
										en M€	en %
Coût de production	172,4	110,6	189,3	90,7	60,8	24,8	3,3	<b>652,0</b>	721,5	-69,5	-10%
Recettes de production	70,9	37,1	59,4	28,1	45,4	4,0	0,7	<b>245,6</b>	234,7	10,9	5%
<b>Surcoûts (M€)</b>	<b>101,5</b>	<b>73,5</b>	<b>129,9</b>	<b>62,6</b>	<b>15,4</b>	<b>20,8</b>	<b>2,6</b>	<b>406,4</b>	486,7	-80,4	-17%

<sup>(1)</sup> Coûts et recettes tenant compte des rectifications effectuées sur l'exercice 2020 - cf. annexe 4 relative aux reliquats.

## C.1.2 Surcoûts de production supportés par EDM au titre de 2021

### C.1.2.1 Coûts de production

Les coûts de production d'EDM retenus par la CRE, diminués des recettes non tarifaires, s'élèvent, pour 2021, à **128,2 M€**. La décomposition par grands postes de coûts est présentée dans le Tableau 24.

**Tableau 24 : Coûts de production d'EDM au titre de 2021 et comparaison par rapport aux coûts constatés au titre de 2020**

M€	Nature de coûts déclarés	2021	Rappel 2020 (1)	Evolution 2020 - 2021	
				en M€	en %
<b>Coûts variables</b>	Achats de combustibles hors taxes	<b>72,1</b>	67,6	4,5	7%
	Personnel, charges externes et autres achats	<b>22,7</b>	22,6	0,1	1%
	Impôts et taxes	<b>0,5</b>	0,8	-0,3	-36%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	<b>14,1</b>	6,0	8,1	134%
<b>Coûts fixes</b>	Rémunération des capitaux	<b>11,4</b>	11,7	-0,3	-3%
	Amortissements	<b>6,6</b>	6,0	0,5	9%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	<b>0,7</b>	0,7	0,0	1%
<b>Coût total</b>		<b>128,2</b>	<b>115,6</b>	<b>12,6</b>	10,9%

<sup>(1)</sup> Coûts tenant compte des rectifications effectuées sur l'exercice 2020 - cf. annexe 4 relative aux reliquats.

Les coûts de production d'EDM sont en nette hausse par rapport à ceux de 2020 (+ 12,6 M€, soit + 10,9 %). Outre l'augmentation de la consommation (+ 2,5 %), cette hausse s'explique principalement par les hausses du coût d'achat du combustible (+ 4,5 M€) - dont les prix de marché ont remonté en 2021 après des niveaux historiquement bas en 2020 - et du coût d'acquisition des quotas d'émission de CO<sub>2</sub> (+ 8,1 M€) dont le prix est passé de 26 à 45 €/tCO<sub>2</sub> en moyenne annuelle. L'impact de la hausse des prix du combustible observée en deuxième partie d'année est en partie limité par le mécanisme de couverture des achats de carburant effectué par EDM en 2021, qui s'est dénoué en faveur d'EDM (- 2,9 M€). Enfin, le poste des impôts et taxes est en baisse en 2021 par rapport à 2020 (- 36 %) en raison des abattements fiscaux permis par le plan de relance initié par le gouvernement français en réaction à la crise sanitaire.

### Gestion des moyens de production

De la même façon que pour EDF, l'analyse menée par la CRE les années précédentes sur la qualité et la conformité de la gestion des moyens de production aux règles de préséance économique a été reconduite sur l'exercice 2021.

En 2021, le taux de disponibilité moyen de la centrale de Longoni s'établit à 84,3 %, soit légèrement en-dessous de l'objectif de 85 % qui lui est assigné. Cette indisponibilité est liée à une avarie importante sur l'un des moteurs de la centrale, qui a conduit à une sollicitation plus importante de moyens alternatifs au coût marginal élevé. La centrale de Badamiers a quant à elle respecté son objectif de disponibilité annuel. La CRE retient en conséquence un montant de 17,2 k€ de pénalités au titre de l'année 2021.

### C.1.2.2 Recettes de production

Les recettes de production<sup>30</sup> sont en hausse en 2021 et s'élèvent à **25,2 M€**, contre 23,7 M€ pour 2020 (cf. Tableau 25). Cette hausse reflète principalement l'augmentation du chiffre d'affaires due à la hausse de la consommation (+ 3,4 % par rapport à l'année 2020) et à l'augmentation des tarifs réglementés de vente aux mois de février (+ 2,3 % HT en moyenne) et d'août 2021 (+ 0,3 % HT en moyenne).

<sup>30</sup> Les recettes de production sont obtenues à partir du chiffre d'affaires d'EDM (qui résulte de l'application des TRV à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2021) après soustraction des recettes d'acheminement (déterminées par application du TURPE) et de la part production des recettes de gestion de la clientèle (évaluées à 65 % des recettes de gestion de clientèle totales) et majoré des recettes supplémentaires qu'EDM aurait obtenues auprès des clients bénéficiant du « tarif agent » si ces derniers étaient assujettis aux tarifs réglementés de vente ainsi que des recettes provenant de la vente des pertes et des services système.

**Tableau 25 : Recettes de production constatées pour EDM en 2021 et comparaison par rapport aux recettes constatées au titre de 2020**

M€	2021	2020	Evolution 2020 - 2021	
			en M€	en %
(+) Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité	41,7	39,7	2,0	5%
(+) Chiffre d'affaires théorique lié aux agents EDM	0,25	0,25	0,0	-1%
<b>Chiffre d'affaires total à considérer</b>	<b>41,9</b>	<b>40,0</b>	<b>2,0</b>	<b>5%</b>
(-) Recettes de distribution	16,2	15,4	0,8	5%
(-) Recettes de gestion clientèle	2,2	1,9	0,2	12%
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	2,9	2,3	0,6	24%
<b>Recettes brutes de production</b>	<b>26,5</b>	<b>24,9</b>	<b>1,5</b>	<b>6%</b>
<b>Recettes de production totales <sup>(1)</sup></b>	<b>25,2</b>	<b>23,7</b>	<b>1,5</b>	<b>6%</b>
<b>Part production du tarif de vente (€/MWh)</b>	<b>67,85</b>	<b>66,61</b>	<b>1,24</b>	<b>2%</b>

<sup>(1)</sup> Résultat de la diminution des recettes brutes de production de la part des recettes issues de la vente des kWh produits dans le cadre des contrats d'achat, traités à la section C.2.2.

### C.1.2.3 Surcoûts de production

Les coûts et recettes de production étant de **128,2 M€** et **25,2 M€** respectivement, le montant des surcoûts de production d'EDM au titre de l'année 2021 s'élève à **102,9 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 Surcoûts de production supportés par EEFW au titre de 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.

#### C.1.3.1 Coûts de production

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.

Les coûts de production déclarés par EEFW s'élèvent, pour 2021, à **7,49 M€**, dont **0,08 M€** de coûts de production renouvelable et **7,41 M€** de coûts de production à partir d'énergies fossiles - dont 5,7 M€ HT au titre des combustibles. La décomposition par grands postes de coût et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2020 sont présentées dans le Tableau 26.

**Tableau 26 : Coûts déclarés par EEFW au titre de 2021 et comparaison par rapport aux coûts au titre de 2020**

M€	Nature de coûts retenus	Mécanismes de solidarité	Transition énergétique	2021	2020	Evolution 2020-2021	
						en M€	en %
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	0,15	0,01	0,16	0,16	0,00	0%
	Amortissements	0,29	0,01	0,30	0,36	-0,06	-17%
	Impôts et taxes	0,01	0,00	0,01	0,01	0,00	1%
	Frais de personnel, charges externes et autres achats	1,07	0,05	1,12	1,16	-0,04	-3%
	Fonctions support	0,20	0,01	0,21	0,21	0,00	-1%
Coûts variables	Combustibles	5,69	-	5,69	6,18	-0,50	-8%
	Quotas de CO2	-	-	-	-	-	-
Coût total		7,41	0,08	7,49	8,09	-0,60	-7%

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

L'année 2020 a été la première pour laquelle la péréquation tarifaire a couvert l'intégralité des coûts de EEFW, ce qui permet une comparaison à périmètre constant par rapport au constaté 2021. Les coûts de production déclarés par EEFW sont en légère diminution par rapport à ceux de 2020 (- 0,6 M€, soit - 7 %) qui s'explique principalement par un prix administré du combustible plus faible en 2021 qu'en 2020.



