

## ANNEXE 2

### Mise à jour des charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de l'année 2023 (CP''<sub>23</sub>)

Cette annexe présente la mise à jour des charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de l'année 2023 par les différents opérateurs concernés ou la première prévision de ces charges pour ceux qui n'avaient pas pu la réaliser auparavant. Les charges initialement prévues au titre de 2023 ont été évaluées lors de la délibération annuelle précédente de la CRE en juillet 2022<sup>1</sup> et ont fait exceptionnellement l'objet d'une réévaluation en novembre 2022<sup>2</sup>.

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.

Les charges ont été calculées à partir des déclarations envoyées par les opérateurs concernés avant le 30 avril 2023 et notamment à partir des dernières données de prix de marché de gros de l'électricité et du gaz.

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 mesures exceptionnelles de protection des consommateurs (boucliers tarifaires et amortisseurs). Les charges de service public de l'énergie au titre de 2023 associées sont détaillées au sein de l'annexe 8 de la présente délibération.

#### Opérateurs ayant déclaré la mise à jour de leurs charges de service public de l'énergie au titre de 2023

Différents types d'opérateurs peuvent être amenés à prévoir 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>3</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 de consommation d'électricité (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).

#### Principe des frais financiers

L'article L. 121-19-1 du code de l'énergie précise que « pour chaque opérateur, si le montant de la totalité des acomptes versés au titre d'une année est inférieur, respectivement supérieur, au montant constaté des charges mentionnées aux articles L. 121-7, L. 121-8 et L. 121-8-1, il en résulte une charge, respectivement un produit, qui porte intérêt à un taux fixé par décret. La charge ou le produit ainsi calculé est, respectivement, ajoutée ou retranchée aux charges à compenser à cet opérateur pour les années suivantes ».

<sup>1</sup> Annexe 1 de la délibération de la CRE du 13 juillet 2022 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023.

<sup>2</sup> Annexe 1 de la délibération de la CRE du 3 novembre 2022 relative à l'réévaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023.

<sup>3</sup> Société concessionnaire de la distribution publique d'électricité dans les îles Wallis et Futuna, filiale du groupe ENGIE.

En prenant en compte que l'article L. 121-19-1 du code de l'énergie précité introduit une valorisation financière de l'écart entre les charges constatées et les sommes recouvrées, les erreurs de prévisions portent intérêt. Dans ces conditions, la CRE a calculé la prévision des charges mise à jour au titre de l'année 2022 à partir des déclarations transmises par les opérateurs, après avoir attiré, le cas échéant, leur attention sur les éventuelles erreurs manifestes détectées.

**Avertissement**

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

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

## SYNTHESE

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie mises à jour au titre de 2023 est évalué à **- 1 548,5 M€**. Pour rappel, il s'agit du montant hors charges liées aux mesures exceptionnelles de protection des consommateurs (boucliers tarifaires et amortisseurs), dont le détail est donné dans l'annexe 8 de la présente délibération.

Le détail de la répartition 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 2022 et prévues initialement au titre de 2023 est fournie dans le Tableau 2.

Tableau 1 : Mise à jour des charges de service public de l'énergie prévues au titre de 2023

en M€	EDF	EDM	EEWF	Autres acteurs ZNI	RTE	Acheteur en dernier recours	ELD	Autres fournisseurs dont organismes agréés	Charges au titre de 2023
<b>Soutien ENR électrique en métropole</b>	<b>-4 729,0</b>					<b>0,0</b>	<b>93,5</b>	<b>-3,7</b>	<b>-4 639,3</b>
Eolien terrestre	-3 821,6					0,0	-40,5	-4,0	-3 866,2
Eolien en mer	-105,6					0,0	0,0	0,0	-105,6
Photovoltaïque	-200,4					0,0	118,4	0,7	-81,3
Bio-énergies	-150,4					0,0	18,7	0,0	-131,7
Autres énergies	-450,9					0,0	-3,1	-0,4	-454,4
<b>Injection biométhane</b>	<b>0,0</b>					<b>0,0</b>	<b>28,1</b>	<b>699,3</b>	<b>727,3</b>
<b>Soutien en ZNI <sup>(1)</sup></b>	<b>2 290,1</b>	<b>155,9</b>	<b>11,9</b>	<b>0,0</b>					<b>2 457,9</b>
Transition énergétique	782,5	13,4	0,36	0,0					796,2
Mécanismes de solidarité	1 507,6	142,5	11,6	0,0					1 661,7
<b>Cogénération et autres moyens thermiques</b>	<b>-291,3</b>					<b>0,0</b>	<b>23,5</b>	<b>9,6</b>	<b>-258,2</b>
<b>Effacement</b>					<b>33,0</b>				<b>33,0</b>
<b>Dispositifs sociaux <sup>(2)</sup></b>	<b>31,8</b>	<b>0,0</b>					<b>1,4</b>	<b>13,0</b>	<b>46,2</b>
Compensation FSL	19,5	0,0					0,7	6,4	26,6
Afficheur déporté	9,8						0,4	2,6	12,7
Autres	2,5	0,0					0,3	4,1	6,9
<b>Frais divers</b>	<b>71,1</b>					<b>0,0</b>	<b>8,3</b>	<b>5,1</b>	<b>84,5</b>
Frais de gestion	71,1					0,0	8,3	5,1	84,5
	<b>-2 627,3</b>	<b>155,9</b>	<b>11,9</b>	<b>0,0</b>	<b>33,0</b>	<b>0,0</b>	<b>154,7</b>	<b>723,3</b>	<b>-1 548,5</b>

(1) Hors charges liées aux dispositifs sociaux en ZNI.

(2) Dont charges liées aux dispositifs sociaux en ZNI.

Tableau 2 : Évolution des charges de service public de l'énergie prévisionnelles mises à jour au titre de 2023 par rapport aux charges constatées au titre de 2022 et initialement prévues au titre 2023 (prévision initiale réévaluée en novembre 2022)

en M€	Mise à jour de la prévision 2023	Prévision initiale pour 2023 (réévaluation de nov 22)	Evolution 2023 reprév - 2023 prév		Charges constatées au titre de 2022	Evolution 2023 reprév - 2022	
			en M€	en %		en M€	en %
<b>Soutien ENR électrique en métropole</b>	<b>-4 639,3</b>	<b>-18 567,1</b>	<b>13 927,8</b>	<b>75%</b>	<b>-1 854,5</b>	<b>-2 784,8</b>	<b>-150%</b>
restre	-3 866,2	-12 773,3	8 907,1	70%	-2 317,0	-1 549,1	-67%
mer	-105,6	-592,3	486,7	82%	-15,2	-90,5	-597%
taïque	-81,3	-2 744,0	2 662,6	97%	1 104,3	-1 185,7	-107%
gies	-131,7	-1 268,7	1 137,0	90%	-118,8	-13,0	-11%
nergies	-454,4	-1 188,8	734,4	62%	-507,8	53,4	11%
ométhane	727,3	-756,1	1 483,4	196%	78,7	648,6	824%
<b>ZNI</b>	<b>2 457,9</b>	<b>2 478,0</b>	<b>-20,1</b>	<b>-1%</b>	<b>2 486,0</b>	<b>-28,1</b>	<b>-1%</b>
n énergétique	796,2	748,1	48,1	6%	547,9	248,4	45%
mes de solidarité	1 661,7	1 729,9	-68,2	-4%	1 938,2	-276,5	-14%
<b>Cogénération et autres moyens thermiques</b>	<b>-258,2</b>	<b>157,5</b>	<b>-415,7</b>	<b>-264%</b>	<b>659,9</b>	<b>-918,0</b>	<b>-139%</b>
t	33,0	72,0	-39,0	-54%	72,0	-39,0	-54%
<b>sociaux</b>	<b>46,2</b>	<b>43,9</b>	<b>2,3</b>	<b>5%</b>	<b>34,4</b>	<b>11,7</b>	<b>34%</b>
sation FSL	26,6	24,8	1,8	7%	24,9	1,7	7%
r déporté	12,7	12,6	0,1	1%	1,8	10,9	589%
	6,9	6,4	0,4	7%	7,7	-0,8	-10%
<b>s</b>	<b>84,5</b>	<b>73,2</b>	<b>11,3</b>	<b>15%</b>	<b>65,4</b>	<b>19,1</b>	<b>29%</b>
gestion	84,5	73,2	11,3	15%	65,4	19,1	29%
	<b>-1 548,5</b>	<b>-16 498,6</b>	<b>14 950,1</b>	<b>91%</b>	<b>1 542,0</b>	<b>-3 090,5</b>	<b>-200%</b>

### Évolution par rapport aux charges constatées au titre de 2022

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie mises à jour au titre de 2023 est en baisse de **- 3 090,5 M€** par rapport à celui constaté en 2022 (soit **- 200 %**).

Les principales explications de cette évolution sont les suivantes :

- (baisse) Cette baisse importante est principalement portée par la baisse des charges liées aux énergies renouvelables électriques (ENR) en métropole continentale de **- 2 784,8 M€ (- 150 %)**. Elle s'explique essentiellement par la hausse de la valorisation de la part de l'énergie vendue à terme par EDF : ces volumes ont été valorisés dans un contexte de prix plus élevés, augmentant le coût évité moyen (pour l'obligation d'achat, le coût évité unitaire moyen passe de 172,8 €/MWh à 235,9 €/MWh, soit + 63 €/MWh en moyenne).
- (baisse) Les charges liées à la cogénération au gaz naturel en métropole continentale diminuent de **- 918,0 M€ (- 139 %)**, pour les mêmes raisons. Cette baisse est accentuée par la baisse des prix de gros du gaz, entraînant une baisse du coût d'achat de cette filière.
- (hausse) La hausse des charges liées à l'achat de biométhane injecté entre 2022 et 2023 (+ 648,6 M€) est la conséquence de la hausse du volume soutenu (+ 30,4 %) couplée à une baisse des prix de gros du gaz entre 2022 et 2023 (- 58 €/MWh en moyenne), entraînant une baisse du coût évité.
- (baisse) Les charges en ZNI sont en légère baisse (- 28,1 M€) du fait notamment de l'augmentation des recettes de vente liée à la hausse des tarifs réglementés de vente (TRV) en 2023 (+ 315,2 M€) qui compense l'augmentation des coûts de production sous l'effet de la hausse des prix des combustibles. Un transfert de charges est observé de la sous-action Mécanismes de solidarité (- 276,5 M€) à la sous-action Transition énergétique (+ 248,4 M€) en raison du développement des énergies renouvelables et de la conversion de centrales thermiques à la biomasse solide et aux bioliquides à La Réunion.

\*

### Évolution par rapport aux charges initialement prévues au titre de 2023

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie mises à jour au titre de 2023 est supérieur de **14 950,1 M€** à celui prévu en novembre 2022 (soit **+ 91 %**).

Les principales explications de cette évolution sont les suivantes :

- (hausse) Cette hausse importante est principalement portée par la hausse des charges liées aux ENR électriques en métropole continentale de **13 927,8 M€ (+ 75 %)**. Elle s'explique essentiellement par la baisse des références de prix de marché considérées (pour l'obligation d'achat, le coût évité unitaire moyen passe de 383,4 €/MWh à 235,9 €/MWh, soit - 147,6 €/MWh en moyenne).
- (baisse) Les charges liées à la cogénération au gaz naturel en métropole continentale diminuent de **- 415,7 M€ (- 264 %)**. En effet, le coût d'achat pour cette filière diminue fortement en raison de la baisse prévisionnelle des prix de gros du gaz. Toutefois, la valorisation de l'énergie produite diminue également, au même titre que celle des énergies renouvelables, ce qui modère la baisse.
- (hausse) La prévision de charges liées à l'obligation d'achat de biométhane injecté est revue à la hausse de 1 483,4 M€ principalement en raison de la baisse importante des prix de gros du gaz de l'ordre de 134 €/MWh. Cet effet est modéré par le retard de mise en service de plusieurs installations (- 2 592,0 GWh PCS sur l'année).
- (baisse) La baisse des charges dans les ZNI (-20,1 M€) est principalement due à l'accalmie observée sur les marchés mondiaux du charbon et du fioul au premier semestre 2023 par rapport aux prix futurs observés en 2022 pour 2023. Cet effet baissier est en partie compensé par la conversion de la centrale de Port Est située à la Réunion qui entraîne une hausse des surcoûts d'achat d'énergie renouvelable d'EDF SEI (+ 122,6 M€) et une partie de la baisse des surcoûts d'achat d'énergie non renouvelable d'EDF en 2023 par rapport à la prévision initiale (- 51,5 M€).

# SOMMAIRE

<b>A. SOUTIEN AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES, À LA COGÉNÉRATION GAZ NATUREL ET AUX AUTRES MOYENS THERMIQUES EN MÉTROPOLE CONTINENTALE .....</b>	<b>6</b>
A.1 Soutien à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, de cogénération au gaz naturel et d'autres moyens thermiques au périmètre d'EDF en métropole continentale .....	6
A.2 Mise à jour des surcoûts d'achat prévisionnels pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés au titre de 2023 .....	15
A.3 Bilan .....	19
<b>B. SOUTIEN À L'INJECTION DE BIOMÉTHANE .....</b>	<b>20</b>
B.1 Mise à jour des coûts d'achat prévisionnels au titre de 2023 .....	20
B.2 Mise à jour des coûts évités prévisionnels au titre de 2023 .....	20
B.3 Mise à jour des surcoûts d'achat prévisionnels au titre de 2023 .....	21
B.4 Mise à jour de la valorisation prévisionnelle des garanties d'origine au titre de 2023 .....	21
B.5 Mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2023 .....	22
<b>C. SOUTIEN EN ZNI .....</b>	<b>23</b>
C.1 Surcoûts de production supportés par les opérateurs historiques dans les zones non interconnectées .....	24
C.2 Surcoûts liés aux contrats d'achat d'électricité dans les zones non interconnectées .....	29
C.3 Surcoûts liés aux contrats de stockage dans les zones non interconnectées .....	33
C.4 Charges liées aux actions de MDE dans les zones non interconnectées .....	34
C.5 Coûts liés aux études mentionnées dans les PPE .....	36
C.6 Coûts de développement de projets reconnus d'intérêt public .....	36
C.7 Synthèse de la mise à jour des charges en ZNI au titre de 2023 .....	36
<b>D. SOUTIEN AUX EFFACEMENTS .....</b>	<b>38</b>
D.1 Contexte juridique .....	38
D.2 Montant des charges prévisionnelles au titre de 2023 .....	38
<b>E. DISPOSITIFS SOCIAUX .....</b>	<b>39</b>
E.1 Charges liées aux dispositifs sociaux – électricité .....	39
E.2 Charges liées aux dispositifs sociaux – gaz .....	41
Bilan des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux .....	42
<b>F. FRAIS DIVERS - COUTS LIÉS À LA CONCLUSION ET À LA GESTION DES CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT ET DE COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION EN MÉTROPOLE CONTINENTALE (ELECTRICITE ET GAZ) .....</b>	<b>43</b>
<b>G. DETAILS DE LA MISE A JOUR DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC PREVISIONNELLES AU TITRE DE 2023 POUR LES OPERATEURS AUTRES QU'EDF, EDM, EEWf, RTE .....</b>	<b>44</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 ». Ces actions couvrent 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 pénalités éventuelles est ajouté aux charges de service public constatées pour l'acquéreur.

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

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

Les perspectives d'évolution des quantités achetées et des montants versés aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables et de cogénération au gaz naturel sont présentées quel que soit leur mode de soutien (obligation d'achat ou complément de rémunération). Le développement, depuis plusieurs années, des installations de plus grande puissance 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<sup>4</sup>. Les quantités soutenues par les deux modes de soutien sont exposées dans les sections dédiées, dans lesquelles les charges de service public de l'énergie sont calculées.

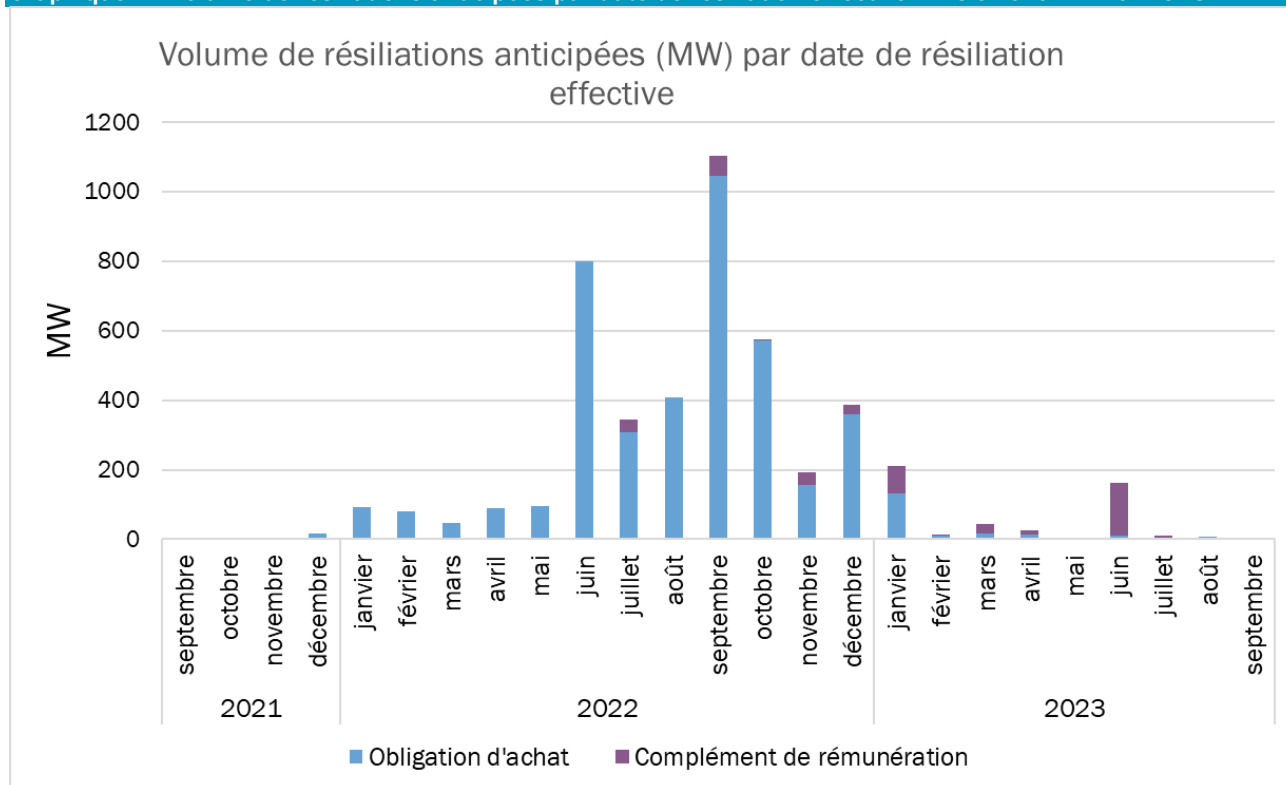
En outre, dans le contexte de crise des prix depuis le second semestre 2021, la CRE a observé que certains producteurs ont choisi de résilier leur contrat de soutien avant sa date d'échéance pour bénéficier d'opportunités de marché. EDF a transmis à la CRE le bilan des cas observés à la fin mai 2023 : au total, 4,7 GW d'installations ont demandé à résilier de manière anticipée leur contrat d'achat avec des dates de résiliation comprises entre septembre 2021 et septembre 2023, la répartition étant illustrée dans le Graphique 1. Ces résiliations de contrat concernent principalement les filières éolienne et hydraulique mais touchent la plupart des filières de production.

Ces résiliations de contrat concernent principalement les filières éolienne et hydraulique mais touchent la plupart des filières de production. Les contrats concernés sont majoritairement ceux arrivant à échéance à un horizon de temps où les producteurs peuvent se couvrir sur les marchés à terme et ceux qui ne prévoyaient pas de pénalités en cas de résiliation anticipée à l'initiative du producteur (en particulier, certains contrats ne prévoient pas le remboursement par les producteurs de l'ensemble du soutien perçu au cours de l'exécution des contrats).

Ce phénomène de résiliations anticipées de contrats de soutien est toutefois moins marqué depuis le début de l'année 2023, en lien avec (i) la relative baisse des prix de gros intervenue en 2023 après une période marquée par des prix particulièrement élevés au second semestre 2022 et (ii) la mise en place d'une mesure de taxation des rentes inframarginales par la loi de finances pour 2023<sup>5</sup>. EDF n'a ainsi pas retenu d'hypothèse concernant les futures résiliations anticipées de contrats de soutien dans l'établissement de la mise à jour de sa prévision au titre de 2023 en dehors des demandes déjà reçues.

<sup>4</sup> La CRE précise que les installations sortant des dispositifs de soutien peuvent continuer à produire sans nouveau soutien public, et sortent alors du périmètre de la délibération évaluant les charges de service public de l'énergie.

<sup>5</sup> LOI n° 2022-1726 du 30 décembre 2022 de finances pour 2023.

**Graphique 1 : Volume de résiliations anticipées par date de résiliation effective – vision à la fin mai 2023**

Ainsi, la quantité prévisionnelle d'énergie soutenue en 2023 s'élève à 62,4 TWh : elle diminue par rapport à 2022 (- 1,4 TWh soit - 2 %) tout comme par rapport à la pInitiale au titre de 2023 (- 3,3 TWh soit - 5 %). La puissance des installations soutenues s'élèverait, elle, à 35,6 GW en 2023. Au même titre que la production du parc, elle diminue entre 2022 et 2023, de 2,5 GW soit - 7 %, et enregistre une baisse plus mesurée par rapport à la prévision initiale au titre de 2023 (- 2,2 GW, soit - 6 %).

**Tableau 3 : Puissance et énergie des installations soutenues prévues au titre de 2023 par EDF en métropole (obligation d'achat et complément de rémunération cumulés)**

		Total	Cogéné- ration au gaz naturel	CCG	Hydrau- lique	Eolien à terre	Eolien en mer	Inciné- ration	Biogaz	Biomasse	PV	Autres
Energie soutenue (TWh)	2022	<b>63,8</b>	6,4	-	4,1	30,2	0,3	1,0	2,6	2,8	16,2	0,2
	2023 (ini- tiale)	<b>65,7</b>	4,2	-	3,0	33,3	2,7	0,3	2,3	2,6	16,8	0,5
	2023 (mise à jour)	<b>62,4</b>	5,6	-	2,8	29,4	2,1	0,2	2,2	2,0	17,9	0,2
Puis- sance soutenue (GW)	2022	<b>38,1</b>	2,6	0,4	1,9	16,6	0,5	0,5	0,5	0,7	14,3	0,1
	2023 (ini- tiale)	<b>37,8</b>	2,1	0,4	1,0	15,7	1,6	0,0	0,4	0,6	15,8	0,2
	2023 (mise à jour)	<b>35,6</b>	2,0	0,4	0,9	13,4	1,0	0,0	0,4	0,5	16,7	0,1

La puissance du **parc éolien terrestre** soutenu diminue fortement entre 2022 et 2023 (- 3,2 GW, soit - 19 %) pour atteindre 13,4 GW en 2023. Une baisse intermédiaire est observée avec la prévision initiale au titre de 2023 (- 2,3 GW soit - 14 %). Cette baisse progressive au fur et à mesure des mises à jour s'explique notamment par le volume important de résiliations anticipées de contrats d'achat. Cela se traduit aussi dans les volumes soutenus qui devraient s'élever à 29,4 TWh en 2023, soit une baisse de - 0,9 TWh (soit - 3 %) par rapport à 2022 et - 4,0 TWh (soit - 12 %) par rapport à la prévision initiale.



Cette baisse n'est pas compensée par de nouveaux contrats, notamment du fait de la prolongation de 18 mois du délai d'achèvement pour la plupart des installations nouvelles et la possibilité offerte aux producteurs de vendre l'énergie produite sur les marchés de gros, dans un contexte de prix attractifs, pendant une certaine période. Ainsi, EDF n'anticipe pas de mise en service de nouvelles installations soutenues en 2023. La puissance du **parc éolien en mer** au titre de 2023 s'établirait au double de l'année 2022 (+ 520 MW) du fait de la mise en service progressive des parcs issus de l'appel d'offres de 2011 dit « A01 » (parcs de Saint-Brieuc et Fécamp). Cependant, une baisse de - 560 MW est anticipée par rapport à la prévision initiale au titre 2023 du fait du décalage des mises en service de certaines tranches des parcs commerciaux et des projets éoliens flottants (projets pilotes en mer Méditerranée, dont les mises en service étaient initialement prévues pour 2023 et qui ne devraient finalement pas être mis en service avant 2024). Cela porte ainsi la production du parc éolien en mer global soutenu à 2,1 TWh contre 2,7 TWh initialement prévus en 2023 et 0,3 TWh en 2022.

Le **parc photovoltaïque** soutenu progresse de manière continue, de 16 % entre 2022 et 2023, après 18 % d'augmentation entre 2021 et 2022, et pourrait représenter 16,7 GW fin 2023, un niveau supérieur à la prévision initiale (+ 0,8 GW, soit + 5 %). En particulier, EDF prévoit une hausse des mises en service pour les contrats d'achat s'inscrivant dans le cadre des arrêtés tarifaires de 2017 et 2021, en cohérence avec la hausse du rythme des demandes de contrats observée depuis 2021, qui s'est poursuivie en 2022. L'énergie produite par ce parc soutenu progresse fortement et pourrait s'élever à 17,9 TWh en 2023 (+ 1,7 TWh par rapport à 2022). Ces effets haussiers ne sont pas compensés par la possibilité offerte à la plupart des nouvelles installations de lauréates d'appels d'offres de vendre l'énergie produite sur les marchés de gros pendant une certaine période avant la prise d'effet du contrat de soutien.

La **filière cogénération au gaz naturel** devrait décroître entre 2022 et 2023, à la fois de - 20 % en puissance pour atteindre 2,0 GW fin 2023 et de - 12 % en énergie pour une production anticipée de 5,6 TWh. Les prévisions de mises en service ont été revues à la baisse à la suite de l'arrêt de certains projets, notamment liés à l'incertitude sur les prix du gaz.

La **centrale à CCG** de Landivisiau a été mise en service en 2021, sa puissance est de 422 MW. Une prime fixe annuelle en €/MW est versée au producteur : il n'y a donc pas d'énergie soutenue.

Le **parc hydraulique** soutenu représenterait une puissance installée de 0,9 GW fin 2023, en forte baisse par rapport à 2022 (- 1,0 GW, soit - 51 %), restant cependant stable par rapport à la prévision initiale pour 2023, du fait d'un volume important de résiliations anticipées de contrats intervenues principalement en 2022 (- 0,88 GW). En conséquence, la production prévisionnelle s'établit à 2,8 TWh, un niveau inférieur de 1,3 TWh (- 32 %) à la production constatée en 2022.

La puissance de la **filière biomasse bois-énergie** devrait s'élever à 528 MW fin 2023, en baisse par rapport à 2022 (- 179 MW, soit - 25 %), du fait de l'arrivée à échéance de contrats anciens et de résiliations anticipées qui ne sont pas compensées par la prise d'effet des nouveaux contrats. De même, l'énergie produite, 2,0 TWh, subit une baisse sensible, équivalente à celle constatée sur la puissance par rapport à 2022 (0,8 TWh soit - 27 %).

La **filière biogaz** devrait décroître entre 2022 et 2023, à la fois de - 19 % en puissance pour atteindre 392 MW fin 2023 et de - 14 % en énergie pour une production de 2,2 TWh. De même que pour la filière biomasse, cette évolution se produit également du fait (i) de l'arrivée à échéance de contrats anciens qui n'est pas compensée par la prise d'effet des nouveaux contrats et (ii) de sorties anticipées de contrats d'achat. La prévision de production diminue dans une moindre mesure par rapport à la prévision initiale (- 3 %).

La **filière incinération d'ordures ménagères** connaît une très forte décroissance qui l'amène à représenter une puissance marginale en 2023 (35 MW fin 2023, après une baisse de - 434 MW entre 2022 et 2023) en raison, une nouvelle fois, de l'arrivée à échéance des contrats et d'un important volume de résiliations anticipées et ce, en l'absence de mécanisme de soutien pour porter de nouvelles installations. L'énergie produite diminue également en conséquence pour atteindre 0,2 TWh en 2023.

Les autres filières (**gaz de mines, géothermie, achat des surplus aux ELD**) sont plus marginales et représenteraient une production prévisionnelle de 207 GWh en 2023.

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

Les surcoûts d'achat prévus pour 2023 sont engendrés par les contrats d'obligation d'achat suivants :

- les contrats ouvrant droit à l'obligation d'achat (article L. 314-1 du code l'énergie) ;
- les contrats d'achat conclus à l'issue d'une procédure de mise en concurrence (1° de l'article L. 311-12 du code précité) ;
- les contrats conclus ou négociés avant le 11 février 2000 (article L. 121-27 du code précité).

En application de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, le montant des surcoûts est égal à la différence entre le prix d'acquisition de l'électricité payé en exécution des contrats en cause et la somme du coût évité par l'acquisition



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

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

La mise à jour de la prévision des quantités achetées en 2023 est établie par EDF à partir des montants constatés au titre de 2022 et au cours des mois de janvier à mars 2023, et des évolutions prévues pour le reste de l'année 2023. Comme indiqué en introduction, la CRE n'a pas modifié ces nouvelles prévisions.

Les quantités d'électricité et les coûts d'achat prévisionnels déclarés par EDF en métropole continentale au titre de l'année 2023 sont présentés dans le Tableau 4.

**Tableau 4 : Mise à jour des quantités d'électricité et coûts d'achat prévus par EDF au titre de 2023**

	Cogénération gaz	Hydraulique	Eolien à terre	Eolien en mer	Incineration	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Surplus des ELD	Gaz de Mines	TOTAL
Janvier	1 238,5	330,0	1 937,3	167,8	24,9	188,3	141,3	514,7	12,7	3,5	4 559,0
Février	1 066,9	306,1	2 575,2	138,7	22,8	168,8	140,0	758,0	17,3	2,8	5 196,5
Mars	1 012,0	328,0	1 984,3	142,8	23,2	190,4	141,2	1 187,6	13,4	3,5	5 026,6
Avril	48,6	287,1	1 452,7	121,0	16,8	181,6	153,4	1 467,2	14,5	3,4	3 746,3
Mai	24,2	305,0	1 448,2	110,7	18,9	185,1	167,6	1 684,6	18,7	3,6	3 966,6
Juin	18,2	246,8	856,7	93,3	17,8	176,3	137,5	1 706,2	9,0	3,4	3 265,3
Juillet	20,1	164,6	1 020,0	112,0	19,9	183,7	145,9	1 867,7	12,4	3,5	3 549,9
Août	20,9	114,6	1 023,2	133,1	17,2	181,8	135,9	1 714,4	14,3	3,4	3 358,9
Septembre	32,2	100,5	993,1	159,7	20,2	178,4	141,3	1 377,4	8,4	4,8	3 015,9
Octobre	50,3	152,3	1 832,1	238,0	13,9	191,4	138,9	985,2	13,9	5,0	3 620,9
Novembre	897,5	173,6	1 695,2	309,9	19,6	182,0	141,7	612,0	12,1	4,4	4 047,9
Décembre	1 065,4	269,3	2 137,0	350,0	20,8	190,9	152,7	461,9	14,4	5,1	4 667,5
<b>Quantités (GWh)</b>	<b>5 494,7</b>	<b>2 777,9</b>	<b>18 954,9</b>	<b>2 077,2</b>	<b>235,9</b>	<b>2 198,8</b>	<b>1 737,3</b>	<b>14 336,9</b>	<b>161,1</b>	<b>46,4</b>	<b>48 021,1</b>
Prévision initiale pour 2023 (GWh)	4 089,5	2 861,2	19 875,7	2 749,6	305,2	2 242,8	2 218,9	13 769,7	191,8	110,8	48 415,3
Quantités en 2022 (GWh)	6 300,6	4 082,4	21 487,1	292,0	994,6	2 561,9	2 533,7	12 407,3	123,8	68,0	50 851,4
<b>Coût d'achat (M€)</b>	<b>1 329,2</b>	<b>291,6</b>	<b>1 837,6</b>	<b>372,1</b>	<b>16,3</b>	<b>445,4</b>	<b>293,0</b>	<b>3 500,8</b>	<b>15,8</b>	<b>3,5</b>	<b>8 105,3</b>
Prévision initiale pour 2023 (M€)	2 284,3	282,0	1 840,9	458,8	29,0	407,1	346,5	3 359,7	18,2	8,2	9 034,6
Coût d'achat en 2022 (M€)	2 073,9	370,1	1 992,1	49,5	60,4	476,0	397,7	3 254,9	11,9	5,0	8 691,6
<b>Coût d'achat unitaire (€/MWh)</b>	<b>241,9</b>	<b>105,0</b>	<b>96,9</b>	<b>179,1</b>	<b>69,0</b>	<b>202,5</b>	<b>168,7</b>	<b>244,2</b>	<b>98,3</b>	<b>75,8</b>	<b>168,8</b>
Prévision initiale pour 2023 (€/MWh)	558,6	98,6	92,6	166,8	95,0	181,5	156,2	244,0	94,9	73,8	186,6
Coût d'achat unitaire en 2022 (€/MWh)	329,2	90,7	92,7	169,6	60,8	185,8	157,0	262,3	96,5	74,3	170,9

La mise à jour de la prévision au titre de 2023 réalisée par EDF aboutit à un volume total de **48,0 TWh** de production soutenue par le mécanisme d'obligation d'achat, pour un coût d'achat de **8 105,3 M€**.