### C.1.3.2 Recettes de production

Les recettes de production totales<sup>31</sup> déclarées par EEWf en 2021 s'élèvent à **1,54 M€**, réparties comme indiqué dans le Tableau 27. Elles sont stables par rapport à 2020 dans la mesure où une hausse modérée des TRV au cours de l'année 2021 compense une baisse modérée de la consommation.

**Tableau 27 : Recettes de production constatées pour EEWf en 2021 et comparaison par rapport aux recettes constatées au titre de 2020**

en M€	2021	2020	Evolution 2021 - 2020	
			en M€	en %
<b>Chiffre d'affaires total à considérer</b>	<b>2,56</b>	<b>2,53</b>	<b>0,04</b>	<b>1%</b>
(-) Recettes de distribution	<b>0,99</b>	0,96	0,03	4%
(-) Recettes de gestion clientèle	<b>0,15</b>	0,15	0,00	-1%
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	<b>0,13</b>	0,11	0,01	12%
<b>Recettes brutes de production</b>	<b>1,55</b>	<b>1,53</b>	<b>0,017</b>	<b>1%</b>
<b>Recettes de production totales</b>	<b>1,54</b>	<b>1,52</b>	<b>0,018</b>	<b>1%</b>
<b>Recettes de production - Transition Energétique</b>	<b>0,06</b>	-	<b>0,06</b>	<b>-</b>
<b>Recettes de production - Mécanisme de solidarité</b>	<b>1,48</b>	<b>1,52</b>	<b>-0,04</b>	<b>-3%</b>
<b>Part production du tarif de vente (€/MWh)</b>	<b>65,83</b>	<b>67,27</b>	<b>-1,44</b>	<b>-2%</b>

### C.1.3.3 Surcoûts de production

Les coûts et les recettes de production pour EEWf s'élevant respectivement à **7,49 M€** et **1,54 M€**, le montant des surcoûts de production au titre de l'année 2021 s'élève à **5,95 M€**. Il se décompose en **0,02 M€** de surcoûts de production renouvelable affectés à la sous-action budgétaire « Transition énergétique » et **5,93 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 inter-connectées

### C.2.1 Surcoûts d'achat d'électricité supportés par EDF dans les ZNI au titre de 2021

#### C.2.1.1 Coûts liés aux contrats d'achat d'électricité

La CRE a retenu, au titre des contrats d'achat en ZNI, l'intégralité des quantités d'électricité et coûts d'achat transmis par EDF, après correction de certaines erreurs.

Les montants retenus pour EDF au titre des contrats d'achat pour 2021 en ZNI sont présentés dans le Tableau 28.

**Tableau 28 : Quantités d'électricité et coûts d'achat retenus pour EDF dans les ZNI pour 2021**

	Corse		Guadeloupe		Guyane		Martinique		Réunion		Iles Bretonnes		Total		Evolution 2020* - 2021	
	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh	M€	GWh en %	M€ en %
Interconnexion	630,1	80,9	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	630,1	80,9	-4%	147%
Bagasse/Charbon	---	---	277,6	96,6	---	---	---	---	1 150,2	322,6	---	---	1 427,8	419,2	-14%	6%
Thermique	561,5	175,7	902,9	246,9	77,3	18,5	861,0	241,4	1 273,0	328,6	---	---	3 675,7	1 011,1	7%	11%
Hydrogène	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0,0	0,0	---	---
Eolien	12,0	0,9	102,1	20,6	---	---	48,9	10,9	1,9	0,2	---	---	164,9	32,5	22%	26%
Hydraulique	61,3	5,0	11,4	2,4	18,0	2,1	---	---	5,6	0,4	---	---	96,3	9,8	-14%	-15%
Incineration	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0,0	0,0	---	---
Géothermie	---	---	84,0	15,2	---	---	---	---	---	---	---	---	84,0	15,2	-27%	-22%
Biogaz	3,8	0,5	16,9	2,4	---	---	0,5	0,1	16,5	1,6	---	---	37,8	4,6	-5%	-4%
Biomasse	---	---	184,5	72,9	37,4	15,6	228,3	73,0	---	---	---	---	450,2	161,5	100%	142%
Photovoltaïque	253,8	81,3	101,9	39,9	45,3	20,3	71,8	30,0	241,7	110,8	0,204	0,034	714,7	282,3	1%	-1%
<b>Total</b>	<b>1 522,5</b>	<b>344,3</b>	<b>1 681,3</b>	<b>496,9</b>	<b>178,0</b>	<b>56,5</b>	<b>1 210,5</b>	<b>355,2</b>	<b>2 689,0</b>	<b>764,3</b>	<b>0,2</b>	<b>0,0</b>	<b>7 281,6</b>	<b>2 017,1</b>	<b>2,5%</b>	<b>14,8%</b>
<i>Evolution 2020 - 2021</i>	<i>4,9%</i>	<i>27,3%</i>	<i>1,5%</i>	<i>14,1%</i>	<i>-23,6%</i>	<i>-11,6%</i>	<i>-0,4%</i>	<i>6,1%</i>	<i>6,4%</i>	<i>18,5%</i>	<i>0,4%</i>	<i>1,8%</i>				

\* montants tenant compte des rectifications effectuées sur l'exercice 2020 - cf. annexe 4.

Le coût d'achat total retenu pour EDF SEI s'élève à **2 017,1 M€** en 2021. Les coûts à Saint-Pierre-et-Miquelon sont nuls puisqu'aucun contrat d'achat n'a été conclu sur ce territoire.

Ce coût est en hausse par rapport à 2020 (+ 14,8 %) et s'accompagne d'une augmentation du volume d'achat correspondant moins marquée (+ 2,5 %). Des disparités existent selon les filières et selon les territoires : les volumes d'achats augmentent en Corse et à la Réunion, se stabilisent en Guadeloupe et en Martinique et dans les îles bretonnes, et baissent significativement en Guyane. Ces variations résultent de plusieurs facteurs.

<sup>31</sup> Les recettes de production sont obtenues à partir du chiffre d'affaires d'EEWF (qui résulte de l'application des TRV à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2021) après soustraction des recettes d'acheminement (déterminées par application du TURPE) et de la part production des recettes de gestion de la clientèle (évaluées à 80 % des recettes de gestion de clientèle totales) et majoré des recettes supplémentaires qu'EDM aurait obtenues auprès des clients bénéficiant du « tarif agent » si ces derniers étaient assujettis aux tarifs réglementés de vente ainsi que des recettes provenant de la vente des pertes et des services système.