La quantité soutenue par obligation d'achat est en baisse par rapport à 2022 (- 2,8 TWh, soit - 5,6 %), du fait notamment de l'arrivée à échéance de contrats d'achat et d'importants volumes de résiliations anticipées, comme mentionné précédemment.

En particulier, le parc éolien terrestre en obligation d'achat connaît une forte décroissance : la puissance installée des installations éoliennes diminue de - 3,2 GW en tenant compte des résiliations anticipées et de l'arrivée à échéance de contrats. Cette décroissance du parc éolien terrestre sous obligation d'achat devrait se poursuivre les années suivantes.

Le phénomène des résiliations anticipées de contrat d'achat explique également la baisse de production de la filière hydraulique par rapport à 2022 et à la prévision initiale pour 2023 (baisse respectivement de - 32 % et - 3 %).

La filière de la cogénération au gaz naturel, en revanche, devrait produire moins qu'en 2022 (- 13 %) mais plus que ce qui était prévu initialement pour 2023 (+ 34 %), pour atteindre une production de 5,5 TWh.

La production de la filière photovoltaïque sous obligation d'achat poursuit sa croissance (+ 1,9 TWh par rapport à 2022), une hausse plus importante qu'attendue dans la prévision initiale (+ 567 GWh par rapport à celle-ci).

De plus, les mises en service prochaines d'installations éoliennes en mer devraient permettre à cette filière de produire 2,1 TWh en 2023.

Le coût d'achat total connaît une diminution (- 586 M€, soit - 6,7 %, par rapport à 2022 et - 929 M€, soit - 10,3 %, par rapport à la prévision initiale au titre de 2023) portée par la baisse de la quantité d'énergie achetée et par la forte baisse du coût d'achat des cogénérations au gaz naturel. Le coût d'achat unitaire total diminue par rapport à 2022, de 170,9 €/MWh à 168,8 €/MWh, tiré par la forte baisse de celui de la filière de la cogénération au gaz naturel, du fait de la baisse des prix de gros du gaz qui avaient connu une hausse très importante en 2022. La poursuite de la décroissance du coût d'achat unitaire moyen du photovoltaïque (- 18,2 €/MWh, soit - 6,9 %) est également notable, sous l'effet de la mise en service en 2023 d'installations ayant un coût d'achat unitaire plus bas que le coût d'achat unitaire moyen de 2022. En revanche, le coût d'achat unitaire évolue à la hausse pour l'ensemble des autres filières, du fait notamment de l'indexation des tarifs d'achat sur les prix à la production et le coût du travail : l'hypothèse d'inflation annuelle a été révisée à 4,2 % contre 1,3 % employé précédemment.

S'agissant des contrats d'achat photovoltaïques concernés par la révision de leur tarif<sup>6</sup>, et compte tenu de l'incertitude pesant sur ces tarifs au moment des déclarations de charges, la CRE a pris en compte les déclarations des opérateurs et réalisera le cas échéant des régularisations à l'occasion des prochains exercices annuels d'évaluation des charges de service public de l'énergie.

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

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

#### Cas général

La méthodologie d'évaluation du coût évité prévisionnel au titre de l'année en cours pour EDF en métropole continentale est détaillée dans la délibération de la CRE du 29 juin 2023<sup>7</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 est calculé en fonction des ventes à terme réalisées par EDF dans le cadre des appels d'offres qu'elle organise et des prix de marché à terme. 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.
- Le coût évité par la production aléatoire est calculé, pour les 5 premiers mois de l'année, à partir des prix spot constatés et, pour les 7 derniers mois, à partir des prix de marché à terme :
  - o cotation du produit M6 pour le mois de juin ;
  - o cotations des produits Q3 et Q4 auxquelles sont appliqués des coefficients mensuels correspondants à la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix du mois sur le prix du trimestre correspondant (poids moyen du mois dans le trimestre) pour les mois de juillet à décembre.

Une méthodologie d'évaluation particulière est prévue pour les filières photovoltaïque et éolien à terre. Le coût évité par la part aléatoire de la production de ces filières est évalué de manière à refléter les effets de corrélation entre ces productions et les prix de marché auxquels est valorisée la production sous obligation d'achat dans le périmètre d'EDF. Un facteur correctif mensuel basé sur l'historique est ainsi appliqué aux références mensuelles de prix de marché retenues. Cette méthodologie a pour but de refléter le profil de production particulier de ces filières.

Pour l'année 2024, le coût évité global pour l'énergie produite s'élève ainsi à **11 325,9 M€**.

#### Coût évité par la production quasi certaine

La puissance quasi certaine retenue pour l'année 2023, définie dans les délibérations de la CRE du 15 décembre 2021<sup>8</sup> et du 15 décembre 2022<sup>9</sup> est indiquée dans le Tableau 5.

**Tableau 5 : Puissance quasi certaine retenue pour 2023**

	Puissance quasi certaine (MW)
Ruban de base	2 900
Surplus de production du premier trimestre	2 700
Surplus de production novembre	1 000
Surplus de production décembre	1 000

Il s'agit de la seconde année où les effets de la modification méthodologique introduite par la délibération de la CRE du 28 novembre 2019<sup>10</sup> sont visibles. Le foisonnement interfilières au sein du périmètre d'équilibre d'EDF OA est pris en compte pour déterminer la puissance quasi certaine : les puissances du ruban de base ainsi que du surplus de production du premier trimestre 2023 sont en augmentation par rapport à 2022 (respectivement + 200 MW et + 600 MW). La délibération du 15 décembre 2022 a cependant revu à la baisse les puissances des surplus de production de novembre et décembre, dont la vente n'avait pas encore démarré, pour prendre en compte

<sup>6</sup> En application de l'article 225 de la loi n° 2020-1721 du 29 décembre 2020 de finances pour 2021, du décret n° 2021-1385 du 26 octobre 2021 et de l'arrêté du 26 octobre 2021 relatifs à la révision de certains contrats de soutien à la production d'électricité d'origine photovoltaïque.

<sup>7</sup> Délibération de la CRE du 29 juin 2023 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

<sup>8</sup> Délibération de la CRE du 15 décembre 2021 relative aux valeurs de la puissance équivalente quasi certaine nécessaires pour le calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale.

<sup>9</sup> Délibération de la CRE du 15 décembre 2022 relative aux valeurs de la puissance équivalente quasi certaine nécessaires pour le calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale.

<sup>10</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.

l'importante modification du parc soutenu en obligation d'achat, notamment du fait des résiliations anticipées. Ces puissances diminuent ainsi de 700 MW par rapport à 2022.

En application de la délibération méthodologique du 29 juin 2023 susmentionnée, le coût évité pour les produits des blocs correspondant à la production quasi certaine est calculé en fonction :

- des ventes effectivement réalisées le cas échéant par EDF ;
- de la moyenne des cotations EEX constatées entre le 15 et le 31 mai 2023 pour les ventes à effectuer à compter de cette date.

Le coût évité du produit « ruban de base » est ainsi obtenu à partir des ventes réalisées par EDF entre le 1<sup>er</sup> janvier 2021 et le 31 décembre 2022. Le coût évité du produit « Q1 » a été obtenu à partir des ventes réalisées par EDF entre le 1<sup>er</sup> janvier 2022 et le 31 décembre 2022. Le coût évité par les blocs des mois M11 et M12 est calculé selon la méthodologie retenue pour l'évaluation du coût évité mensuel par la part aléatoire (cf. infra), qui repose notamment sur la moyenne des cotations EEX observées entre le 15 et le 31 mai 2023 pour le produit « Q4 ». Les références de coût évité finalement retenues pour chaque bloc de puissance quasi certaine sont indiquées dans le Tableau 6.

**Tableau 6 : Prix de valorisation des volumes quasi certains retenus pour 2023, en €/MWh**

Ruban	1 <sup>er</sup> trimestre (Q1)	Novembre (M11)	Décembre (M12)
220,09	620,72	197,40	194,63

Ainsi, le coût évité par la production quasi certaine, correspondant à 32,7 TWh, est de **9 498,1 M€**.

#### **Coût évité par la production aléatoire**

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

**Tableau 7 : Prix de marché mensuels pour la part aléatoire pour 2023, en €/MWh**

Mois	Référence mensuelle
Janvier	132,10
Février	148,76
Mars	111,96
Avril	106,36
Mai	77,55
Juin	80,39
Juillet	90,99
Août	85,22
Septembre	101,75
Octobre	190,67
Novembre	197,40
Décembre	194,63

Le coût évité par la production aléatoire s'élève pour 2023 à **1 827,7 M€**. Ce montant est détaillé au pas mensuel dans le Tableau 8 ci-dessous, ainsi que les prix aléatoires pondérés utilisés pour les filières éolien à terre et photovoltaïque.

**Tableau 8 : Prix de marché mensuels et coût évité à EDF par les contrats d'achat en 2023**

Mois	Prix mensuel	Quantité hors éolien PV	Prix mensuel éolien à terre	Quantité éolien à terre	Prix mensuel PV	Quantité PV	Coût évité
	(€/MWh)	(GWh)	(€/MWh)	(GWh)	(€/MWh)	(GWh)	(M€)
Janvier	132,10	181,4	107,4	166,8	125,7	44,3	47,5
Février	148,76	513,9	138,7	710,3	147,2	209,1	205,8
Mars	111,96	317,4	94,4	339,6	87,9	203,2	85,5
Avril	106,36	365,8	96,1	643,0	95,4	649,4	162,7
Mai	77,55	380,2	71,7	660,4	72,5	768,3	132,5
Juin	80,39	253,2	70,8	308,9	75,0	615,2	88,4
Juillet	90,99	259,7	80,7	400,1	89,8	732,5	121,7
Août	85,22	222,2	70,9	365,9	79,0	613,2	93,3
Septembre	101,75	198,6	93,6	305,6	100,2	423,8	91,3
Octobre	190,67	324,8	160,1	740,4	231,5	398,2	272,6
Novembre	197,40	533,2	152,7	519,2	252,7	187,5	231,9
Décembre	194,63	782,6	125,0	808,5	235,7	174,8	294,6
<b>Total 2023</b>	<b>140,1</b>	<b>4 333</b>	<b>111,5</b>	<b>5 969</b>	<b>110,7</b>	<b>5 019</b>	<b>1 827,7</b>

### A.1.2.3 Prise en compte de l'imprévisibilité d'une partie de la production sous obligation d'achat

La délibération méthodologique du 29 juin 2023 prévoit de prendre en compte le coût prévisionnel lié à l'imprévisibilité d'une partie de la production du périmètre d'équilibre d'EDF OA. Il est calculé à partir des volumes d'écarts prévus en valeur absolue par EDF OA et de la décote observée en moyenne entre le prix des écarts et le prix spot.

La CRE a estimé, à partir des données fournies par EDF, le coût prévisionnel lié à l'imprévisibilité à **16,2 M€** au titre l'année 2023. Cette évaluation tient compte des volumes prévus pour chaque filière sous obligation d'achat, de leur contribution respective au volume total d'écart et des prix de marché à terme. Ce coût est à retrancher du coût évité par les contrats d'achat prévu au titre de 2023.

Après un doublement des coûts prévisionnels liés à l'imprévisibilité entre 2021 et 2022, du fait de l'augmentation des prix de marché de gros, ce coût prévisionnel connaît une diminution de 2 M€ entre 2022 et 2023.

### A.1.2.4 Prise en compte du coût prévisionnel des achats au prix spot pour EDF OA

Comme évoqué précédemment, l'évolution de la méthodologie d'établissement de la puissance quasi certaine dans la délibération méthodologique de la CRE du 28 novembre 2019 susmentionnée a conduit à un quasi-doublement du niveau des blocs de puissance quasi certaine vendus à terme. La première année concernée par cette évolution était l'année 2022. Or, l'effet conjoncturel des résiliations anticipées de nombreux contrats d'obligation d'achat au cours du second semestre 2022, dans un contexte de prix de gros élevés, a conduit à une production du parc sous obligation d'achat moindre que celle anticipée lors de la détermination des blocs de puissance quasi certaine. Si les modalités d'établissement par la CRE des niveaux de puissance quasi certaine, en considérant des taux de charge historiques, devait permettre qu'EDF soit vendeur sur environ 90 % des pas de temps demi-horaires, celui-ci a in fine été vendeur sur environ 80 % des pas de temps en 2022. Les volumes achetés au prix spot ont ainsi représenté environ 4 % de la production totale du parc sous obligation d'achat.

La CRE anticipe qu'en 2023 les achats au prix spot devraient également représenter un volume du même ordre, dans la mesure où les ventes à terme étaient déjà finalisées pour la plupart des produits relatifs à l'année 2023 vendus par EDF lorsque la CRE a procédé, en décembre 2022, à la réévaluation annuelle des valeurs de puissance quasi certaine.

Or, ces achats peuvent représenter un coût prévisionnel dans la mesure où on constate un écart entre le prix d'achat et le prix de vente qui peuvent être captés par la production aléatoire. La délibération du 29 juin 2023 prévoit ainsi que ce surcoût prévisionnel soit intégré aux charges prévisionnelles d'EDF.

Pour 2023, les composantes du calcul du coût prévisionnel lié aux achats effectués au prix spot sont établies sur la base de l'historique d'une année glissante (entre juin 2022 et mai 2023). Cela conduit à retenir, conformément à la délibération du 29 juin 2023, un volume d'achats au prix spot prévisionnel de 4,2 %, aboutissant à un surcoût de **81,6 M€**.

### A.1.2.5 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 (démarriage 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 présenté ci-dessus. L'article L. 335-5 du code de l'énergie dispose en effet que les gestionnaires de contrats d'obligation d'achat en métropole continentale sont subrogés aux producteurs pour la délivrance des garanties de capacité et la responsabilité des éventuels écarts entre les niveaux de capacité effectifs et les niveaux de capacité certifiés. 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 sa délibération du 29 juin 2023<sup>11</sup>, la CRE a défini les principes de la prise en compte des revenus liés aux garanties de capacité pour le calcul du coût évité « capacité ».

En 2023, les enchères tenues par EPEX Spot portent sur les années de livraison (« AL ») 2020, 2022, 2023, 2024 et 2025. Il n'y a pas d'enchères prévues pour les AL 2026 et 2027.

Le coût évité prévisionnel lié aux garanties de capacité au titre de 2023 porte ainsi sur la valorisation qui peut être faite, lors de ces enchères, des garanties de capacité obtenues par EDF pour les AL susmentionnées.

Dans le cadre de sa déclaration de charges prévisionnelles mises à jour au titre de 2023, EDF a déclaré à la CRE sa meilleure estimation des volumes déjà vendus et destinés à être vendus aux enchères qui se tiennent en 2023 pour les différentes AL concernées :

	AL 2020	AL 2022	AL 2023	AL 2024	AL 2025
--	---------	---------	---------	---------	---------

<sup>11</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 29 juin 2023 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

Volume prévisionnel de garanties de capacité pouvant être valorisées en 2023 (MW)	0	-287,8	-383,5	1 861,8	1 803,7
---	---	--------	--------	---------	---------

Dans la mesure où les rééquilibrages pour l'AL2020 étaient autorisés jusqu'au 30 septembre 2021 et qu'EDF a pu valoriser l'intégralité des garanties de capacité associées à la capacité certifiée (NCC), aucune vente n'est prévue pour l'enchère en 2023 portant sur l'AL2020.

S'agissant des AL 2022 et 2023, EDF anticipe des rééquilibrages à la baisse consécutifs du fait des nombreuses demandes de résiliation anticipée de contrats d'achat par les producteurs reçues par EDF courant 2022 et 2023.

Pour les AL 2024 et 2025, le volume proposé à la vente prend en compte les contraintes d'offres<sup>12</sup> auxquelles est soumis EDF OA car la capacité certifiée totale dans son périmètre de certification est supérieure à 3 GW pour chacune des AL. Les règles du mécanisme de capacité imposent dans ce cadre d'offrir à la vente, via les enchères organisées par Epex Spot, un volume minimal de garanties de capacité chaque année en amont de l'AL concernée. Ainsi, pour l'AL 2024, de premières enchères ayant lieu en 2022, seule la moitié du volume de garanties de capacité obtenu par EDF pour cette AL sera valorisée en 2023. Pour l'AL 2025, la moitié du volume de garanties de capacité obtenu par EDF pour cette AL doit être valorisée en 2023.

La CRE a vérifié la cohérence des volumes pour l'AL2025 au regard de ceux pris en compte pour les AL 2023 et 2024. Pour ces deux dernières AL, la certification des installations a déjà eu lieu et les puissances installées correspondantes font l'objet de prévisions détaillées par EDF dans le cadre des charges prévisionnelles au titre de 2023 et 2024.