- Une nette hausse de la consommation d'électricité, associée à une reprise de l'activité après une année 2020 marquée par la crise sanitaire, est constatée en Corse (+ 8,4 %) et à la Réunion (+ 3,0 %). La consommation reste relativement stable en Guyane (+ 0,2 %), en Martinique (- 0,2 %) et en Guadeloupe (- 0,6 %), ces territoires ayant été de nouveau fortement impactés par les effets de la crise sanitaire et par la crise sociale qu'elle a générée en rebond à partir du mois de novembre, en particulier en Guadeloupe et Martinique.
- Par ailleurs, l'hydraulicité a été très favorable en 2021 en Guyane, induisant une baisse importante des volumes d'achat (- 23,6 %), et dans une moindre mesure en Corse permettant de répondre en partie à la hausse de la consommation et ainsi limiter l'augmentation du volume d'achat (+ 4,9 %). A l'inverse, la faible hydraulicité associée aux travaux importants sur l'ouvrage Rivière de l'Est a entraîné une baisse de la production hydraulique à La Réunion (- 16 %), compensée en partie par une hausse des achats (+ 6,4 %), notamment thermique.
- A cet effet s'ajoute également l'inversion de l'ordre d'appel à La Réunion, la centrale thermique de Port Est étant appelée avant les centrales charbon d'Albioma, en conséquence de l'évolution du prix des commodités et du CO<sub>2</sub>. Par ailleurs, en Corse, l'indisponibilité du poste de conversion de la liaison SACOI sur les trois derniers mois de l'année a été compensée par une plus forte sollicitation des centrales thermiques, notamment celle de Lucciana. En conséquence, le volume d'achat de la filière thermique, sur l'ensemble des territoires, a augmenté de 6,8 %. Les coûts d'achat augmentent quant à eux de 10,9 % en raison de l'augmentation du prix des commodités, toutefois limitée par la stratégie de couverture à deux ans des achats de fioul permettant de lisser dans la durée les impacts des variations des coûts de combustible.
- La filière biomasse a vu sa production doubler en 2021 par rapport à 2020 (+ 99,8 %) en raison, d'une part, du fonctionnement à la biomasse sur une année pleine de la centrale Albioma Caraïbes en Guadeloupe dont la conversion s'est achevée au dernier trimestre 2020 et, d'autre part, de la mise en service de deux nouvelles centrales en Guyane, à Cacao et Saint Georges de l'Oyapock. Les coûts associés augmentent quant à eux de 142 %.
- Les volumes associés à la filière charbon/bagasse reculent d'environ 14 % quand les coûts associés progressent de 6 %. Ceci s'explique principalement par l'inversion de l'ordre d'appel à La Réunion et par la conversion de la centrale Albioma Caraïbes en Guadeloupe. L'augmentation du coût d'achat s'explique par la hausse du prix de marché du charbon et des quotas de CO<sub>2</sub> constatée au cours de l'année 2021.
- Une hausse importante des prix a également été observée sur le marché de l'électricité en Europe en conséquence notamment de la reprise de l'activité post-covid. Ainsi, en Corse, les coûts associés aux interconnexions sont multipliés par près de 2,5 (+ 147 %) pour un volume en légère baisse (- 4 %) du fait des indisponibilités du poste de conversion comme évoqué précédemment.
- La mise en service de nouvelles capacités éoliennes entraîne une augmentation des volumes achetés (+ 22 %) ainsi que des coûts associés (+ 26 %). Une hausse des volumes de moindre ampleur est observée pour la filière photovoltaïque (+ 1 %).
- La production géothermique marque le pas par rapport à 2020 (- 27 %) en raison d'une limitation imposée par l'autorité préfectorale durant trois mois à la centrale de Bouillante en Guadeloupe. Une baisse des volumes de la filière biogaz est également observée, dans une moindre mesure (- 5,5 %).
- Aucun volume ni coût d'achat n'ont été déclarés pour la filière incinération en 2021 malgré une progression de l'énergie effectivement produite par l'usine d'incinération située en Martinique. Ces volumes et les coûts associés devraient être déclarés en reliquats les prochaines années.

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

En application du a) du 2° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, le coût évité par les contrats d'achat dans les ZNI est calculé en valorisant l'électricité achetée par EDF à la part production des tarifs de vente. Le coût évité s'élève à **484,4 M€**, comme détaillé dans le Tableau 29.

**Tableau 29 : Coût évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2021**

	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	Iles bretonnes	2021
Quantités achetées (GWh)	1 522,5	1 681,3	178,0	1 210,5	2 689,0	0,204	<b>7 281,6</b>
Taux de pertes (%)	12,6%	12,0%	14,4%	9,0%	8,7%	3,2%	---
Quantités achetées et consommées (GWh) *	1 331,0	1 479,0	152,3	1 101,9	2 455,7	0,197	<b>6 520,2</b>
Part production du tarif de vente (€/MWh)	68,77	76,78	73,82	76,47	74,84	68,87	---
<b>Coût évité par les contrats d'achat (M€)</b>	<b>91,5</b>	<b>113,6</b>	<b>11,2</b>	<b>84,3</b>	<b>183,8</b>	<b>0,0136</b>	<b>484,4</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 supportés par EDF résultant des contrats d'achat en 2021 s'élèvent à **1 532,7 M€** dans les ZNI (2 017,1 M€ de coût d'achat – 484,4 M€ de coût évité).

Ce montant se répartit de la manière suivante :

- 403,3 M€ au titre des charges relevant de la sous-action « Transition énergétique » ;
- 1 129,5 M€ au titre des charges relevant de la sous-action « Mécanismes de solidarité ».

La décomposition des surcoûts supportés par EDF par zone et par sous-action est présentée dans le Tableau 30.

**Tableau 30 : Surcoûts dus aux contrats d'achat d'EDF dans les ZNI en 2021**

M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	Iles bretonnes	2021
Coût d'achat	344,3	496,9	56,5	355,2	764,3	0,034	2 017,1
Coût évité	91,5	113,6	11,2	84,3	183,8	0,014	484,4
<b>Surcoûts</b>	<b>252,7</b>	<b>383,3</b>	<b>45,2</b>	<b>271,0</b>	<b>580,5</b>	<b>0,020</b>	<b>1 532,7</b>
Transition Énergétique OA	67,7	48,5	18,4	32,4	95,0	0,020	262,0
Transition Énergétique gré à gré	0,0	71,0	13,2	57,1	-0,1	0,0	141,3
Mécanismes de solidarité	185,0	263,7	13,6	181,5	485,6	0,0	1129,5

### C.2.2 Surcoûts d'achat d'électricité supportés par EDM au titre de 2021

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

Comme en 2020, l'ISDND de Dzoumogné mis en service fin 2018 (installation de production de biogaz à partir de déchets) a consommé en propre l'intégralité de sa production en 2021. Il n'y a donc pas eu d'achat d'électricité lié à ce contrat en 2021.

Les volumes d'achat constatés pour 2021 s'élèvent à 17,4 GWh, pour un montant de **7,4 M€**, comme détaillé dans le Tableau 31. L'apparente baisse de volume (- 10 %) et de coût associé (- 11 %) par rapport à l'année 2020 est due à un décalage de facturation : une partie des volumes produits en 2021 ne seront facturés qu'en 2022 et n'ont donc encore été comptabilisés pour 2021. Ils seront pris en compte l'année prochaine dans les reliquats.

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

En application des dispositions du 2° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, les surcoûts dus aux contrats d'achat dans les ZNI sont calculés par rapport à la part production du tarif de vente. L'électricité achetée par EDM, valorisée à la part production (cf. section C.1.2.2), est évaluée à **1,1 M€**, comme détaillé dans le Tableau 31.

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

Les surcoûts supportés par EDM résultant des contrats d'achat en 2021 s'élèvent à **6,3 M€** (7,4 M€ - 1,1 M€). Ces contrats portant exclusivement sur des installations photovoltaïques, la totalité de ces surcoûts relève de la sous-action budgétaire « Transition énergétique ».