En application de la délibération de la CRE du 29 juin 2023 susmentionnée, la valorisation des garanties de capacité pour les AL 2022 à 2025 est effectuée au prix moyen résultant des enchères qui se sont déjà tenues pour ces AL et si, pour une AL, aucune enchère n'a encore eu lieu, la moyenne des prix résultant des enchères ayant déjà eu lieu pour l'AL précédente<sup>13</sup> soit :

- pour l'AL 2022, 26 703,1 €/MW ;
- pour l'AL 2023, 45 622,4 €/MW ;
- pour l'AL 2024, 26 926,6 €/MW ;
- pour l'AL 2025, 26 926,6 €/MW.

Le coût évité total prévisionnel « capacité » retenu pour EDF au titre de 2023 est de **73,5M€**. Il est réparti de la manière suivante entre les filières de production :

Coût évité par les garanties de capacité au titre de 2023 (M€)	Cogénération au gaz naturel	Hydraulique	Eolien à terre	Eolien en mer	Incinération	Biogaz	Bio-masse	Photovoltaïque	Autres	Total
	17,8	5,6	24,9	6,4	0,4	4,0	4,3	10,0	0,2	73,5

#### A.1.2.6 Coût total évité à EDF par les contrats d'achat

Le coût total évité à EDF par les contrats d'achat en métropole en 2023 est évalué à **11 301,5 M€** (9 498,1 M€ de coût évité par la production quasi-certaine + 1 827,7 M€ de coût évité par la production aléatoire + 73,5 M€ de coût évité lié aux garanties de capacité – 16,2 M€ au titre de la prise en compte du coût de l'imprévisibilité de la production sous obligation d'achat – 81,6 M€ au titre de la prise en compte du coût prévisionnel des achats au prix spot).

#### A.1.2.7 Surcoûts liés aux contrats d'achat pour EDF en 2023

Les surcoûts liés aux contrats d'achat qu'EDF prévoit de gérer en 2023 sont négatifs dans la mesure où le coût évité est supérieur au coût d'achat : ils s'élèvent à **- 3 196,2 M€** en métropole continentale (8 105,3 M€ de coût d'achat – 11 301,5 M€ de coût évité).

Dans la continuité de l'année 2022, la baisse des surcoûts se poursuit. Avec un coût d'achat de **8 691,6 M€** et un coût évité de **9 047,0 M€**, ils sont évalués à **- 351,6 M€** en 2022, marquant une baisse conséquente dans un

<sup>12</sup> Cf. section 11.1.3 des règles du mécanisme de capacité en vigueur.

<sup>13</sup> La dernière enchère prise en compte est celle du 27/04/2023.



contexte de crise des prix de gros de l'énergie. Ainsi, le coût évité énergie unitaire moyen augmente de 172,75 €/MWh à 235,85 €/MWh entre 2022 et 2023.

Cependant, il convient de noter que cette baisse est largement inférieure à la prévision initiale pour 2023 (réalisée en novembre 2022) de **- 9 546,9 M€** (soit **+ 6,3 Md€**), du fait de la baisse relative des prix de marché de gros. En effet, le coût évité prévu pour 2023 augmente de **7 235,2 M€**, compensé dans une bien moindre mesure par la baisse des prix d'achat (**- 929,3 M€**) sous l'effet de la baisse du coût d'achat de la filière cogénération.

### 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 :

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

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>14</sup> et dans un décret définissant les modalités d'application du complément de rémunération<sup>15</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 déplafonnement

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 gros de l'électricité, le prix de référence mensuel  $M_0$  a considérablement augmenté depuis la fin de l'année 2021 : la grande majorité des primes de complément de rémunération sont donc négatives depuis septembre 2021.

Auparavant, 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 était prévu dans la plupart des contrats signés de complément de rémunération.

En application de l'article 38 de la loi de finances rectificative pour 2022<sup>16</sup>, tous les contrats de complément de rémunération ont été déplafonnés sur toute la durée des contrats à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2022. Un mécanisme de prix seuil a été prévu afin de laisser aux producteurs le bénéfice des montants pouvant résulter de la vente de

<sup>14</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>15</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>16</sup> Loi n° 2022-1157 du 16 août 2022 de finances rectificative pour 2022

leur production jusqu'à un certain prix seuil, ayant vocation à retranscrire la courbe de prix prévisionnelle anticipée lors d'établissement des niveaux de soutien. L'arrêté d'application définissant la courbe des prix seuils est paru le 28 décembre 2022<sup>17</sup>.

Cependant, au vu de la temporalité de la publication des modalités pratiques du déplaçonnement des contrats, EDF (unique co-contractant pour les contrats de complément de rémunération) a dû poursuivre la facturation des contrats de complément de rémunération sur la base du cadre juridique préexistant. Il n'a ainsi pas été en mesure de régulariser la situation des producteurs anciennement plafonnés et récupérer les sommes issues du déplaçonnement dès l'année 2022. EDF a émis les avoirs de rattrapage correspondants en mars 2023 après avoir communiqué à ce sujet auprès des producteurs. Ces sommes, qui représentent un montant de 1,7 Md€, sont donc intégrées pour 75 % aux charges prévisionnelles au titre de 2023 et pour 25 % aux charges prévisionnelles au titre de 2024, afin de tenir compte des difficultés de recouvrement remontées par EDF.

### A.1.3.3 Mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2023

EDF a mis à jour sa prévision du volume d'installations susceptibles de bénéficier d'un contrat de complément de rémunération au cours de l'année 2023 et des charges en résultant. EDF estime que les filières éolien terrestre, cogénération au gaz naturel, CCG, biomasse, photovoltaïque, géothermie, hydraulique et biogaz seront concernées. La mise à jour de la prévision est détaillée dans le Tableau 9. Le calcul du montant de la prime est fondé sur des hypothèses relatives aux prix de marché similaires à celles utilisées pour l'évaluation du coût évité de la part aléatoire de l'obligation d'achat (cf. paragraphe A.1.2.2).

**Tableau 9 : Mise à jour de la prévision relative au complément de rémunération au titre de 2023**

Prévision	Puissance installée en fin d'année 2023 (MW)		Energie produite (GWh)		Charges (M€)	
	Mise à jour	Initiale	Mise à jour	Initiale	Mise à jour	Initiale
Eolien terrestre	4641	6421	10406	13470	-1144,7	-6027,8
Photovoltaïque	3799	3346	3542	2987	-731,1	-1235,1
Biogaz	7	11	35	63	3,1	-23,8
Biomasse	102	117	291	429	3,4	-181,2
Géothermie	0	23	0	164	0,0	-49,5
Hydraulique	16	40	48	113	-3,5	-44,0
Cogénération gaz	19	40	66	90	-5,3	-35,6
CCG	422	0	0	0	54,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>9007</b>	<b>10420</b>	<b>14388</b>	<b>17316</b>	<b>-1824,1</b>	<b>-7541,3</b>

La puissance installée devrait être inférieure à celle prévue initialement (- 14 % entre la prévision initiale et révisée), cette baisse peut s'expliquer à la fois par des retards dans les mises en service pour raisons économiques et par les mesures d'urgence introduites à l'été 2022, permettant à certaines installations de reporter le début de leur contrat de complément de rémunération pour vendre leur production sur le marché de l'électricité pendant une certaine période. L'énergie produite est aussi revue à la baisse (-17 %).

Les charges prévisionnelles supportées par EDF résultant des contrats de complément de rémunération en 2023 s'élèvent à **- 1 824,1 M€** (dont 1 308,1 M€ proviennent des avoirs de rattrapage 2022). Ce montant est très supérieur (+ 5,7 Md€) à la prévision initiale révisée lors de la délibération du 3 novembre 2022, qui s'établissait à - 7 541,3 M€, en raison de la diminution des prix de marché de gros prévisionnels pour 2023.

## A.2 Mise à jour des surcoûts d'achat prévisionnels pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés au titre de 2023

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

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

28 entreprises locales de distribution ont transmis une mise à jour des prévisions de charges liées aux contrats d'achat au titre de 2023. 2 d'entre elles ont annoncé des surplus de production dus à l'obligation d'achat et revenus à EDF. Il s'agit de volumes cédés à EDF au titre de contrats dits « RS41 »<sup>18</sup>.

<sup>17</sup> Arrêté du 28 décembre 2022 fixant le prix seuil pris en application de l'article 38 de la loi n° 2022-1157 du 16 août 2022 de finances rectificative pour 2022

<sup>18</sup> Contrats mis en place pour l'achat de surplus tel que prévu à l'article L. 314-5 du code de l'énergie.



Pour rappel, 105 entreprises locales de distribution avaient déclaré des prévisions de charges relatives aux contrats d'achats gérés au titre de l'année 2023 lors de l'exercice mené en 2022 ; parmi elles, 3 avaient annoncé des surplus.

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.

Pour rappel, 6 organismes agréés avaient déclaré, lors de l'exercice mené en 2022, des prévisions de charges relatives aux contrats d'achat gérés au titre de l'année 2023 ; ils ont tout transmis une mise à jour des prévisions de charges au titre de 2023 lors du présent exercice.

Pour les opérateurs n'ayant pas transmis de mise à jour de leur déclaration, les éléments de la prévision initiale au titre de 2023 sont repris.

S'agissant des contrats d'achat photovoltaïques concernés par la révision de leur tarif<sup>19</sup>, et compte tenu de l'incertitude pesant sur ces tarifs au moment des déclarations de charges, la CRE a pris en compte les déclarations des opérateurs et réalisera le cas échéant des régularisations à l'occasion des prochains exercices annuels d'évaluation des charges de service public de l'énergie.

Les volumes et les coûts d'achat prévisionnels corrigés des surplus retenus au titre de la mise à jour 2023 s'élèvent respectivement à 3,1 TWh et à **509,2 M€**, soit une diminution de respectivement – 5,7 % et – 4,7 % par rapport à la prévision initiale (3,3 TWh et 534,1 M€).

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

En application de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, les coûts évités « énergie » pour les entreprises locales de distribution 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 de l'électricité pour le volume restant.

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

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 envisagent de substituer l'intégralité de l'électricité produite sous obligation d'achat aux tarifs de cession en l'injectant sur le périmètre de vente aux tarifs réglementés de vente, le coût évité « énergie » correspondant est calculé uniquement en référence aux tarifs de cession.

Enfin, pour les entreprises locales de distribution qui envisagent une gestion de l'électricité produite sous obligation d'achat reposant sur les deux principes exposés ci-dessus, le coût évité « énergie » est calculé de manière différenciée, par rapport aux tarifs de cession ou par rapport aux prix de marché, selon l'utilisation que l'opérateur anticipe pour l'énergie produite.

S'agissant des organismes agréés, les coûts évités « énergie » sont calculés par référence aux prix de marché.

La méthodologie de calcul des coûts évités « énergie » pour l'ensemble des opérateurs est définie par la CRE dans sa délibération du 29 juin 2023<sup>20</sup>. En application de celle-ci, ces prix de marché<sup>21</sup> sont pondérés au pas horaire par la production pour certaines filières (éolienne et photovoltaïque en l'occurrence). Cela permet de refléter dans le

<sup>19</sup> En application de l'article 225 de la loi n° 2020-1721 du 29 décembre 2020 de finances pour 2021, du décret n° 2021-1385 du 26 octobre 2021 et de l'arrêté du 26 octobre 2021 relatifs à la révision de certains contrats de soutien à la production d'électricité d'origine photovoltaïque.

<sup>20</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 29 juin 2023 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

<sup>21</sup> Moyennes mensuelles des prix spots.

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 10.

**Tableau 10 : Prix de marché mensuels et pondérés pour 2023**

Mois	Prix mensuel	Prix pondéré éolien	Prix pondéré photovoltaïque
	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)
Janvier	132,10	111,20	142,14
Février	148,76	144,03	139,04
Mars	111,96	98,32	101,39
Avril	106,36	99,03	95,43
Mai	77,55	73,55	72,01
Juin	80,39	76,12	80,38
Juillet	90,99	86,39	92,01
Août	85,22	78,76	84,79
Septembre	101,75	96,84	102,37
Octobre	190,67	173,74	193,24
Novembre	197,40	182,90	205,24
Décembre	194,63	169,23	218,35

Parmi les 28 entreprises locales de distribution ayant mis à jour leurs charges liées aux contrats d'achat :

- 13 ont indiqué prévoir d'injecter la totalité de l'énergie issue des contrats dans le périmètre de vente aux tarifs réglementés de vente : leur coût évité « énergie » prévisionnel est donc calculé uniquement en référence aux tarifs de cession ;
- 15 prévoient de vendre l'intégralité de l'électricité issue de l'obligation d'achat sur les marchés de gros ou d'avoir un mode d'approvisionnement conduisant à tenir compte à la fois des tarifs de cession et des prix de marché *spot*.

Pour les opérateurs n'ayant pas effectué de mise à jour de leurs charges prévisionnelles, les dernières données déclarées lors de la prévision initiale pour 2023 avaient permis d'établir un coût évité « énergie » prévisionnel (en fonction du mode d'approvisionnement pour les ELD) :

- pour la part du coût évité « énergie » prévisionnel calculé en référence aux tarifs de cession, le montant de ce coût évité « énergie » est repris ;
- pour la part du coût évité « énergie » prévisionnel calculé en référence aux prix de marché, le montant de ce coût évité est recalculé en actualisant les références de prix de marché avec les prix détaillés dans le Tableau 10.

Au total le coût évité « énergie » est évalué à **377,3 M€** au titre de la mise à jour de la prévision 2023, soit une diminution de **- 79,6 %** par rapport à la prévision initiale (1 850,8 M€).

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

Pour la valorisation des garanties de capacité, la méthodologie définie dans la délibération de la CRE du 29 juin 2023<sup>20</sup> est appliquée aux entreprises locales de distribution et aux organismes agréés, avec une différenciation selon le volume total de garanties de capacité dont ils 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 2023 prend en compte un mode de valorisation des garanties de capacité uniquement sur les enchères organisées l'année précédant l'année de livraison. Ainsi, seule la valorisation des garanties de capacité relatives à l'année de livraison 2024 est prise en compte au titre de 2023. Par ailleurs, la valorisation éventuelle de garanties de capacité relatives aux années de livraison précédentes est également prise en compte si des rééquilibrages ont été déclarés.

Pour les opérateurs disposant d'un volume de garanties de capacité de plus de 20 MW, le calcul du coût évité prend également en compte un mode de valorisation adapté au rythme de l'intégralité des enchères organisées avant l'année de livraison, c'est-à-dire :

- la valorisation des garanties de capacité relatives aux années de livraison 2022 et 2023 si des rééquilibrages ont été déclarés ;
- pour les années de livraison 2024 et suivantes, l'ensemble des enchères qui auront lieu pendant l'année 2023. Le volume à valoriser pour chaque année de livraison est égal au volume total de garanties de

capacité multiplié par la proportion d'enchères qui auront lieu au cours de l'année 2023 par rapport au nombre total d'enchères pour cette année de livraison :

- pour l'année de livraison 2024, le volume à valoriser en 2023 correspond à 6/10<sup>e</sup> du volume de garanties de capacité étant donné que 4 enchères pour cette année de livraison ont déjà été tenues en 2022 ;
- pour l'année de livraison 2025, 4 enchères sont prévues en 2023 en plus des 6 enchères qui auront lieu en 2024. Ainsi, le volume à valoriser en 2023 correspond à 4/10<sup>e</sup> du volume total de garanties de capacité.

Dans le cadre de la mise à jour de leur déclaration prévisionnelle au titre de 2023, 17 entreprises locales de distribution ont déclaré à la CRE leur meilleure estimation des volumes destinés à être vendus aux enchères qui se tiennent en 2023 pour les différentes années de livraisons concernées :

Volume prévisionnel de garanties de capacité pouvant être valorisées en 2023 (MW)	AL 2022	AL 2023	AL 2024	AL 2025
	9,3	9,9	187,1	84,9

Au total, 291,2 MW de garanties de capacité ont été pris en compte pour la mise à jour des charges prévisionnelles des opérateurs concernés, contre 233,8 MW initialement. Il convient de préciser que, en raison du manque de visibilité sur la tenue des enchères, la prévision initiale ne prenait pas en compte de valorisation de garanties de capacité en 2023 pour l'année de livraison 2025.

En application de la délibération de la CRE du 29 juin 2023, les volumes de garanties de capacité relatives aux années de livraison 2022, 2023, 2024 et 2025 sont valorisés, pour le calcul du coût évité prévisionnel, à la moyenne des prix des enchères qui ont eu lieu pour ces années de livraison<sup>22</sup>, soit :

- pour l'année de livraison 2022, 26 703,1 €/MW ;
- pour l'année de livraison 2023, 45 622,4 €/MW ;
- pour les années de livraison 2024 et 2025, 26 926,6 €/MW.

Au total, le coût évité lié aux garanties de capacité pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés ayant mis à jour leurs charges prévisionnelles est évalué à 8,3 M€ au titre de l'année 2023. En ajoutant les prévisions initiales des autres opérateurs, le coût évité total lié aux garanties de capacité s'élève à **9,0 M€** au titre de la mise à jour de la prévision pour 2023.