**Tableau 31 : Surcoûts d'achat d'électricité supportés par EDM en 2021 et comparaison par rapport aux surcoûts constatés au titre de 2020**

	2021	2020 incl. reliquats	Evolution 2020 - 2021	
			en M€	en %
Coût d'achat (M€)	7,4	8,3	-0,9	-11%
Quantités achetées (GWh)	17,4	19,4	-2,0	-10%
Taux de pertes	9,7%	8,1%	1,6%	20%
Quantités achetées et consommées (GWh) <sup>(1)</sup>	15,7	17,8	-2,1	-12%
Part production dans le tarif de vente (€/MWh)	67,85	66,61	1,2	2%
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	1,1	1,2	-0,1	-10%
Surcoûts d'achat (M€)	6,3	7,1	-0,8	-11%

<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 Surcoûts d'achat d'électricité supportés par EEFW au titre de 2021

#### C.2.3.1 Coûts liés aux contrats d'achat d'électricité à Wallis et Futuna

Les volumes d'achat pour 2021 s'élèvent à 50 MWh, en baisse par rapport à 2020 (- 16 %), pour un montant de **19 k€** (cf. Tableau 32). Jusqu'en 2020, EEFW achetait l'énergie des centrales photovoltaïques TEP verte appartenant au territoire de Wallis et Futuna. Ces installations d'une capacité installée de 21 kW à Wallis et 51 kW à Futuna, ont arrêté de produire en 2021 ce qui explique la baisse des volumes et des montants d'achat d'énergie en 2021 par rapport à 2020.

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

L'électricité achetée par EEWF, valorisée à la part production estimée à 65,83 €/MWh (cf. section C.1.3.2), est évaluée à **3 k€**, comme détaillé dans le Tableau 32.

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

Les surcoûts supportés par EEWF résultant des contrats d'achat en 2021 s'élèvent à **16 k€**. Ces contrats portant exclusivement sur des installations photovoltaïques, la totalité de ces surcoûts relève de la sous-action budgétaire « Transition énergétique ».

**Tableau 32 : Surcoûts d'achat supportés par EEWF en 2021 et comparaison par rapport aux surcoûts constatés au titre de 2020**

	2021	2020	Evolution 2021 - 2020	
			en M€	en %
<b>Coût d'achat (M€)</b>	<b>0,019</b>	<b>0,022</b>	-0,003	-13%
<b>Quantités achetées (GWh)</b>	<b>0,050</b>	<b>0,060</b>	-0,009	-16%
<i>Taux de pertes</i>	<i>7,02%</i>	<i>6,22%</i>	<i>0,81%</i>	<i>13%</i>
<b>Quantités achetées et consommées (GWh)<sup>(1)</sup></b>	<b>0,047</b>	<b>0,056</b>	-0,009	-16%
<i>Part production dans le tarif de vente (€/MWh)</i>	<i>65,83</i>	<i>67,27</i>	<i>-1,4</i>	<i>-2%</i>
<b>Coût évité par les contrats d'achat (M€)</b>	<b>0,003</b>	<b>0,004</b>	-0,001	-18%
<b>Surcoûts d'achat (M€)</b>	<b>0,016</b>	<b>0,018</b>	-0,002	-12%

<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.3 Surcoûts liés aux contrats de stockage dans les zones non interconnectées

#### C.3.1 Surcoûts liés aux contrats de stockage supportés par EDF dans les ZNI au titre de 2021

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

La CRE a retenu, au titre des contrats de stockage en ZNI, l'intégralité des quantités d'électricité et coûts d'achat transmis par EDF.

Les montants retenus au titre des contrats de stockage 2021 en ZNI sont présentés dans le Tableau 33.

**Tableau 33 : Quantités d'électricité brutes injectées et coûts d'EDF pour les ouvrages de stockage dans les ZNI en 2021**

M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	La Réunion	Saint-Pierre et Miquelon	Iles bretonnes	TOTAL
Injection (GWh)	2,2	0,0	0,5	1,1	0,05	0,0	0,0	3,8
Rappel 2020* (GWh)	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,3
Coûts (M€)	0,7	0,0	1,5	0,7	0,5	0,0	0,0	3,5
Rappel 2020* (M€)	0,0	0,0	0,5	0,0	0,6	0,0	0,0	1,1

\* montants tenant compte des rectifications effectuées sur l'exercice 2020 - cf. annexe 4.

Le coût total retenu pour EDF SEI s'élève à **3,5 M€** en 2021.

Les volumes et les coûts associés sont en hausse par rapport à 2020 compte tenu de la mise en service d'installations en Corse, Guyane et Martinique. En 2020, seule une unité de stockage était en service à La Réunion sur l'ensemble de l'année. Les batteries situées en Guyane ont été mises en service en fin d'année 2020.

##### 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 **0,24 M€**, comme détaillé dans le Tableau 34.

**Tableau 34 : Coûts évités à EDF par les contrats de stockage dans les ZNI en 2021**

	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2021
Quantités achetées (GWh)	2,18	0,00	0,47	1,06	0,05	0,00	0,00	3,8
Taux de pertes (%)	12,6%	12,0%	14,4%	9,0%	8,7%	2,4%	3,2%	---
Quantités achetées et consommées (GWh) *	1,90	0,00	0,40	0,97	0,04	0,00	0,00	3,3
Part production du tarif de vente (€/MWh)	68,77	76,78	73,82	76,47	74,84	78,63	68,87	---
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	0,13	0,00	0,03	0,07	0,00	0,00	0,00	0,24

\* 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 d'EDF résultant des contrats de stockage au titre de l'année 2021 s'élèvent à **3,29 M€** dans les ZNI (3,53 M€ de coût - 0,24 M€ de coût évité) au titre des charges relevant du programme budgétaire « Transition énergétique ».

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

**Tableau 35 : Surcoûts dus aux contrats de stockage d'EDF dans les ZNI en 2021**

M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2021
Coût d'achat	0,74	0,00	1,55	0,74	0,50	0,00	0,00	3,53
Coût évité	0,13	0,00	0,03	0,07	0,00	0,00	0,00	0,24
<b>Surcoûts</b>	<b>0,61</b>	<b>0,00</b>	<b>1,52</b>	<b>0,66</b>	<b>0,50</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>3,29</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

Pour ce qui concerne les projets de MDE dans les ZNI, en application de la délibération du 10 juin 2015<sup>32</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 constatées au titre des projets d'infrastructure visant la MDE pour l'année 2021.

La délibération de la CRE du 2 février 2017<sup>33</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>34</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 Transition Énergétique.

### C.4.1 Coûts liés aux actions de MDE supportés par EDF dans les ZNI au titre de 2021

Les coûts liés aux actions de MDE supportés par EDF dans les ZNI s'élèvent en 2021 à **131,0 M€**. La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 36.

**Tableau 36 : Coûts de MDE supportés par EDF dans les ZNI en 2021**

M€	Nature de coûts	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	2021	Rappel 2020	Evolution 2020-2021	
										en M€	en %
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	12,8	27,4	24,3	20,6	28,7	0,8	114,6	106,5	8,1	8%
	Frais de personnel	1,5	1,9	0,8	1,8	2,3	0,0	8,3	7,7	0,6	7%
	Autres charges	2,2	1,7	1,4	1,3	2,7	0,0	9,3	6,7	2,6	38%
Recettes	Participations tierces	0,0	-0,2	0,0	-1,0	0,0	0,0	-1,1	-5,4	4,2	-79%
Coût net total		16,4	30,8	26,6	22,7	33,7	0,84	131,0	115,5	15,5	13%

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)

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>35</sup>.

<sup>32</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>33</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>34</sup> Délibération de la CRE 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>35</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.



(cf. section C.1.1.1, la compensation d'EDF SEI au titre des coûts constatés en 2021 a été retraitée d'un montant de 15,5 M€).

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

Les coûts de MDE constatés augmentent de manière significative entre 2020 et 2021 (+ 13 %). Cette hausse est principalement portée par le territoire de La Réunion (+ 11,4 M€), à la faveur d'une hausse des primes versées aux bénéficiaires du segment résidentiel. Le poste des autres charges affiche également une hausse importante (+ 38 %), entièrement due à l'augmentation des prestations facturées par les fonctions centrales du groupe EDF en raison d'une allocation plus importante en 2021 des ressources disponibles à l'activité de MDE.

La mise en œuvre des cadres territoriaux de compensation dans les ZNI début 2019 explique cette hausse substantielle des coûts de MDE. En effet, l'objectif de ces cadres est bien de massifier le déploiement des actions au travers d'un nombre plus important d'actions subventionnées et de la mise en place de mesures de communication, de sensibilisation et d'accompagnement. Les résultats de 2021 en hausse par rapport à 2020 témoignent de la reprise des chantiers et travaux de MDE à la faveur de l'adaptation et de la réorganisation des comités territoriaux de pilotage, après une année marquée par la crise sanitaire.