#### A.2.4 Surcoûts d'achat

Les surcoûts prévisionnels retenus au titre de l'obligation d'achat s'élèvent ainsi en 2023, pour 3,1 TWh de volume d'achat, à **122,9 M€** (509,2 M€ - 377,3 M€ - 9,0 M€), soit une augmentation de **109 %** par rapport aux charges initialement prévues au titre de 2023 (- 1 321,4 M€). Cette augmentation est due à la baisse des références de prix de marché, entraînant une baisse du coût évité prévisionnel. Le surcoût total est encore légèrement négatif dans la mesure où le coût évité prévisionnel demeure supérieur au coût d'achat.

Les surcoûts prévisionnels sont négatifs principalement pour la filière éolienne terrestre : le surcoût correspondant est évalué à **- 44,5 M€** pour la production éolienne contre - 860,6 M€ pour la prévision initiale, soit une augmentation de **95 %**.

Pour les autres filières, les évolutions suivantes sont constatées :

- un surcoût évalué à **119,1 M€** pour la production photovoltaïque contre - 124,9 M€ pour la prévision initiale, soit une augmentation de **195 %** ;
- un surcoût évalué à **33,1 M€** pour la production de centrales de cogénération au gaz naturel contre - 81,3 M€ pour la prévision initiale, soit une augmentation de **141 %** ;
- un surcoût évalué à **15,2 M€** pour la production des autres filières contre - 254,6 M€ pour la prévision initiale soit une augmentation de **106 %**.

Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par opérateur sont indiqués dans le Tableau 39.

<sup>22</sup> La dernière enchère prise en compte est celle du 27/04/2023. Pour les années de livraison pour lesquelles aucune enchère n'a déjà eu lieu, la moyenne des prix des enchères ayant eu lieu pour l'année de livraison précédente est reprise.

### A.3 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 prévisionnelles mises à jour résultant des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en métropole continentale au titre de 2023 s'élèvent à **- 4 897,4 M€**.

Elles sont détaillées dans le Tableau 11 par actions et sous-actions budgétaires. Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par entreprise locale de distribution et par organisme agréé sont indiqués dans le Tableau 39.

**Tableau 11 : Bilan des charges liées aux contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en métropole continentale au titre de 2023, réparties par action budgétaire**

en M€		EDF Obligation d'achat	EDF Complément de rémunération	ELD	Organismes agréés	Total 2023	
Action 1	Eolien terrestre	-2 677,0	-1 144,7	-40,5	-4,0	-3 866,2	<b>-4 639,3</b>
	Eolien en mer	-105,6	0,0	0,0	0,0	-105,6	
	Solaire	530,7	-731,1	118,4	0,7	-81,3	
	Bio-énergies	-157,0	6,5	18,7	0,0	-131,7	
	Autres énergies	-447,4	-3,5	-3,1	-0,4	-454,4	
Action 4	Cogénération et autres énergies thermiques	-339,9	48,7	23,5	9,6	-258,2	<b>-258,2</b>
<b>Total</b>		<b>-3 196,2</b>	<b>-1 824,1</b>	<b>117,0</b>	<b>5,9</b>	<b>-4 897,4</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'arrêté modificatif du 20 septembre 2022<sup>25</sup> a modifié les conditions d'achat prévues par l'arrêté du 13 décembre 2021 en introduisant notamment une indexation trimestrielle des tarifs d'achat afin de prendre en compte l'inflation des coûts observée au moment de la signature du contrat. L'arrêté du 13 décembre 2021 a très récemment été abrogé par l'arrêté du 10 juin 2023<sup>26</sup> qui a notamment modifié les conditions d'indexation des tarifs d'achat.

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.

Conformément à l'article R. 121-30 du code de l'énergie, les fournisseurs de gaz peuvent transmettre à la CRE leur mise à jour de volumes et de coûts d'achat de biométhane au titre de l'année 2023. La CRE considère la prévision initiale pour les opérateurs n'effectuant pas de mise à jour de leurs charges.

### B.1 Mise à jour des coûts d'achat prévisionnels au titre de 2023

23 fournisseurs de gaz ont mis à jour leur déclaration de charges prévisionnelles soit l'intégralité des opérateurs ayant déclaré des charges prévisionnelles au titre de 2023 l'an passé.

Le Tableau 12 détaille, dans le cadre de la prévision initiale au titre de 2023 et de sa mise à jour, le nombre d'installations injectant du biométhane, le volume de biométhane acheté par les fournisseurs et le coût d'achat. Il convient de noter que le nombre d'installations été divisé par 1,3 entre la mise à jour de la prévision et la prévision initiale.

La mise à jour du prix d'achat moyen prévisionnel de l'énergie produite est de 117,4 €/MWh.

**Tableau 12 : Comparaison de la prévision initiale au titre de 2023 et de sa mise à jour relativement au nombre d'installations injectant du biométhane, volume de biométhane acheté et coût d'achat**

	Prévision initiale au titre de 2023	Mise à jour de la prévision au titre de 2023
Nombre d'installations	877	692
Quantité (GWh PCS)	11 935	9 343
Coût d'achat (M€)	1 303	1 097

Le coût d'achat unitaire prévisionnel moyen pour l'année 2023 est de 117,4 €/MWh.

Les écarts sur le nombre d'installations injectant du biométhane en 2023 et sur la quantité injectée entre la prévision initiale et sa mise à jour sont liés principalement à un décalage de mise en service de nombreuses installations dans un contexte de hausse des coûts pour ces installations.

### B.2 Mise à jour des coûts évités prévisionnels au titre de 2023

Le coût évité aux fournisseurs de gaz correspond au coût d'approvisionnement que le fournisseur aurait supporté s'il avait acheté sur le marché de gaz naturel des quantités équivalentes au volume de biométhane acheté.

Pour obtenir le coût évité prévisionnel total au titre d'une année donnée, le volume mensuel de biométhane prévisionnel acheté par un fournisseur est multiplié par le prix de référence mensuel prévisionnel du gaz.

Le coût évité pour l'année 2023 est calculé à partir des informations sur les prix de marché disponibles au 31 mai 2023.

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

<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.

<sup>25</sup> Arrêté du 20 septembre 2022 portant modification de l'arrêté du 13 décembre 2021 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

<sup>26</sup> Arrêté du 10 juin 2023 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

- Pour les mois de janvier à mai, la moyenne mensuelle des prix spot constatés sur le marché de gros du gaz naturel ;
- Pour le mois de juin, la moyenne des cotations, du 15 au 31 mai 2023, du produit mensuel correspondant ;
- Pour les mois de juillet à décembre, la moyenne des cotations, du 15 au 31 mai 2023, des produits « Summer 2023 » et « Winter 2023 » auxquelles sont appliquées les moyennes, depuis 2010, des rapports du prix spot moyen de chaque mois sur le prix spot moyen des trimestres.

Tableau 13 : Références de prix de marché retenues, en €/MWh

Année 2023	Cotation	Poids du mois par rapport au semestre	Prix de référence
Janvier	57,95	-	57,95
Février	50,80	-	50,80
Mars	44,38	-	44,38
Avril	41,68	-	41,68
Mai	29,90	-	29,90
Juin	26,93	-	26,93
Juillet	29,19	0,941	27,48
Août	29,19	1,049	30,62
Septembre	29,19	1,010	29,47
Octobre	41,33	0,888	36,68
Novembre	41,33	0,962	39,74
Décembre	41,33	1,151	47,56

Le prix de marché prévisionnel retenu est en moyenne de 38,60 €/MWh sur l'année 2023 et est en baisse de - 78,56 €/MWh par rapport au prix moyen retenu lors de la prévision initiale réalisée l'an passé.

Le coût évité total prévisionnel au titre de 2023 s'élève à **357,4 M€**.

### B.3 Mise à jour des surcoûts d'achat prévisionnels au titre de 2023

Le surcoût d'achat est calculé comme la différence entre le coût d'achat et le coût évité.

Les surcoûts prévisionnels d'achat du biométhane s'élèvent donc à **739,9 M€** (1 097,3 - 357,4 moyennant les arrondis) au titre de 2023.

L'écart entre les surcoûts d'achat prévisionnels au titre de 2023 calculés en 2022 (-744,9 M€) et cette mise à jour s'élève à + 1 484,8 M€. Cette augmentation très importante s'explique principalement par la baisse des prix de gros, de l'ordre de - 133,48 €/MWh en moyenne entre les prévisions initiales de prix de marché de gros du gaz pour l'année 2023 et leur mise à jour. La hausse des charges est légèrement atténuée par la révision à la baisse de l'énergie produite, de l'ordre de 206 GWh PCS (ce qui représente une baisse d'environ 16 % des injections de volumes de biométhane initialement prévues).

### B.4 Mise à jour de la valorisation prévisionnelle des garanties d'origine au titre de 2023

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>27</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.

La mise à jour de la prévision de réduction des charges de service public résultant de la valorisation des garanties d'origine s'élève à **12,6 M€**, en hausse de 1,4 M€ par rapport à la prévision initiale (11,2 M€).

<sup>27</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.



## B.5 Mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2023

La mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2023 s'élève à **727,3 M€** (739,9 – 12,6). Ce chiffre ainsi que ceux qui sont présentés dans le tableau ci-dessous n'intègrent pas la mise à jour des montants de frais de gestion prévisionnels effectuée par les fournisseurs.

Le détail de l'évaluation des charges par opérateur est indiqué dans le Tableau 14. L'évolution de ces charges par rapport aux charges constatées au titre de 2022 et à la prévision initiale effectuée en 2022 pour les charges prévisionnelles au titre 2023 est précisée dans le Tableau 15.

**Tableau 14 : Mise à jour de la prévision des charges pour 2023**

Opérateur	Volume acheté (kWh)	Coût d'achat (€)	Coût évité (€)	Surcoût d'achat (€)	Valorisation des garanties d'origine venant en déduction des charges (€)	Charges reprévisionnelles au titre de 2023 (€)
ALSEN	60 414 419	7 942 542	2 323 035	5 619 507	60 000	5 559 507
BCM Energy	21 846 000	2 777 260	745 442	2 031 818	26 112	2 005 705
ekWateur	14 519 000	1 394 857	537 823	857 035	28 023	829 011
ENDESA ENERGIA	305 720 368	35 591 223	11 763 333	23 827 891	137 321	23 690 569
ENGIE SA	4 433 591 457	506 688 504	170 255 311	336 433 193	7 019 415	329 413 778
ÉS Énergies Strasbourg	55 321 079	6 427 911	2 096 129	4 331 782	210 685	4 121 097
GAZ DE BARR	17 677 884	2 213 168	676 815	1 536 352	37 500	1 498 852
GAZ DE PARIS SAS	240 447 109	25 846 142	9 267 611	16 578 531	39 375	16 539 156
GEG Sources d'Énergies	31 760 179	3 816 446	1 231 389	2 585 057	27 147	2 557 910
PICOTY SAS	40 059 843	4 189 458	1 557 341	2 632 117	194 086	2 438 031
PLUM ENERGIE SAS	23 156 943	2 060 736	851 504	1 209 232	20 442	1 188 790
PROVIRIDIS	121 876 980	12 374 164	4 676 357	7 697 807	92 976	7 604 831
REDEO ENERGIES	463 227 477	58 892 773	17 795 184	41 097 589	318 487	40 779 102
SAS GAZ DE BORDEAUX	279 506 802	32 583 293	10 633 071	21 950 222	827 195	21 123 028
SAVE	2 371 505 669	298 354 411	89 835 675	208 518 735	2 309 052	206 209 684
SCIC Enercoop	8 403 717	1 075 676	309 526	766 150	38 645	727 505
SEGE - AIR LIQUIDE	248 882 998	27 239 930	9 575 536	17 664 394	15 791	17 648 604
SEML GEDIA	14 092 759	1 876 874	543 181	1 333 693	0	1 333 693
SOLVAY ENERGY SERVICES	164 159 119	19 341 886	6 231 750	13 110 136	0	13 110 136
SVD 17 - DALKIA	284 880 705	31 524 147	10 907 058	20 617 090	758 119	19 858 970
TERREAL SAS	5 100 000	434 520	260 305	174 215	0	174 215
Total Direct Énergie & Total Énergie Gaz	60 357 425	6 666 198	2 363 112	4 303 086	401 148	3 901 937
Total Gas & Power limited	76 826 160	8 009 102	2 983 801	5 025 301	0	5 025 301
<b>TOTAL</b>	<b>9 343 334 092</b>	<b>1 097 321 222</b>	<b>357 420 289</b>	<b>739 900 933</b>	<b>12 561 519</b>	<b>727 339 413</b>

**Tableau 15 : Évolution des charges prévisionnelles mises à jour au titre 2023 par rapport aux charges constatées au titre de 2022 et prévisionnelles au titre de 2023 (prévision initiale)**

M€	Constaté 2022	Prévisionnel 2023	Mise à jour prévisionnel 2023
Surcoûts d'achat	85,5	-744,9	739,9
Valorisation des GO	6,8	11,2	12,6
<b>Charges</b>	<b>78,7</b>	<b>-756,1</b>	<b>727,3</b>

La forte hausse des charges prévisionnelles entre la prévision initiale et la mise à jour de cette prévision (+ 1 483,4 M€ par rapport aux charges prévisionnelles initialement calculée) est principalement liée à la baisse des prix de gros de gaz attendus, de l'ordre de -133,48 €/MWh en moyenne sur l'année. Cet effet est légèrement atténué par la baisse du volume de biométhane injecté en raison du décalage des mises en service de plusieurs installations.

La mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2023 est en hausse de 648,6 M€ par rapport aux charges constatées en 2022, ce qui est lié principalement à la baisse importante des prix de marché attendus en 2023 par rapport aux prix de marché constatés en 2022 (d'environ - 58 €/MWh en moyenne).



## 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 et les consommations de gaz de pétrole liquéfié converties en équivalent électrique (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 mentionnés 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.
- aux coûts mentionnés au f) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, autres que les coûts d'études mentionnés au e) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, liés à la réalisation de projets d'approvisionnement en électricité reconnus comme des projets d'intérêt public et nécessaires à la sécurité d'approvisionnement, supportés en phase de développement et de construction par un producteur, un fournisseur ou le gestionnaire de réseau, et devant conduire à un surcoût de production au titre du a) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ou à un surcoût d'achat d'électricité au titre du c) du 2°, 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 : l'action Transition énergétique et l'action Mécanismes de solidarité. Les charges en ZNI se répartissent de la manière suivante entre ces deux sous-actions :

### 1. Transition énergétique :

- les surcoûts de production d'électricité supportés par l'opérateur historique pour l'électricité produite par les installations renouvelables qu'il exploite (installations hydrauliques notamment) ;
- les surcoûts d'achat d'électricité renouvelable supportés par l'opérateur historique ;
- les surcoûts des ouvrages de stockage d'électricité pilotés par le gestionnaire du système électrique ;
- les coûts supportés 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, ainsi que les coûts liés à la réalisation de projets d'approvisionnement en électricité renouvelable reconnus comme des projets d'intérêt public mentionnées au f) 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 coûts liés à la réalisation de projets d'approvisionnement en électricité produite à partir d'énergies fossiles reconnus comme des projets d'intérêt public mentionnées au f) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie.

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

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

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

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

En conséquence, le calcul de la mise à jour des surcoûts de production nécessite de réévaluer, dans chaque ZNI, les coûts de production et la part relative à la production dans les recettes pour 2023 sur la base des éléments constatés au titre de 2022, de l'actualisation du bilan énergétique des ZNI et de la mise à jour des hypothèses économiques retenues pour la prévision initiale au titre de 2023. Ces éléments sont présentés dans les sections suivantes.

#### Augmentation des TRV HT et « bouclier tarifaire »

Dans le contexte de crise énergétique consécutive à la crise sanitaire mondiale et renforcée par la guerre en Ukraine, les prix de gros l'électricité ont fortement augmenté à partir du deuxième semestre de l'année 2021 et ont atteint des prix jamais observés jusqu'à présent au cours de l'année 2022. Les tarifs réglementés de vente (TRV) d'électricité, auraient dû augmenter de plus de 100 % hors taxes au 1<sup>er</sup> février 2023 par rapport aux niveaux de tarif gelés du 1<sup>er</sup> février 2022, afin de refléter la hausse des coûts de fourniture d'électricité.

Afin de limiter l'augmentation supportée par les consommateurs finaux, les pouvoirs publics ont reconduit leur décision de geler une partie de la hausse des tarifs lors du mouvement des TRV du 1<sup>er</sup> février 2023<sup>28</sup>. Ces mesures dites de « bouclier tarifaire » ont permis de limiter l'augmentation des tarifs réglementés de vente TTC à environ 15 % en moyenne.

Dans la mise à jour de leurs prévisions pour 2023, les fournisseurs historiques ont pris en compte cette évolution, qui entraîne une nette progression en 2023 de leur prévision de recettes et de chiffres d'affaires mis à jour. Cette augmentation du chiffre d'affaires induit une forte hausse des recettes attribuées à la production et, par conséquent, de la part production du tarif de vente (PPTV) sur tous les territoires.