La participation des acteurs membres des comités MDE des territoires autres que EDF SEI est en baisse en 2021 (- 4,2 M€). La CRE déplore cette baisse continue à mesure de l'avancement des cadres de compensation et rappelle l'importance de l'engagement de l'ensemble des acteurs institutionnels des territoires pour permettre une appropriation locale efficace de la démarche d'efficacité énergétique.

#### C.4.2 Coûts liés aux actions de MDE supportés par EDM à Mayotte au titre de 2021

Les coûts et les recettes retenus par la CRE s'élevant respectivement à 3,8 M€ et -0,44 M€, le montant des charges liées aux actions de MDE au titre de l'année 2021 est évalué à **3,4 M€** pour EDM (cf. Tableau 37)

**Tableau 37 : Coûts de MDE supportés par EDM en 2021**

M€	Nature de coûts	2021	Rappel 2020	Evolution 2020-2021	
				en M€	en %
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	3,1	1,9	1,2	64%
	Frais de personnel	0,6	0,6	-0,05	-8%
	Autres charges	0,2	0,3	-0,04	-16%
Recettes	Participations tierces	0,0	0,0	0,0	---
Coût total		3,8	2,7	1,1	40%
Recettes CEE		-0,44	-0,35	-0,10	27%
Coûts nets		3,4	2,4	1,0	42%

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 - sont nulles en 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. Ce seuil sera abaissé à 300 GWh à partir de 2022.

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 - qui s'élèvent à **0,44 M€** en 2021 - viennent donc en diminution des coûts supportés pour la mise en œuvre des actions de MDE, dans la mesure où EDM n'est pas obligé en 2021.

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

Les coûts de MDE constatés en 2021 sont en hausse par rapport à 2020 (+ 1 M€, soit + 43 %), en raison d'une hausse du nombre d'actions de petite MDE réalisées par EDM, et donc du montant total de primes versées aux bénéficiaires (+ 1,2 M€) à la faveur d'une reprise de l'activité économique après une année 2020 entravée par la crise sanitaire.

### 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 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 **2 192,0 M€** pour l'année 2021 et se répartissent de la manière suivante entre les deux sous-actions :

- Transition énergétique : **566,2 M€**.
- Mécanismes de solidarité : **1 625,8 M€**.

**Tableau 38 : Synthèse des charges constatées en ZNI au titre de 2021, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux**

2021 - M€	EDF	EDM	EEWF	Autres acteurs	Total
<b>Transition énergétique</b>	<b>556,4</b>	<b>9,7</b>	<b>0,03</b>	<b>0,0</b>	<b>566,2</b>
<i>Surcoûts achats OA</i>	262,0	6,3			268,3
<i>Surcoûts achats GAG ENR</i>	141,3		0,02		141,3
<i>Surcoûts production FH ENR</i>	18,9		0,02		18,9
<i>MDE</i>	131,0	3,4			134,4
<i>Stockage</i>	3,3				3,3
<i>Etudes ZNI identifiées dans PPE</i>				0,0	0,0
<b>Mécanismes de solidarité</b>	<b>1 516,9</b>	<b>102,9</b>	<b>5,9</b>		<b>1 625,8</b>
<i>Surcoûts achats GAG non ENR</i>	1 129,5				1 129,5
<i>Surcoûts production FH non ENR</i>	387,5	102,9	5,9		496,4

## **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 constatées au titre de 2021**

RTE a déclaré des charges pour la mise en œuvre des contrats d'effacement au titre de 2021 à hauteur de **13,1 M€**. Elles correspondent en majeure partie aux primes versées dans le cadre de l'appel d'offres « Effacement 2021 », pour un montant de 10,3 M€, et intègrent des factures tardives au titre des appels d'offres « Effacement » des années 2018 et 2020. Ce montant est en forte augmentation par rapport aux charges constatées en 2020, de 3,0 M€, mais plus faible que le niveau de 17,2 M€ prévu l'an dernier pour 2021.

## 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 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.

#### 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 2021 en l'absence d'avancées réglementaires.

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>36</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.

Par ailleurs, 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.

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 additionnels 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 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 du chèque énergie la mise à disposition des données de consommation,

<sup>36</sup> Cette nouvelle catégorie de 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.

exprimées en euros, en temps réel. Le décret n° 2021-608 du 19 mai 2021<sup>37</sup> précise les modalités de mise en œuvre du dispositif relatif à l'offre de transmission des données de consommation d'électricité et de gaz naturel aux consommateurs précaires. En particulier, les coûts correspondants à ce dispositif sont compensés, dans la limite d'un montant unitaire maximal par ménage fixé par l'arrêté du 19 mai 2021.<sup>38</sup>

\* \* \*

Au titre de l'année 2021 des charges liées aux dispositifs sociaux – électricité ont été supportées :

- par EDF en métropole continentale et en ZNI, EDM (Electricité de Mayotte) ;
- par 79 entreprises locales de distribution et 8 fournisseurs alternatifs<sup>39</sup> en métropole continentale.

#### **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 d'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, cette compensation s'élève à **24,1 M€** pour l'ensemble des opérateurs ayant déclaré des charges afférentes à ce dispositif (contre 23,3 M€ en 2020).

#### **E.1.2 Charges liées à la mise à disposition des données de consommation**

En l'absence de déploiement effectif du dispositif en 2021, aucun coût n'est retenu dans les charges constatées au titre de 2021. En revanche, ils seront examinés et pourront donner lieu à une compensation dans la limite d'un montant unitaire maximal par ménage fixé par arrêté dès lors que le dispositif sera effectivement mis en œuvre.

#### **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 de foyers ayant bénéficié du TPN sur les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy en 2021 s'élève à 1661, pour un total de 0,1 M€. Des difficultés de mise en œuvre de la prolongation de ce dispositif sur les deux îles ont réduit le nombre de bénéficiaires du tarif de première nécessité.

Le montant des charges relatives aux services liés à la fourniture au TPN s'élève à 0,002 M€ pour les clients d'EDF dans les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy.

##### **E.1.3.2 Charges relatives aux services liés à la fourniture des bénéficiaires du chèque énergie**

Le montant des charges imputables aux services liés à la fourniture des bénéficiaires du chèque énergie pour 2021 s'élève à **3,1 M€** (contre 2,6 M€ en 2020).

\* \* \*

La somme des charges 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 (**3,1 M€**) est en hausse par rapport à la somme des charges constatées en 2020 au titre de ces mêmes réductions (2,8 M€).

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

Les charges à compenser aux opérateurs en 2021 au titre des dispositifs sociaux – électricité en métropole continentale et dans les ZNI s'élèvent à **27,4 M€** (24,1 M€ + 0 M€ + 3,2 M€), contre 26,1 M€ en 2020.

<sup>37</sup> Décret n° 2021-608 du 19 mai 2021 relatif à l'offre de transmission des données de consommation d'électricité et de gaz naturel aux consommateurs précaires publié au Journal officiel le 20/05/2021

<sup>38</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

<sup>39</sup> Engie, Enargia, Direct Energie, Gedia Energies & Services, Vattenfall Energies, Union des producteurs locaux d'électricité, Budget Télécom – Mint Energie, Joul.

Les détails de charges par type d'opérateur sont indiqués dans le Tableau 39. Les détails par entreprises locales de distribution et autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 42.