### C.1.1 Mise à jour des surcoûts de production prévus par EDF pour 2023

#### C.1.1.1 Coûts de production

Les coûts de production mis à jour déclarés par EDF dans les ZNI s'élèvent, pour 2023, à **150,3 M€** pour la production renouvelable et **684,8 M€** pour la production à partir d'énergies fossiles, soit un total de **835,1 M€**. La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 16 et le Tableau 17.

**Tableau 16 : Mise à jour des coûts de production renouvelable dans les ZNI prévue par EDF pour 2023**

M€	Nature de coûts déclarés et retenus <i>Transition Energétique</i>	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2023 reprév
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	31,8	0,0	21,1	0,0	14,1	0,0	0,0	67,0
	Amortissements	9,0	0,0	9,5	0,0	6,9	0,0	0,0	25,4
	Impôts et taxes	3,5	0,0	5,6	0,0	4,2	0,0	0,0	13,2
	Frais de personnel	3,5	0,0	2,8	0,0	5,7	0,0	0,0	12,0
	Charges externes	2,3	0,0	3,1	0,0	1,4	0,0	0,0	6,8
	Frais de structure, de siège et prestations externes	4,2	0,0	2,7	0,0	18,3	0,0	0,0	25,1
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	0,2	0,0	0,4	0,0	0,2	0,0	0,0	0,8
Coût total		54,4	0,0	45,2	0,0	50,7	0,0	0,0	150,3

<sup>28</sup> Délibération N° 2023-17 de la CRE du 19 janvier 2023 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité.

**Tableau 17 : Mise à jour des coûts de production à partir d'énergies fossiles dans les ZNI prévue par EDF pour 2023**

M€	Nature de coûts déclarés et retenus <i>Mécanismes de solidarité</i>	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2023 reprév
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	5,5	9,8	6,3	9,4	2,3	5,0	0,3	38,6
	Amortissements	6,5	8,2	11,1	11,2	3,4	2,8	0,3	43,5
	Impôts et taxes	0,8	12,0	16,8	2,3	1,0	0,1	0,0	33,0
	Frais de personnel	10,5	7,9	15,0	9,9	0,2	3,6	0,0	47,2
	Charges externes	16,3	13,7	12,3	12,8	8,9	2,2	0,2	66,5
	Frais de structure, de siège et prestations externes	10,9	15,5	13,6	11,7	0,5	0,2	0,0	52,4
Coûts variables	Combustibles	49,2	82,7	64,4	49,1	9,5	12,8	2,7	270,4
	Quotas de CO2	22,3	23,8	19,7	21,4	4,1	3,5	0,7	95,3
	Autres achats	14,5	5,3	4,2	10,0	0,0	3,6	0,3	37,9
Coût total		136,4	179,0	163,3	137,8	29,9	33,8	4,5	684,8

Comme affiché dans le Tableau 18, la hausse des coûts prévisionnels mis à jour de production renouvelable pour 2023 par rapport aux coûts constatés au titre de 2022 dans les ZNI est faible (+ 3,2 M€) tandis que celle des coûts de production à partir d'énergies fossiles est nette (+ 76,8 M€).

**Tableau 18 : Évolution des coûts prévisionnels de production dans les ZNI mis à jour par EDF pour 2023 par rapport aux coûts constatés au titre de 2022**

M€	Nature de coûts déclarés et retenus	Transition énergétique				Mécanismes de solidarité			
		2023 reprév	2022	Evolution		2023 reprév	2022	Evolution	
				en M€	en %			en M€	en %
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	67,0	67,4	-0,5	-1%	38,6	40,8	-2,3	-6%
	Amortissements	25,4	26,1	-0,7	-3%	43,5	47,7	-4,1	-9%
	Impôts et taxes	13,2	11,0	2,2	20%	33,0	24,7	8,3	34%
	Frais de personnel	12,0	11,2	0,8	8%	47,2	44,1	3,1	7%
	Charges externes	6,8	6,5	0,3	4%	66,5	53,9	12,6	23%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	25,1	24,0	1,1	4%	52,4	49,9	2,5	5%
Coûts variables	Combustibles	0,0	0,0	0,0	---	270,4	235,9	34,5	15%
	Quotas de CO2	0,0	0,0	0,0	---	95,3	81,5	13,8	17%
	Autres achats	0,8	0,8	0,0	2%	37,9	29,6	8,3	28%
Coût total		150,3	147,1	3,2	2,2%	684,8	608,0	76,8	13%

### Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2022

Les coûts prévisionnels de production renouvelable mis à jour pour 2023 sont en hausse relative par rapport aux coûts constatés au titre de 2022 (+ 3,2 %), principalement en raison de l'expiration de remises exceptionnelles d'impôts de production décidées en 2021 dans le cadre du plan de relance de l'économie française.

Les coûts prévisionnels de production à partir d'énergie fossile mis à jour pour 2023 marquent, quant à eux, une hausse importante par rapport au constaté 2022 (+ 13 %), principalement portée par la hausse des coûts d'achat de combustibles ainsi que des charges externes et autres achats.

Le poste des achats de combustible connaît une augmentation importante (+ 34,5 M€) malgré une baisse anticipée des cours mondiaux du fioul en 2023 (- 65 M€), en raison d'un dénouement des couvertures anticipé comme moins favorable en 2023 qu'en 2022 (+ 101 M€). Le poste des coûts d'achat des quotas de CO<sub>2</sub> est également en hausse (+ 13,8 M€) sous l'effet combiné d'une hausse du prix de la tonne de CO<sub>2</sub> sur les marchés mondiaux (+ 11,9 M€) ainsi que du volume total d'émissions (+ 1,4 M€). La hausse du poste des charges externes (+ 12,6 M€) s'explique par une augmentation des travaux de démantèlement des installations de production d'EDF SEI en fin d'exploitation, donc de leur coût total, tandis que les postes des amortissements (- 4,1 M€) et de la rémunération des capitaux (- 2,3 M€) marquent une baisse par rapport à 2022, dans la mesure où l'amortissement du parc existant excède les mises en service.

#### C.1.1.2 Recettes de production

La prévision des recettes de production mise à jour dans les ZNI pour 2023 s'élève à **464,2 M€**, dont **234,8 M€** pour la production renouvelable et **229,4 M€** pour la production à partir d'énergies fossiles. Ces recettes se répartissent comme indiqué dans le Tableau 19. 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 19 : Mise à jour des recettes de production prévues par EDF dans les ZNI pour 2023**

M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2023 reprév	2022	Evolution	
										en M€	en %
Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité <sup>(1)</sup>	369,1	333,0	148,3	255,6	528,5	9,4	1,9	1 645,8	1 376,0	269,8	20%
Recettes réseau	105,4	86,3	35,6	64,7	135,7	2,8	0,6	431,1	420,5	10,6	3%
Recettes gestion de la clientèle <sup>(2)</sup>	10,4	9,2	3,0	7,7	15,5	0,2	0,1	45,9	43,4	2,5	6%
Recettes brutes de production <sup>(3)</sup>	253,4	237,5	109,6	183,2	377,3	6,5	1,3	1 168,8	912,1	256,7	28%
Part des recettes à considérer <sup>(4)</sup>	81,6	39,3	84,6	41,3	60,7	6,5	1,2	315,2	256,2	59,0	23%
Recettes de production totales <sup>(5)</sup>	119,4	77,3	102,0	60,5	96,8	6,9	1,3	464,2	350,5	113,7	32%
Recettes de production - Transition Énergétique	69,1	0,0	76,2	0,0	89,4	0,0	0,0	234,8	177,6	57,2	32%
Recettes de production - Mécanisme de solidarités	50,2	77,3	25,8	60,5	7,4	6,9	1,3	229,4	172,9	56,5	33%
Part production du tarif de vente <sup>(6)</sup> (€/MWh)	121,32	136,87	128,53	136,73	132,99	130,65	131,03				

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

(2) les recettes de gestion de clientèle affectées à l'activité de fourniture s'établissent à partir de la part affectée au fournisseur (80 %) lors de l'établissement de la règle de répartition du TURPE.

(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 revente de l'électricité achetée dans le cadre des contrats d'achat, traités à la section C.2 **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** et à la section C.3.

(5) incluant les recettes correspondant aux services systèmes et aux 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).

### Évolution par rapport aux recettes constatées au titre de 2022

La mise à jour des recettes de production est établie par EDF sur la base des recettes constatées en 2022 en prenant en compte les hypothèses suivantes :

- consommation finale d'électricité stable entre 2022 et 2023 (- 0,01 %) ;
- hausse tarifaire moyenne de + 18,7 % en 2023 par rapport aux tarifs en vigueur en 2022.

La hausse des tarifs de vente d'électricité et l'augmentation de la consommation conduisent à une hausse importante des recettes brutes de production entre 2022 et 2023 (+ 28 %).

#### C.1.1.3 Surcoûts de production

Les montants prévisionnels des coûts et des recettes de production mis à jour retenus par la CRE s'élèvent respectivement au total de 835,1 M€ et 464,2 M€. Le montant des surcoûts de production prévisionnels mis à jour pour 2023 dans les ZNI est égal à **370,9 M€** et se décompose en – **84,5 M€** de surcoûts de production renouvelable et **455,4 M€** de surcoûts de production à partir d'énergies fossiles. La décomposition de ces surcoûts par zone est présentée dans le Tableau 20 et le Tableau 21.

**Tableau 20 : Surcoûts de production prévisionnels à partir d'énergies renouvelables mis à jour par EDF dans les ZNI pour 2023**

Transition Énergétique M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2023 reprév
Coûts de production	54,4	0,0	45,2	0,0	50,7	0,0	0,0	150,3
Recettes de production	69,1	0,0	76,2	0,0	89,4	0,0	0,0	234,8
<b>Surcoûts de production</b>	<b>-14,7</b>	<b>0,0</b>	<b>-31,1</b>	<b>0,0</b>	<b>-38,7</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>-84,5</b>

**Tableau 21 : Surcoûts de production prévisionnels à partir d'énergies fossiles mis à jour par EDF dans les ZNI pour 2023**

Mécanismes de solidarité M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2023 reprév
Coûts de production	136,4	179,0	163,3	137,8	29,9	33,8	4,5	684,8
Recettes de production	50,2	77,3	25,8	60,5	7,4	6,9	1,3	229,4
<b>Surcoûts de production</b>	<b>86,2</b>	<b>101,7</b>	<b>137,5</b>	<b>77,3</b>	<b>22,5</b>	<b>27,0</b>	<b>3,2</b>	<b>455,4</b>

### C.1.2 Mise à jour des surcoûts de production prévus par EDM pour 2023

#### C.1.2.1 Coûts de production

Les coûts de production prévisionnels mis à jour s'élèvent, pour 2023, à **192,7 M€**, dont 60 % au titre des combustibles (114,9 M€). La décomposition par grands postes de coûts et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2022 sont présentées dans le Tableau 22. La révision des coûts de production prévisionnels pour 2023 conduit à une hausse des coûts par rapport au constaté pour 2022 de 24,6 M€.

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

**Tableau 22 : Evolution des coûts de production prévisionnels mis à jour par EDM pour 2023 par rapport aux coûts constatés au titre de 2022**

M€	Nature de coûts retenus	2023 reprév	2022	Evolution	
				en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	114,9	101,0	13,9	14%
	Personnel, charges externes et autres achats	34,6	27,4	7,2	26%
	Impôts et taxes	0,7	0,7	0,0	-1%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	23,9	20,2	3,7	18%
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	10,9	11,3	-0,4	-3%
	Amortissements	6,9	6,8	0,0	0%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	0,8	0,7	0,1	21%
<b>Coût total</b>		<b>192,7</b>	<b>168,2</b>	<b>24,6</b>	<b>15%</b>

**Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2022**

Les coûts de production prévisionnels mis à jour au titre de 2023 sont en nette hausse par rapport à ceux constatés au titre de 2022. Cela s'explique principalement par les facteurs suivants :

- Une augmentation des coûts de combustibles (+ 13,9 M€, soit + 14 %) qui s'explique par la forte hausse des prix de marché, dans un contexte de tension sur les marchés des matières premières consécutive à la crise sanitaire mondiale et du conflit en Ukraine. Cette différence est accentuée par un effet de couverture favorable à EDM en 2022 qui n'est pas inclus dans les prévisions pour 2023
- Une hausse des coûts d'acquisition des quotas d'émission de gaz à effet de serre (+ 3,7 M€, soit + 18 %) qui tient compte de l'augmentation des prix constatés sur le début de l'année 2023 ;
- Cette hausse des coûts du combustible et des quotas CO<sub>2</sub> est renforcée par l'hypothèse de croissance de la consommation d'électricité prise par EDM dans ces prévisions (+ 3 % par rapport à 2022).
- Une augmentation des charges de personnel, charges externes et autres achats (+ 7,2 M€) qui résulte, d'une part, d'un renforcement des équipes et d'une hypothèse d'augmentation des rémunérations et des cotisations sociales et d'autre part de l'augmentation des charges de maintenance des centrales, du fait d'un nombre plus élevé de visites majeures prévues en 2023 (8) par rapport au nombre réalisé en 2022 (4). Par ailleurs, les coûts prévisionnels intègrent l'exportation des boues hydrocarburées qui n'ont pu être évacués en 2021 et 2022, faute de flux maritimes, ainsi que l'enlèvement de plusieurs moteurs déclassés de la centrale des Badamiers I.

**C.1.2.2 Recettes de production**

Les recettes de production<sup>29</sup> prévisionnelles mises à jour pour 2023 s'élèvent pour EDM à **50,2 M€**, réparties comme indiqué dans le Tableau 23.

**Tableau 23 : Évolution des recettes de production prévisionnelles mises à jour par EDM pour 2023 par rapport aux recettes constatées au titre de 2022**

en M€	2023 reprév	2022	Evolution	
			en M€	en %
(+) Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité	70,0	55,7	14,3	26%
(+) Chiffre d'affaires théorique lié aux agents EDM	0,5	0,4	0,1	26%
<b>Chiffre d'affaires total à considérer</b>	<b>70,5</b>	<b>56,1</b>	<b>14,4</b>	<b>26%</b>
(-) Recettes de distribution	18,9	17,6	1,3	7%
(-) Recettes de gestion clientèle	2,7	2,7	0,0	1%
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	4,8	3,2	1,6	48%
<b>Recettes brutes de production</b>	<b>53,7</b>	<b>39,0</b>	<b>14,7</b>	<b>38%</b>
<b>Recettes de production totales <sup>(1)</sup></b>	<b>50,2</b>	<b>36,5</b>	<b>13,7</b>	<b>38%</b>
<b>Part production du tarif de vente (€/MWh)</b>	<b>129,03</b>	<b>97,40</b>	<b>31,6</b>	<b>32%</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.

**Évolution par rapport aux recettes constatées au titre de 2022**

<sup>29</sup> Les recettes de production sont obtenues à partir du chiffre d'affaires d'EDM (qui résulte de l'application des TRV) après soustraction des recettes d'acheminement (déterminées par application du TURPE) et des recettes de gestion de la clientèle pour la production (évaluées à 65 % des recettes de gestion de clientèle) 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.



Les recettes de production prévisionnelles totales mises à jour pour 2023 sont supérieures de 38 % à celles constatées en 2022 et la PPTV augmente donc de 32 %. Cette hausse s'explique par l'effet « année pleine » de la hausse des tarifs réglementés de vente HT de plus de 20 % intervenue en 2022 ainsi que la nouvelle hausse de 15 % intervenue en février 2023, renforcée par l'hypothèse de croissance de la consommation (+ 3 % par rapport à 2022). Par ailleurs, le taux de perte prévisionnel est en hausse de 7,5 % en 2022 à 8,3 % en 2023. La valeur de 8,3% correspond au taux prévisionnel sur 2022-2025 retenu par la CRE pour le calcul des charges du fond de péréquation de l'électricité (FPE)<sup>30</sup>. Cette hausse des pertes accroît fortement les recettes de vente des pertes et services systèmes (+ 48 %).

### C.1.2.3 Surcoûts de production

Les coûts et recettes de production prévisionnels retenus par la CRE s'élevant respectivement à **192,7 M€** et **50,2 M€**, le montant des surcoûts de production prévisionnels mis à jour au titre de l'année 2023 est évalué pour EDM à **142,5 M€**. EDM ne disposant, en propre, que de moyens de production thermiques, ce surcoût relève en totalité de la sous-action budgétaire « Mécanismes de solidarité ».

### C.1.3 Mise à jour des surcoûts de production prévus par EEFW pour 2023

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

Les coûts de production prévisionnels mis à jour s'élèvent, pour 2023, à **14,58 M€** répartis en **0,05 M€** de coûts de production renouvelable<sup>31</sup> et **14,53 M€** de coûts de production à partir d'énergies fossiles (dont 12,29 M€ au titre des combustibles). La décomposition par grands postes de coût et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2022 sont présentées dans le Tableau 24.