**Tableau 39 : Charges liées aux dispositifs sociaux supportées par les opérateurs au titre de 2021**

	Charges retenues au titre du FSL	Charges retenues au titre du dispositif de mise à disposition des données de consommation	Charges retenues au titre des autres dispositifs contre la précarité énergétique (TPN, chèque énergie)	Total à compenser au titre de 2021	Charges retenues en 2020
	M€	M€	M€	M€	M€
<b>EDF</b>	<b>18,7</b>	<b>0,0</b>	<b>0,9</b>	<b>19,7</b>	<b>18,9</b>
EDF MC	18,2	0,0	0,6	18,8	18,5
EDF ZNI	0,5	0,0	0,3	0,8	0,4
<b>EDM</b>	<b>0,020</b>	<b>0</b>	<b>0,00</b>	<b>0,021</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>0,7</b>
<b>Autres fournisseurs</b>	<b>4,7</b>	<b>0,0</b>	<b>2,2</b>	<b>6,9</b>	<b>6,4</b>
<b>Total</b>	<b>24,1</b>	<b>0,0</b>	<b>3,2</b>	<b>27,4</b>	<b>26,1</b>

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

### Tarif spécial de solidarité

À l'instar des bénéficiaires de la tarification de l'électricité comme produit de première nécessité (cf. chapitre E.1), le tarif spécial de solidarité (TSS) est abrogé à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018 au profit du dispositif du chèque énergie.

### Dispositions applicables aux bénéficiaires du chèque énergie

En application de l'article L. 445-6 du code de l'énergie, les fournisseurs de gaz naturel doivent proposer à leurs clients bénéficiant de l'aide en forme du chèque énergie la mise à disposition des données de comptage et, 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. Les coûts correspondants à ce dispositif 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, des charges liées aux dispositifs sociaux ont été supportées par EDF, par 14 entreprises locales de distribution et 4 fournisseurs alternatifs<sup>40</sup> en métropole continentale.

#### E.2.1 Charges liées au « tarif spécial de solidarité »

Avec la fin du tarif spécial de solidarité, aucun opérateur n'a déclaré 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

20 fournisseurs ont déclaré des charges liées au chèque énergie pour un total de **1,61 M€**. Ils étaient 19 à le faire l'an passé au titre de 2020 pour un total de 1,55 M€.

#### E.2.3 Charges liées à la mise à disposition des données de consommation

En l'absence de déploiement effectif du dispositif en 2021, aucun coût n'a été constaté à ce titre.

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

Le total des charges à compenser aux fournisseurs au titre de 2020 s'élève donc à **1,61 M€** (1,61 M€ + 0 M€).

Les détails de charges par type d'opérateur sont indiqués dans le Tableau 40. Les détails par entreprises locales de distribution et autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 42.

<sup>40</sup> Engie, Total Direct Energie, Dyneff, Vattenfall et Gédia Energies et Services



Tableau 40 : Charges liées aux dispositifs sociaux supportées par les opérateurs au titre de 2021

	Mise à disposition des données de consommation	Autres dispositifs		Total à compenser en 2021	Charges retenues en 2020
		Charges supportées au titre du TSS	Perte de recettes liée aux réductions sur les services pour les bénéficiaires du chèque énergie		
	M€	M€	M€	M€	M€
EDF	0,0	0,0	0,6	0,6	0,6
ELD	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Autres fournisseurs	0,0	0,0	1,0	1,0	0,9
Total	0,0	0,0	1,61	1,61	1,55

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

Le total des charges associées aux dispositifs sociaux électricité et gaz constatées au titre de l'année 2021 s'élève à **29,0 M€** (dont **27,4 M€** en électricité et **1,6 M€** en gaz). Celles-ci sont en légère augmentation par rapport aux charges constatées au titre de 2020 (26,1 M€ en électricité et 1,6 M€ en gaz).

## F. FRAIS DIVERS - COÛTS LIÉS À LA CONCLUSION ET À LA GESTION DES CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION EN MÉTROPOLÉ 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'obligation d'achat de biogaz et du contrat d'expérimentation relatif au biogaz, le 3° et 4° de l'article L. 121-36 du code de l'énergie disposent 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 ou du contrat d'expérimentation.

S'agissant par ailleurs des coûts relatifs à la mise en œuvre du complément de rémunération relatif au biométhane, 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 17 février 2022<sup>41</sup> 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 autres fournisseurs de gaz naturel) de déclarer les coûts correspondants qu'ils ont supportés au titre de 2021.

Au titre des coûts 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'infrastructures 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 gestion facturés par des organismes tiers intégrant ces installations dans leur périmètre d'équilibre.

La CRE a analysé les déclarations effectuées par les opérateurs et a pu consulter dans ce cadre un certain nombre de justificatifs d'évaluation des coûts de gestion des opérateurs. La CRE a opéré des corrections visant à exclure les coûts qui ne sont pas liés à la mise en œuvre des dispositifs et dont la compensation n'est pas prévue par la loi, notamment le frais correspondant à la certification des déclarations de charges des opérateurs (en application de l'article L. 121-9 du code de l'énergie).

La CRE a appliqué les principes retenus dans sa délibération<sup>42</sup> du 27 mai 2021 qui met en place un cadrage de la compensation des frais de gestion supportés par les entreprises locales de distribution, 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 a compensé les montants déclarés par les opérateurs dans la limite des plafonds exposés dans sa délibération. Ainsi ce plafonnement a été appliqué pour 14 ELD et 3 organismes agréés : la différence entre les frais de gestion déclarés par ces opérateurs et les frais de gestion plafonnés qui vont leur être effectivement compensés est de 0,3 M€.

Le montant finalement retenu au titre de l'année 2021 s'élève à **57,2 M€** de charges (contre 57,9 M€ prévus dans la mise à jour du montant prévisionnel au titre de 2021) :

- 55,7 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 51,6 M€ pour EDF, 3,4 M€ pour 79 entreprises locales de distribution, et 0,6 M€ pour cinq organismes agréés).
- 1,5 M€ sont déclarés par les acheteurs de biométhane (dont 0,05 M€ prévus par trois entreprises locales de distribution et 1,5 M€ prévus par 14 fournisseurs de gaz naturel).

Les détails de charges par type d'opérateur, ainsi que la comparaison à la mise à jour de la prévision au titre de 2021, sont présentés dans le Tableau 41.

<sup>41</sup> Délibération de la CRE du 17 février 2022 portant décision sur les règles de la comptabilité appropriée applicables aux opérateurs supportant des charges de service public de l'énergie pour la déclaration des charges constatées et sur le format de déclaration des charges prévisionnelles

<sup>42</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

**Tableau 41 : Charges liées aux frais de gestion supportées par les opérateurs au titre de 2021**

M€	Gestionnaires de contrats d'obligation d'achat ou de complément de rémunération d'électricité			Acheteurs de biométhane		Total
	EDF	ELD	Organismes agréés	ELD	Fournisseurs de gaz	
Rappel du montant prévisionnel mis à jour au titre de 2021	51,9	3,2	0,7	0,04	2,0	57,9
Montant retenu au titre de 2021	51,6	3,4	0,6	0,05	1,5	57,2
Variation	- 0,3	0,2	- 0,0	0,01	- 0,5	- 0,7

## G. DETAILS DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC CONSTATEES AU TITRE DE 2021 PAR LES OPERATEURS AUTRES QU'EDF, EDM, EEWf, RTE

Le Tableau 42 présente les détails des charges de service public constatées au titre de 2021 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf RTE et acheteurs en dernier recours<sup>43</sup>.

**Tableau 42 : 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 en 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	Surcoût d'achat total				
	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
R.S.E. REGIE SERVICES ENERGIE AMBERIEUX	2 589	847 239	133 254	0	713 984		2 250	43 463	759 697
SICAE de l'Aisne	4 113	1 261 670	226 055	0	1 035 615		7 200	0	1 042 815
Energie Développement Services du BRIANÇONNAIS	31 567	2 515 467	1 443 266	0	1 072 201		3 319	13 761	1 089 280
Régie Municipale d'Electricité ROQUEBILLIERE	34	17 814	1 869	0	15 945		0	0	15 945
Régie Communale d'Electricité GATTIERES	155	79 768	8 832	0	70 936		0	2 950	73 886
Régie Electrique DALOU	39	17 844	2 261	0	15 584		34	962	16 579
Régie municipale d'Electricité VARILHES	1 021	489 389	53 892	0	435 497		1 518	881	437 896
Régie Municipale d'Electricité VICDESSOS	16	7 817	903	0	6 914		0	1 018	7 932
Régie Municipale d'Electricité MAZERES	2 341	832 792	138 365	0	694 427		900	473	695 800
Régie Municipale d'Electricité ARIGNAC	379	92 291	21 307	0	70 984		0	0	70 984
Régie Electrique MERCUS GARRABET	12	6 067	787	0	5 280		0	873	6 153
Régie Municipale d'Electricité MERENS LES VALS	5	3 291	383	0	2 908		0	452	3 360
Régie municipale d'Electricité QUIE	7	2 607	438	0	2 169		0	575	2 744
Régie municipale d'Electricité TARASCON-SUR-ARIEGE	5 123	489 503	303 352	0	186 151		900	2 065	189 116
Régie municipale d'Electricité SAVERDUN	7 396	1 683 500	405 098	0	1 278 402		1 079	492	1 279 973
Régie d'Electricité SAINT-QUIRIC - CANTE - LISSAC - LABATUT	385	216 126	22 830	0	193 296		486	92	193 874
S.I.C.A.E. DE LA REGION DE PRECY SAINT-MARTIN	7 805	2 288 955	893 723	19 992	1 375 240		231	19 805	1 395 275
Energie Quillan Occitanie	4 938	607 787	291 546	0	316 241		2 814	5 563	324 618
S.I.V.O.M. LABERGEMENT SAINT-MARIE	3 586	383 415	200 816	0	182 599		1 260	7 369	191 228
Régie SDED EROME-GERVANS	175	102 509	10 920	0	91 589		0	0	91 589
Société d'économie mixte locale DREUX - GEDIA	84	36 945	4 338	0	32 607		5 041	0	37 648
SYNELVA COLLECTIVITES	81 634	10 614 240	8 573 166	187 572	1 853 502		10 800	67 029	1 931 331
Régie Municipale d'Electricité CAZERES	703	298 736	46 359	0	252 377		77	4 477	256 932
Régie Municipale d'Electricité MARTRES TOLOSANE	100	29 265	7 535	0	21 730		28	2 022	23 780
Régie municipale d'Electricité MIRAMONT DE COMMINGES	246	58 937	14 132	0	44 805		28	3 725	48 558
Régie Municipale Multiservices de LA REOLE	28	11 873	1 646	0	10 227		0	516	10 743
Régie d'Electricité du Syndicat du SUD DE LA REOLE	3 152	1 307 115	179 427	0	1 127 688		0	0	1 127 688
Régie Municipale de Bazes Energie	904	297 151	47 306	0	249 845		432	5 539	255 816
Régie Municipale d'Electricité GIGNAC	728	224 116	43 182	0	180 934		338	4 802	186 074
Régie Municipale d'Electricité CAZOULS LES BEZIERS	246	123 003	14 293	0	108 710		0	0	108 710
Coopérative d'Electricité SAINT-MARTIN DE LONDRES	43 057	9 354 184	4 705 646	42 761	4 605 776		11 840	93 069	4 710 685
GAZ ELECTRICITE DE GRENOBLE	120 602	14 169 417	12 194 925	386 559	1 587 933		49 500	143 994	1 781 427
Régie Municipale d'Electricité SALINS LES BAINS	66	33 860	3 797	0	30 064		245	2 810	33 119
GASCOGNE ENERGIES SERVICES AIRE SUR L'ADOUR (ex Régies Municipales)	3 642	1 354 159	417 554	2 830	933 774		9 383	9 004	952 161
S.I.C.A.E. REGION DE PITHIVIERS	143 829	13 265 197	8 791 908	0	4 473 289		12 590	66 480	4 552 359
Régie Communale Electrique SAULNES	11	5 645	620	0	5 025		728	1 493	7 246
SAEML UEM USINE D'ELECTRICITE DE METZ	227 474	35 257 541	26 082 865	355 592	8 819 084		85 759	246 906	9 151 749
Régie Communale d'Electricité PIERREVILLERS	18	10 060	961	0	9 099		0	225	9 324
Régie Municipale d'Electricité ROMBAS	595	103 150	38 766	0	64 384		47	1 260	65 691
Régie Municipale d'Electricité CREUTZWALD	23 238	3 122 999	2 557 169	227 878	337 952		1 631	17 649	357 233
Régie Municipale de Distribution CLOUANGE	29	15 138	1 473	0	13 665		230	0	13 896
Régie d'Electricité BITCHE	70	35 347	3 834	0	31 513		1 280	2 147	34 940
Régie Communale d'Electricité SAINT-MARIE AUX CHENES	55	23 478	3 384	0	20 094		507	13 603	34 204
Régie Municipale de Distribution d'Electricité de HAGONDANGE	94	31 883	5 176	0	26 707		118	2 555	29 380
Régie d'Electricité SCHOENECK	72	39 686	3 655	0	36 032		135	1 390	37 557

<sup>43</sup> Tel que prévu à l'article L. 314-26 du code de l'énergie : il s'agit de l'acheteur tenu de conclure un contrat d'achat de l'électricité produite par une installation sous complément de rémunération dans le cas où le producteur est dans l'incapacité de vendre sa production.