**Tableau 24 : Évolution des coûts de production prévisionnels mis à jour par EEFW pour 2023 par rapport aux coûts constatés au titre de 2022**

M€	Nature de coûts retenus	Mécanismes de solidarité	Transition énergétique	2023 reprev	2022	Evolution	
						en M€	en %
<b>Coûts fixes</b>	Rémunération des capitaux	0,34	0,00	0,34	0,28	0,1	21%
	Amortissements	0,31	0,00	0,31	0,35	0,0	-11%
	Impôts et taxes	0,01	0,00	0,01	0,01	0,00	4%
	Frais de personnel, charges externes et autres achats	1,30	0,04	1,34	1,29	0,1	4%
	Fonctions support	0,29	0,01	0,30	0,28	0,02	6%
<b>Coûts variables</b>	Combustibles	12,29	-	12,29	9,15	3,1	34%
	Quotas de CO2	-	-	-	-	-	-
<b>Coût total</b>		14,53	0,05	14,58	11,35	3,2	28%

### Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2022

Les coûts prévisionnels mis à jour pour 2023 sont en forte hausse par rapport aux coûts constatés pour 2022 (+ 3,2 M€, soit + 28 %). Cela s'explique principalement par l'augmentation des prix de marché des combustibles (+ 3,1 M€ soit + 34 %), en augmentation constante depuis 2020. Cette hausse est amplifiée par l'hypothèse de fort accroissement de la consommation prise par EEFW (+ 4,3 % par rapport à l'année 2022).

<sup>30</sup> Délibération N°2022-75 du 10 mars 2022 portant décision sur les niveaux de dotation d'Electricité de Mayotte (EDM) au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour les années 2022 à 2025, et sur le cadre de régulation associé

<sup>31</sup> 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.

### C.1.3.2 Recettes de production

Les recettes de production<sup>32</sup> prévisionnelles mises à jour pour 2023 s'élèvent pour EEWf à **3,1 M€**, réparties comme indiqué dans le Tableau 25. 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 25 : Mise à jour des recettes de production prévisionnelles mises à jour pour 2023 par EEWf par rapport aux recettes constatées au titre de 2022**

en M€	2023 reprev	2022	Evolution	
			en M€	en %
Chiffre d'affaires total à considérer	4,1	3,1	1,0	33%
(-) Recettes de distribution	1,1	1,1	0,0	-2%
(-) Recettes de gestion clientèle	0,2	0,2	0,0	-1%
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	0,3	0,2	0,1	49%
Recettes brutes de production	3,2	2,1	1,1	55%
Recettes de production totales (1)	3,1	2,1	1,0	49%
Recettes de production - Transition Energétique	0,09	0,06	0,0	58%
Recettes de production - Mécanisme de solidarités	2,98	2,00	1,0	49%
Part production du tarif de vente (€/MWh)	119,47	80,20	39,3	49%

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

Le montant des recettes mises à jour pour 2023 est en nette hausse par rapport au constaté 2022 (+ 1,0 M€ soit + 49 %) - ainsi que la PPTV qui en résulte (+ 49 %) - du fait notamment d'une hypothèse de croissance de la consommation de + 4,3 % par rapport à 2022 et de l'augmentation des tarifs réglementés de vente HT de plus de 20 % en 2022 qui bénéficie en 2023 d'un effet « année pleine » ainsi que la nouvelle hausse de 15% des tarifs réglementés en février 2023.

### C.1.3.3 Surcoûts de production

Les coûts et recettes de production prévisionnels mis à jour et retenus par la CRE s'élevant respectivement à 14,58 M€ et 3,07 M€, le montant des surcoûts de production prévisionnels au titre de l'année 2023 est évalué à **1,51 M€** pour EEWf. Il se décompose en - **0,04 M€** de surcoûts de production renouvelable affectés à la sous-action budgétaire « Transition énergétique » et **11,55 M€** de surcoûts de production à partir d'énergies fossiles affectés à la sous-action budgétaire « Mécanisme de solidarité ».

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

### C.2.1 Mise à jour des surcoûts d'achat d'électricité prévus par EDF SEI au titre de 2023

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

La mise à jour de la prévision des quantités et des coûts d'achat d'EDF dans les ZNI pour l'année 2023 est présentée dans le Tableau 26.

**Tableau 26 : Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels mis à jour par EDF dans les ZNI pour 2023**

	Interconnexion*	Bagasse / Charbon	Thermique	Bioliquide	Eolien	Hydraulique	Géothermie	Biomasse	Photovoltaïque	Autres**	TOTAL
Corse	768,6	0,0	521,0	0,0	14,2	59,4	0,0	0,0	261,0	10,4	1 634,7
Guadeloupe	0,0	183,9	853,6	0,0	109,7	35,1	110,0	242,1	136,5	17,7	1 688,7
Guyane	0,0	0,0	94,6	0,0	0,0	0,0	0,0	68,6	61,7	2,0	226,9
Martinique	0,0	0,0	704,0	0,0	36,9	0,0	0,0	270,9	110,4	30,3	1 152,6
La Réunion	0,0	449,2	907,9	456,9	23,5	2,0	0,0	456,7	307,4	18,8	2 622,4
Saint-Pierre et Miquelon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Iles bretonnes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,4	0,0	0,625
Quantités (GWh)	768,6	633,2	3 081,1	456,9	184,3	96,8	110,0	1 038,4	877,4	79,2	7 326,0
Constatées en 2022 (GWh)	608,9	1024,2	3714,7	0,0	121,9	57,8	96,4	497,4	716,1	90,9	6 892,5
Evolution 2023-2022 (%)	26%	-38%	-17%	---	51%	68%	14%	109%	23%	44%	6,3%
Coût d'achat (M€)	149,0	255,2	1170,1	194,5	36,1	14,1	16,3	419,2	341,1	21,8	2 617,4
Constatés en 2022 (M€)	187,2	466,4	1209,8	0,0	24,8	6,2	16,4	218,2	279,9	5,4	2414,4
Evolution 2023-2022 (%)	-20%	-45%	-3%	---	46%	127%	-1%	92%	22%	302%	8,4%

<sup>32</sup> Comme pour EDM, les recettes de production d'EEWF sont obtenues à partir du chiffre d'affaires après soustraction des recettes d'acheminement et des recettes de gestion de la clientèle pour la production et majoré des recettes équivalentes du « tarif agent » ainsi que des recettes provenant de la vente des pertes et des services système.



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

\*\* Biogaz, incinération et hydrogène

### Évolution par rapport aux quantités d'électricité et coûts d'achat constatés au titre de 2022

Les volumes d'achats prévisionnels mis à jour pour 2023 sont en hausse de 6,3 % par rapport à 2022. Cette augmentation résulte du développement prévisionnel de moyens de production d'énergie renouvelable à faible coût variable. Le coût d'achat – toutes filières confondues – devrait quant à lui augmenter du même ordre de grandeur (+ 8,4 %).

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

- Les volumes de la filière biomasse solide devraient augmenter en 2023 par rapport à 2022 (+ 109 %). Cette augmentation est principalement portée par la conversion des centrales de Bois Rouge et du Gol à la Réunion, qui fonctionneront à terme à la biomasse, en substitution du charbon, et continueront de valoriser de la bagasse en période sucrière. Les conversions des différentes tranches des centrales, débutées au troisième trimestre 2022, se poursuivent et devraient s'achever progressivement au deuxième trimestre 2024. En conséquence, les coûts d'achat évolueront également à la hausse (+ 92 %).
- Les indisponibilités partielles des centrales de Bois Rouge et du Gol associées à leur fonctionnement progressif à la biomasse en substitution du charbon, entraîne une baisse de volume pour la filière charbon/bagasse par rapport à 2022 (- 38 %). Les coûts d'achat devraient également suivre cette baisse (- 45 %).
- Les volumes de la filière thermique devraient diminuer (- 17 %), en raison, d'une part, de la conversion de la centrale de Port Est, située à la Réunion, et, d'autre part, d'un moindre appel de ces centrales. Le coût d'achat associé devrait diminuer dans une moindre mesure (- 3 %), les évolutions des coûts de combustible étant lissées par la stratégie de couverture à deux ans des achats de fioul, qui devrait être moins favorable en 2023 qu'en 2022. La filière bioliquide fait son apparition avec la conversion de la centrale de Port Est dont les moteurs seront convertis successivement au cours du second semestre 2023.
- Les interconnexions reliant l'Italie, la Corse et la Sardaigne devraient retrouver un volume d'injection similaire à celui constaté historiquement et injecter davantage d'énergie dans le réseau corse par rapport à 2022 (+ 26 %), année marquée par une indisponibilité de la station de conversion de la ligne SACOI sur le premier trimestre. Une réduction des coûts d'achat est toutefois anticipée (- 20 %) compte tenu des prix de marché observés sur le début de l'année 2022 sur le continent européen et des cotations prévisionnelles pour le reste de l'année, moins élevés que la moyenne constatée sur 2022.
- La filière photovoltaïque devrait connaître une hausse importante en volume en 2023 par rapport à 2022 (+ 23 %) en raison de la mise en service de nombreuses installations, dont la puissance totale nouvellement installée est estimée à près de 80 MWc. Cette hausse en volume s'accompagne d'une hausse des coûts d'achat du même ordre de grandeur (+ 22 %).
- Les reprévisions 2023 intègrent, en outre, une hausse de la production éolienne (+ 51 %) avec la mise en service de nouvelles installations en Guadeloupe et en Corse, ainsi qu'une hausse de la production hydraulique (+ 68 %) en raison d'une hypothèse d'hydraulicité normale, supérieure à l'hydraulicité constatée en 2022 pour la Corse notamment.
- Les prévisions d'achats intègrent de la production à partir d'hydrogène (présentée dans la colonne *Autres*), à la suite de la délibération de la CRE sur le projet de pile à combustible d'Aquipac en Martinique<sup>33</sup>.
- Enfin, les coûts de la filière incinération (présentée dans la colonne *Autres*) évoluent à la hausse (+ 6,5 M€) avec la mise œuvre du nouveau contrat d'achat de l'usine d'incinération située en Martinique en application de la délibération de la CRE le 15 décembre dernier<sup>34</sup>.

S'agissant des contrats d'achat photovoltaïques concernés par la révision de leur tarif<sup>35</sup>, et compte tenu de l'incertitude pesant sur ces tarifs au moment des déclarations de charges, la CRE a pris en compte les déclarations des opérateurs et réalisera le cas échéant des régularisations à l'occasion des prochains exercices annuels d'évaluation des charges de service public de l'énergie.

<sup>33</sup> Délibération de la CRE du 24 juillet 2018 portant décision sur le projet de contrat d'achat entre la société EDF (centre EDF Martinique) et la société Aquipac pour une installation de production d'électricité à partir d'une pile à combustible en Martinique.

<sup>34</sup> Délibération de la CRE du 15 décembre portant décision sur l'évaluation de la compensation relative au projet de contrat d'achat entre la société EDF (centre EDF Martinique) et La Martiniquaise de Valorisation pour des réinvestissements dans une installation de production d'électricité à partir de déchets située à Fort-de-France.

<sup>35</sup> En application de l'article 225 de la loi n° 2020-1721 du 29 décembre 2020 de finances pour 2021, du décret n° 2021-1385 du 26 octobre 2021 et de l'arrêté du 26 octobre 2021 relatifs à la révision de certains contrats de soutien à la production d'électricité d'origine photovoltaïque.

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

En application du a) du 2° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, le coût évité par les contrats d'achat dans les ZNI est calculé en valorisant l'électricité achetée par EDF à la part production des tarifs de vente. Celles-ci ont été réévaluées comme présenté en section C.1.1.2. Le coût évité s'élève à **859,9 M€**, comme détaillé dans le Tableau 27.

Le coût évité est en forte hausse par rapport à 2022 (+ 33 %) en raison, d'une part, de l'évolution anticipée de la PPTV sur les différents territoires, conséquence d'une augmentation des recettes tarifaires d'EDF, et, d'autre part, de l'augmentation des volumes achetés.

**Tableau 27 : Coût prévisionnel évité à EDF mis à jour pour les contrats d'achat dans les ZNI en 2023**

	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2023 reprév
Quantités achetées (GWh)	1 634,7	1 688,7	226,9	1 152,6	2 622,4	0,0	0,625	7 326,0
Taux de pertes (%)	12,7%	13,7%	13,2%	9,3%	8,6%	5,2%	4,7%	---
Quantités achetées et consommées (GWh) *	1 427,1	1 458,2	196,9	1 045,7	2 397,2	0,0	0,596	6 525,7
Part production du tarif de vente (€/MWh)	121,32	136,87	128,53	136,73	132,99	130,65	131,03	---
<b>Coût évité par les contrats d'achat (M€)</b>	<b>173,1</b>	<b>199,6</b>	<b>25,3</b>	<b>143,0</b>	<b>318,8</b>	<b>0,00</b>	<b>0,0780</b>	<b>859,9</b>

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

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

Les surcoûts prévisionnels mis à jour d'EDF résultant des contrats d'achat en 2023 s'élèvent à **1 757,5 M€** dans les ZNI (2 617,4 M€ de coût d'achat – 859,9 M€ de coût évité). Ce montant est stable par rapport aux surcoûts constatés pour 2022 (– 0,6 %), la hausse des coûts d'achat (+ 8,4 %) étant compensée par la hausse importante des coûts évités (+ 33 %). La conversion des centrales thermiques situées à la Réunion explique la baisse des charges imputées à la sous-action Mécanismes de solidarité (– 22,7 %) et la hausse des charges imputées à la sous-action Transition énergétique par rapport à 2022 (+ 73,7 %). Les surcoûts d'achats à Saint-Pierre-et-Miquelon sont nuls puisqu'aucun contrat d'achat n'a été conclu sur ce territoire.

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

- 705,3 M€ au titre des charges relevant de la sous-action « Transition énergétique » ;
- 1 052,2 M€ au titre des charges relevant de la sous-action « Mécanismes de solidarité ».

La décomposition des surcoûts supportés par EDF par zone et par compte de financement budgétaire est présentée dans le Tableau 28.

**Tableau 28 : Surcoûts d'achat prévisionnels mis à jour d'EDF dans les ZNI en 2023**

M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	Iles bretonnes	2023 reprév	Evolution 2022-2023
Coût d'achat	476,2	586,3	85,4	431,2	1 038,3	0,066	2 617,4	8,4%
Coût évité	173,1	199,6	25,3	143,0	318,8	0,078	859,9	33,0%
<b>Surcoûts</b>	<b>303,1</b>	<b>386,7</b>	<b>60,1</b>	<b>288,3</b>	<b>719,5</b>	<b>-0,012</b>	<b>1 757,5</b>	<b>-0,6%</b>
Transition Énergétique OA	55,9	43,9	12,0	34,2	108,2	0,018	254,3	11,3%
Transition Énergétique gré à gré	0,7	70,5	29,8	66,8	283,2	-0,030	451,0	154,1%
Mécanismes de solidarité	246,5	272,3	18,2	187,3	328,0	0,000	1 052,2	-22,7%

## C.2.2 Mise à jour des surcoûts d'achat d'électricité prévus par EDM au titre de 2023

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

Les volumes d'achat prévisionnels mis à jour pour 2023 s'élèvent à 29,5 GWh, pour un montant de **10,2 M€**.

Par rapport au parc installé en 2022, EDM ne prévoit pas de modification majeure de la puissance photovoltaïque installée. Ceci se traduit par une évolution faible des volumes d'achat (+ 4 %) et des coûts d'achat (+ 2 %) par rapport à 2022 (cf. Tableau 29).

Par ailleurs, EDM prévoit que l'ISDND de Dzoumogné mis en service fin 2018 - seule installation du territoire à même de produire de l'électricité à partir de biogaz - continuera de consommer en propre l'intégralité de sa production, comme ce fut le cas en 2022. EDM estime donc que cette centrale n'injectera aucun volume d'électricité sur le réseau en 2023.

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

L'électricité achetée par EDM, valorisée à la PPTV estimée à 129,03 €/MWh (cf. paragraphe C.1.2.2), est évaluée à **3,5 M€**, comme détaillé dans le Tableau 29. Elle est en forte augmentation par rapport à celle constatée en 2022 (+ 37 %), du fait de la hausse de la PPTV (+ 32 %).

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

La forte augmentation des coûts évités, associée à un coût et un volume d'achat relativement stables résulte en une baisse des surcoûts d'achat (- 10 %). Ainsi, les surcoûts prévisionnels mis à jour par EDM et résultant des contrats d'achat en 2023 s'élèvent à **6,7 M€** (10,2 M€ - 3,5 M€). La totalité de ces contrats portant sur des installations d'énergies photovoltaïques, la totalité de ces surcoûts relève de la sous-action budgétaire « Transition énergétique ».