13 juillet 2022

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 Municipale d'Electricité AMNEVILLE	257	75 913	13 827	0	62 085		71	1 235	63 391
Régie Municipale d'Electricité HOMBORG HAUT	51	21 392	2 646	0	18 746		620	1 445	20 811
Régie Municipale d'Electricité ENERGIS SAINT-AVOLD	5 299	978 056	586 351	0	391 706		6 195	0	397 901
R.M.E.T. TALANGE	118	28 133	6 018	0	22 115		828	3 526	26 468
Régie Municipale d'Electricité et de Télédistribution MARANGE SILVANGE TERNEL	36	21 187	1 737	0	19 450		2 881	2 050	24 381
Régie Municipale d'Electricité MONTAIS LA MONTAGNE	31	10 884	1 815	0	9 070		0	0	9 070
S.I.C.A.E. CARNIN	50	16 728	2 558	0	14 169		0	0	14 169
Régie Electrique FONTAINE AU PIRE	24	6 795	1 527	0	5 268		158	0	5 426
SEM BEAUVOIS DISTRELEC	43	18 841	2 056	0	16 785		0	1 080	17 865
Régie Municipale d'Electricité LOOS	50	21 327	3 484	0	17 842		3 049	0	20 891
Régie Communale d'Electricité MONTATAIRE	12 764	2 727 460	945 369	0	1 782 090		6 787	0	1 788 877
S.I.C.A.E. OISE	188 849	20 626 091	19 230 358	548 599	847 134		22 972	144 203	1 014 309
Régie Municipale d'Electricité LARUNS	54	24 714	3 898	0	20 816		0	0	20 816
SIVOM d'Energie du Pays Toy	98	13 607	5 800	0	7 807		1 350	0	9 157
Régie Electrique CAPVERN LES BAINS	17	7 620	1 055	0	6 564		0	0	6 564
Energies Services LANNEMEZAN	464	260 056	80 854	0	179 202		4 653	3 913	187 767
Régie Electrique LA CABANASSE	21	8 524	1 326	0	7 199		0	85	7 284
Régie Electrique Municipale PRATS DE MOLLO LA PRESTE	243	23 025	60 594	0	-37 569		327	527	-36 715
Régie Electrique Municipale SAINT-LAURENT DE CERDANS	16	8 136	974	0	7 163		200	0	7 363
Régie Intercommunale d'Electricité NIEDERBRONN REICHSHOFFEN	742	369 809	70 047	0	299 762		900	11 946	312 608
GAZ DE BARR	212	76 855	10 868	0	65 987		5 779	2 685	74 451
UME	6 322	1 442 879	708 800	11 305	722 773		315	12 734	735 822
Régie Municipale d'Electricité de la ville de SARRE UNION	12 368	2 532 391	1 362 852	0	1 169 539		665	4 357	1 174 561
ES ENERGIES STRASBOURG	311 457	78 659 686	34 469 844	798 816	43 391 025	1 337 968	161 609	413 963	45 304 565
VIALIS	21 522	4 795 945	2 491 415	56 816	2 247 714		6 321	37 030	2 291 065
Coopérative de droit suisse ELEKTRA BIRSECK	25 038	4 622 084	2 569 024	73 888	1 979 173		908	38 671	2 018 752
SAEML HUNELEC Service de Distribution Public HUNELEC	134	77 681	12 285	0	65 397		0	4 420	69 817
SICAE EST	69 642	9 787 229	7 088 534	159 330	2 539 365		6 820	95 182	2 641 367
SOREA	29 807	2 967 259	2 407 923	36 944	522 392		7 557	39 537	569 486
Régie Electrique TIGNES	8 869	699 635	873 191	48 781	-222 337		1 505	1 140	-219 691
Régie Electrique Communale AUSSOIS	16	5 244	884	0	4 360		0	0	4 360
Régie Electrique AVRIEUX	8	4 070	611	0	3 459		0	0	3 459
Régie Electrique VILLARODIN BOURGET	19	8 497	962	0	7 535		0	0	7 535
Régie Electrique SAINTE-FOY TARENTEISE	30	9 244	2 148	0	7 096		0	0	7 096
Régie Electrique Municipale VILLAROGIER	14	2 092	1 008	0	1 083		0	0	1 083
Régie Electrique MONTVALEZAN	11	7 494	3 563	0	3 931		1	200	4 132
Syndicat d'Electricité SYNERGIE MAURIENNE	14 409	1 383 131	1 278 223	17 057	87 850		367	17 419	105 635
ARC ENERGIES MAURIENNE	1 497	234 909	174 232	0	60 677		900	0	61 577
Syndicat des Energies Electriques de TARENTEISE	7 420	840 439	424 952	0	415 487		0	0	415 487
Régie Gaz Electricité de la Ville BONNEVILLE	6 668	619 160	579 085	0	40 075		3 150	7 938	51 163
Régie du Syndicat Intercommunal d'Energies VALLÉE DE THÔNES	502	244 410	27 029	0	217 381		5 504	5 664	228 549
Régie Municipale Electrique LES HOUCHES	4 607	341 325	216 829	0	124 496		1 350	3 150	128 996
Régie Municipale d'Electricité SALLANCHES	2 547	451 271	231 329	0	219 942		4 050	15 624	239 616
ENERGIE ET SERVICES DE SEYSSSEL (SAEML)	6 397	2 112 863	346 451	0	1 766 413		13 793	26 719	1 806 925
S.A.I.C. PERS LOISINGS	104	43 877	6 745	0	37 132		0	0	37 132
Régie d'Electricité d'Elbeuf	172	78 686	17 097	0	61 589		10 979	5 283	77 852
Régie Communale de Distribution d'Electricité MITRY MORY	45	22 603	2 046	0	20 557		3 927	1 242	25 726
S.I.C.A.E. E.L.Y. : REGION EURE & LOIR YVELINES	1 226	436 468	64 688	0	371 781		4 218	8 150	384 149
SEOLIS	834 553	92 181 005	84 646 748	1 119 222	6 415 035		121 773	767 174	7 303 982
S.I.C.A.E. de la SOMME et du CAMBRAISIS	325 650	29 535 839	32 308 944	426 425	-3 199 530		8 780	260 639	-2 930 111
GAZELEC DE PERONNE	39 068	3 484 575	3 838 456	71 700	-425 581		4 157	3 193	-418 231
Régie Communale d'Electricité MONTDIDIER	10 386	1 075 077	607 773	0	467 303		1 350	5 136	473 789
Régie Municipale d'Electricité SAINT-PAUL CAP DE JOUX	4	1 895	196	0	1 699		0	120	1 819
SICAE du CARMAUSIN	12 725	3 967 027	1 456 213	11 305	2 499 508		2 246	38 339	2 540 092
Régie Municipale d'Electricité et de Gaz Energie Services Occitans CARMAUX ENEO	1 888	466 350	241 725	0	224 625		11 617	25 368	261 610
EPIC ENERGIES SERVICES LAVAUR - Pays de Coccagne	22 448	3 375 755	1 259 168	0	2 116 587		4 990	28 997	2 150 574
Régie d'Electricité du Département de la Vienne SOREGIES	652 161	92 385 163	65 387 477	773 771	26 223 915		142 136	605 268	26 971 318
Régie Municipale Electrique SAINT-LÉONARD DE NOBLAT	749	65 280	45 303	0	19 978		143	0	20 121
Régie Municipale d'Electricité LA BRESSE	8 350	1 027 985	900 933	37 101	89 951		85	16 775	106 810

	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				
Nom opérateur	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
S.I.C.A.E. CANTONS DE LA FERTÉ-ALAIS & LIMITROPHES	736	190 858	39 725	0	151 133		12	5 750	156 895
Coopérative d'Electricité VILLIERS SUR MARNE	79	34 064	4 566	0	29 498		0	0	29 498
S.I.C.A.E. VALLEE DU SAUSSEY	89	42 652	5 395	0	37 257		3 023	1 476	41 756
TOTAL Flex	322 123	35 334 204	34 565 639	1 623 146	-854 581		0	550 534	-304 047
BUDGET TELECOM – MINT ENERGIE	0	0	0	0	0		12 113	0	12 113
TotalEnergies Electricité et Gaz France	0	0	0	0	0	2 986 117	1 144 574	10 240	4 140 932
ENARGIA	0	0	0	0	0		1 950	0	1 950
ENERCOOP	24 929	2 881 278	2 389 102	57 841	434 335	592 499	0	63 442	1 090 276
CALEO							2 720		2 720
ENDESA ENERGIA SA						6 594 115		55 131	6 649 246
SAVE						53 292 974		380 469	53 673 443
ALSEN						1 550 892		14 991	1 565 883
Gaz de Bordeaux						4 866 157	6 232	35 313	4 907 702
SOCIETE EUROPEENNE DE GESTION DE L'ENERGIE						11 576 071		67 052	11 643 123
Gaz de Paris						10 887 412		49 846	10 937 258
VATTENFALL ENERGIES	0	0	0	0	0		9 236		9 236
PICOTY						1 632 033		8 253	1 640 286
DYNEFF							11 522		11 522
GEG Source d'Energies						1 004 408		9 903	1 014 311
SOLVAY ENERGY SERVICES (ex RHODIA ENERGY)						3 169 489		27 933	3 197 422
Total Energie Gaz (Tegaz)							369 591		369 591
SOCIETE VALMY DEFENSE 17 SVD 17						11 765 972		94 395	11 860 367
ENGIE	0	0	0	0	0	93 873 626	6 355 884	604 912	100 834 422
GEDIA ENERGIES & SERVICES	0	0	0	0	0		967	0	967
Joul	39	17 719	7 314	0	10 405		15 070	16 595	42 070
PROVIRIDIS SAS						1 701 020		24 742	1 725 762
REDEO ENERGIES SAS						14 427 914		134 539	14 562 452
SELFEE	1 087	272 115	179 907	0	92 209		0	5 280	97 489
Terreal						652 846		2 131	654 977
Union des producteurs locaux d'électricité	13 193	1 317 627	1 253 514	5 660	58 453		24	16 014	74 490
<b>Total</b>	<b>3 732 910</b>	<b>507 201 166</b>	<b>373 436 020</b>	<b>7 100 891</b>	<b>126 664 254</b>	<b>221 911 512</b>	<b>8 733 631</b>	<b>5 632 550</b>	<b>362 941 948</b>