**Tableau 29 : Coûts d'achat et coûts évités prévisionnels mis à jour d'EDM au titre de 2023**

M€	2023 reprév	2022	Evolution	
			en M€	en %
Coût d'achat (M€)	10,2	10,0	0,2	2%
Quantités achetées (GWh)	29,5	28,2	1,3	4%
Taux de pertes	8,30%	7,48%	-	11%
Quantités achetées et consommées (GWh) <sup>(1)</sup>	27,0	26,1	0,9	4%
Part production dans le tarif de vente (€/MWh)	129,03	97,40	31,6	32%
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	3,5	2,5	0,9	37%
Surcoûts d'achat (M€)	6,7	7,5	-0,7	-10%

<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 Mise à jour des surcoûts d'achat d'électricité prévus par EEWf au titre de 2023

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

Les volumes d'achat prévisionnels mis à jour pour 2023 s'élèvent à 1,25 GWh, pour un montant de **535 k€**. Ces deux valeurs sont en augmentation d'un facteur 20 par rapport au constaté 2022 en raison de la mise en service, au 1<sup>er</sup> mars 2023 de 3 nouvelles installations photovoltaïques à Wallis, sur lesquelles la CRE a délibéré le 3 septembre 2020<sup>36</sup> et qui font passer les capacités photovoltaïques existantes, d'environ 50 kWc à environ 2 MWc.

EEWF n'a en revanche pas prévu en 2023 la mise en service de l'installation photovoltaïque à Futuna sur laquelle la CRE a délibéré 20 janvier 2022<sup>37</sup>.

### 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 119,47 €/MWh (cf. section C.1.3.2), est évaluée à **138 k€**, comme détaillé dans le Tableau 30. Elle progresse très fortement par rapport à 2022 en raison de la hausse combinée du volume acheté (+ 1 890 %) et de la PPTV (+ 49 %).

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

Les surcoûts prévus par EEWf résultant des contrats d'achat en 2023 s'élèvent à **398 k€**. Ces contrats portant exclusivement sur des installations photovoltaïques, la totalité de ces surcoûts relève de la sous-action budgétaire « Transition énergétique ».

<sup>36</sup> Délibération n°2020-218 du 3 septembre 2020 portant décision sur l'évaluation de la compensation relative aux projets de protocoles internes de la société EEWf pour trois installations photovoltaïques situées à Wallis.

<sup>37</sup> Délibération n°2022-23 du 20 janvier 2022 portant décision sur l'évaluation de la compensation relative au projet de protocole interne de la société EEWf pour une installation photovoltaïque située à Futuna.

**Tableau 30 : Surcoûts d'achat prévisionnels mis à jour pour 2023, pour EEWf et comparaison par rapport aux surcoûts d'achat constatés en 2022**

	<b>2023 reprev</b>	<b>2022</b>	<b>Evolution</b>	
			<b>en M€</b>	<b>en %</b>
<b>Coût d'achat (M€)</b>	<b>0,54</b>	<b>0,02</b>	0,5	2156%
<b>Quantités achetées (GWh)</b>	<b>1,25</b>	<b>0,06</b>	1,2	1890%
<i>Taux de pertes</i>	<i>8,02%</i>	<i>8,02%</i>	0,0	0%
<b>Quantités achetées et consommées (GWh)<sup>(1)</sup></b>	<b>1,15</b>	<b>0,06</b>	1,1	1890%
<i>Part production dans le tarif de vente (€/MWh)</i>	<i>119,47</i>	<i>80,20</i>	39,3	49%
<b>Coût évité par les contrats d'achat (M€)</b>	<b>0,138</b>	<b>0,005</b>	0,1	2864%
<b>Surcoûts d'achat (M€)</b>	<b>0,398</b>	<b>0,019</b>	0,4	1984%

<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**

Les modalités d'appréciation des surcoûts liés aux projets d'ouvrages de stockage d'électricité ont été définies dans la délibération du 12 janvier 2023<sup>38</sup> qui remplace la délibération du 30 mars 2017<sup>39</sup>. Pour la Corse, la Martinique, la Guadeloupe, la Guyane et la Réunion, la CRE a délibéré le 4 octobre 2018 sur le niveau de compensation attribué à 11 projets de stockage. Pour Mayotte, la CRE a délibéré le 17 octobre 2019 sur le niveau de compensation attribué à 2 projets de stockage.

#### **C.3.1 Mise à jour des surcoûts liés aux contrats de stockage prévus par EDF au titre de 2023**

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

La mise à jour des quantités brutes injectées par des ouvrages de stockage et les coûts prévisionnels associés d'EDF dans les ZNI au titre de 2023 sont présentés dans le Tableau 31. La mise à jour du coût total du stockage prévu par EDF dans les ZNI s'élève à **7,7 M€** au titre de 2023.

##### **Évolution par rapport aux quantités d'électricité injectées et coûts du stockage constatés au titre de 2022**

Les coûts et volumes présentés par EDF en 2022 correspondent à ceux associés à 6 ouvrages de stockage. Les coûts et volumes associés aux 2 autres installations en service en Guadeloupe et en Martinique devraient être exposés en reliquat l'année prochaine. Les coûts et volumes mis à jour exposés pour 2023 correspondent à la mise en service de 8 installations sur les 11 dont le niveau de compensation a été fixé dans la délibération du 4 octobre 2018. La construction des 3 autres installations n'a pas débuté à ce jour, aucun coût prévisionnel associé à ces 3 projets n'a donc été présenté par EDF au titre de 2023.

##### **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 **1,7 M€**, comme détaillé dans le Tableau 31.

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

Les surcoûts prévisionnels d'EDF résultant des contrats de stockage mis à jour au titre de 2023 s'élèvent à **6,1 M€** dans les ZNI (7,7 M€ de coût – 1,7 M€ de coût évité) au titre des charges relevant de la sous-action « Transition énergétique ». Les surcoûts dus aux contrats de stockage sont nuls à Saint-Pierre-et-Miquelon et dans les îles bretonnes puisqu'aucun contrat de stockage n'a été conclu sur ce territoire.

La décomposition des surcoûts supportés par EDF par territoire est présentée dans le Tableau 31.

<sup>38</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 janvier 2023 portant communication relative à la méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées.

<sup>39</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 mars 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées.

**Tableau 31 : Mise à jour des quantités d'électricité brutes injectées et coûts prévisionnels, coûts évités et surcoûts supportés par EDF pour les ouvrages de stockage dans les ZNI au titre de 2023**

	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	La Réunion	TOTAL 2023 reprév
<b>Quantités injectées (GWh)</b>	<b>4,6</b>	<b>0,0</b>	<b>1,9</b>	<b>4,6</b>	<b>3,2</b>	<b>14,3</b>
Constaté 2022 (GWh)	3,4	0,0	0,5	4,5	2,3	10,9
<b>Coûts (M€)</b>	<b>1,3</b>	<b>0,7</b>	<b>1,3</b>	<b>2,8</b>	<b>1,6</b>	<b>7,7</b>
Constaté 2022 (M€)	1,1	0,0	1,6	2,1	1,7	6,5
<b>Coûts évités (M€)</b>	<b>0,5</b>	<b>0,0</b>	<b>0,2</b>	<b>0,6</b>	<b>0,4</b>	<b>1,7</b>
Taux de pertes (%)	12,7%	13,7%	13,2%	9,3%	8,6%	---
Quantités achetées et consommées (GWh) *	4,0	0,0	1,6	4,2	2,9	12,8
Part production du tarif de vente (€/MWh)	121,32	136,87	128,53	136,73	132,99	---
<b>Surcoûts (M€) [coûts - coûts évités]</b>	<b>0,8</b>	<b>0,7</b>	<b>1,1</b>	<b>2,2</b>	<b>1,2</b>	<b>6,1</b>

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

### C.3.2 Surcoûts liés aux contrats de stockage supportés par EDM à Mayotte au titre de 2023

Pour Mayotte, la CRE a délibéré le 17 octobre 2019 sur le niveau de compensation attribué à deux projets de stockage, portés par Albioma et TotalEnergies. La batterie opérée par Albioma a été mise en service au S1 2023 et la batterie opérée par TotalEnergies sera en service au S2 2023. Par conséquent, EDM prévoit des coûts associés aux contrats de stockage pour 2023.

#### Coûts prévisionnels liés aux contrats de stockage

La prise en compte de la prime fixe associée aux deux ouvrages de stockage conduit à des coûts prévisionnels estimés à **1,65 M€** au titre de 2023 pour EDM.

#### Coûts évités à EDM 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. En l'absence de prévisions par le gestionnaire de réseau, le volume d'énergie injectée est considéré comme nul, avec un coût évité associé nul. Ce montant sera mis à jour sur la base des flux constatés en 2023 et les coûts évités seront régularisés lors de la prochaine déclaration de comptabilité appropriée.

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

Les surcoûts prévisionnels d'EDM résultant des contrats de stockage au titre de 2023 s'élèvent donc à **1,65 M€** dans les ZNI (**1,65 M€** de coût – 0 M€ de coût évité) au titre des charges relevant du programme budgétaire « Transition énergétique ».

## 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>40</sup>, la CRE a adopté la distinction suivante entre les projets de MDE :

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

Aucun opérateur n'a déclaré de charges prévisionnelles au titre des projets d'infrastructure visant la MDE pour l'année 2023.

Les modalités d'appréciation des surcoûts liés aux « petites » actions de MDE ont été définies dans la délibération du 2 février 2017<sup>41</sup>. La définition de la compensation des petites actions de MDE a été subordonnée à la constitution d'un comité MDE dans chaque ZNI et à l'élaboration d'un plan stratégique de déploiement des actions, appelé

<sup>40</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>41</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.



cadre territorial de compensation. Ces cadres ont été adoptés pour la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte et La Réunion par la délibération de la CRE du 17 janvier 2019<sup>42</sup>, ainsi que pour Saint-Barthélemy par la délibération de la CRE du 21 avril 2022<sup>43</sup>. Depuis cette adoption, les coûts de développement des « petites » actions de MDE dans les ZNI supportés par les opérateurs historiques EDF SEI et EDM font l'objet d'un traitement à part entière alors qu'ils étaient jusque-là pris en compte pour le calcul de la compensation au travers des coûts commerciaux des opérateurs historiques. C'est l'objet de cette section.

Par ailleurs, l'ordonnance du 14 juin 2022<sup>44</sup> autorise la prise en charge partielle par l'Etat, dans les ZNI, des coûts associés à la conversion des usages des réseaux de gaz de pétrole liquéfié à l'électricité ou aux énergies renouvelables, au titre des charges liées aux actions de MDE. Toutefois, aucune charge prévisionnelle n'a été déclarée à ce titre pour 2023.

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

#### C.4.1 Mise à jour des coûts liés aux actions de MDE supportées par EDF dans les ZNI au titre de 2023

Les coûts mis à jour liés aux actions de MDE et déclarés par EDF dans les ZNI s'élèvent pour 2023 à **155,6 M€**. La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 32.

**Tableau 32 : Coûts prévisionnels de MDE supportés par EDF et mis à jour pour 2023**

M€	Nature de coûts	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Îles du Ponant	2023 reprév
<b>Coûts</b>	Aides commerciales (prime MDE)	18,3	38,3	20,0	18,9	39,7	0,26	0,11	<b>135,6</b>
	Frais du fournisseur historique	4,1	4,3	2,6	3,1	5,8	0,01	0,02	<b>20,0</b>
<b>Recettes</b>	Participations tierces	0,0	0,0	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	<b>0,0</b>
<b>Coût net total</b>		<b>22,4</b>	<b>42,6</b>	<b>22,7</b>	<b>22,0</b>	<b>45,6</b>	<b>0,27</b>	<b>0,13</b>	<b>155,6</b>

Les recettes de participations tierces correspondent aux financements apportés par d'autres acteurs comme les Collectivités ou les Régions pour le déploiement des actions de MDE. Ces financements sont versés directement à EDF. Aucune subvention tierce n'est anticipée par EDF pour 2023.

Par ailleurs, les prévisions concernant le cadre de compensation de Saint-Barthélemy sont incorporées à celles du territoire de Guadeloupe.

#### Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2022

La révision des coûts de MDE prévisionnels pour 2023 conduit à une légère baisse des coûts par rapport au constaté pour 2022 (- 2,0 M€). Le Tableau 33 détaille cette variation par poste.

**Tableau 33 : Evolution des coûts de MDE supportés par EDF en ZNI entre la mise à jour de la prévision au titre de 2023 et le constaté au titre de 2022**

M€	Nature de coûts	Total reprévision 2023	Total constaté 2022	Evolution	
				en M€	en %
<b>Coûts</b>	Aides commerciales (prime MDE)	<b>135,6</b>	133,0	<b>2,6</b>	<b>2%</b>
	Frais du fournisseur historique	<b>20,0</b>	22,1	<b>-2,1</b>	<b>-10%</b>
<b>Recettes</b>	Participations tierces	<b>0,0</b>	-0,1	<b>0,1</b>	<b>-100%</b>
<b>Coût net total</b>		<b>155,6</b>	<b>155,1</b>	<b>0,5</b>	<b>0%</b>

La CRE anticipe le plafonnement du déploiement d'un certain nombre d'actions de MDE après une année 2022 qui a connu des volumes de placement importants, dans la continuité de l'année précédente. Le montant total prévisionnel des primes MDE versées sur l'année 2023 est par conséquent en légère hausse par rapport au montant constaté pour l'année 2022 (+ 2,6 M€).

Les frais du fournisseur sont quant à eux, en baisse (- 10 %), en raison de dépenses exceptionnelles d'EDF SEI en 2022, en particulier dans les dispositifs de contrôle de la qualité des actions déployées, afin de rattraper les retards des contrôles n'ayant pu être effectués en 2020 et 2021 du fait de la crise sanitaire et de répondre aux exigences renforcées par le parquet national des certificats d'économies d'énergie.

La CRE regrette l'arrêt total des participations financières des membres des comités MDE des territoires d'EDF autres que celui-ci.

<sup>42</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 janvier 2019 portant décision relative aux cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, à Mayotte et à la Réunion.

<sup>43</sup> Délibération de la CRE du 21 avril 2022 portant décision relative au cadre territorial de compensation pour les petites actions de MDE à Saint-Barthélemy.

<sup>44</sup> Ordonnance numéro 2022-887 du 14 juin 2022 portant prise en charge partielle par l'Etat, dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, des coûts associés à la conversion des usages des réseaux de gaz de pétrole liquéfié à l'électricité ou aux énergies renouvelables.

### C.4.2 Mise à jour des coûts liés aux actions de MDE supportées par EDM à Mayotte au titre de 2023

Les coûts mis à jour liés aux actions de MDE et déclarés par EDM s'élèvent pour 2023 à **5,0 M€**. La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 34.

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. Contrairement à l'année 2022, EDM ne prévoit pas de participations tierces pour 2023. Pour rappel, depuis 2022, EDM est un acteur obligé des CEE, du fait de l'abaissement du seuil d'éligibilité de 400 à 300 GWh de ventes annuelles. Ses charges ou recettes liées à l'obligation CEE sont désormais intégrées, comme pour EDF, aux coûts de production d'EDM et non plus aux actions de MDE.

**Tableau 34 : Coûts prévisionnels de MDE supportés par EDM et mis à jour pour 2023 et comparaison par rapport aux coûts constatés en 2022**

M€	Nature de coûts	2023 reprev	2022	Evolution	
				en M€	en %
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	4,0	3,4	0,60	17%
	Frais de personnel	0,7	0,5	0,17	34%
	Autres charges	0,3	0,4	-0,12	-31%
Recettes	Participations tierces	0,0	0,0	0,04	-100%
Coût total		5,0	4,3	0,69	16%

#### Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2022

Les objectifs croissants du cadre territorial de compensation, adopté début 2019 et mis à jour en 2021 induisent une augmentation du nombre d'actions de MDE et donc des primes versées (+17 %). Les charges de personnel vont également augmenter par rapport à 2022 en raison du recrutement d'un chargé de mission sur la MDE (+34 %). Les coûts de MDE sont donc en augmentation (+ 16 %) par rapport au constaté pour 2022.

### 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 2023.

### c.6 Coûts de développement de projets reconnus d'intérêt public

Aucun opérateur n'a déclaré de charges relatives à la réalisation de projets d'approvisionnement en électricité renouvelable reconnus comme des projets d'intérêt public pour l'année 2023. A ce jour, aucun projet n'a été visé par un arrêté des ministres pour la mise en place de ce dispositif.

### c.7 Synthèse de la mise à jour des charges en ZNI au titre de 2023

Au total, les charges de SPE qui relèvent du soutien en ZNI, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux, s'élèvent à **2 454,4 M€** pour l'année 2023 et se répartissent de la manière suivante entre les deux sous-actions :

- Transition énergétique : **796,2 M€**.
- Mécanismes de solidarité : **1 661,7 M€**.



Tableau 35 : Synthèse de la mise à jour des charges en ZNI au titre de 2023, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux

en M€	EDF	EDM	EEWF	Autres acteurs	TOTAL
<b>Transition énergétique</b>	<b>782,5</b>	<b>13,4</b>	<b>0,36</b>	<b>0,0</b>	<b>796,2</b>
Surcoûts achats OA	254,3	6,7			261,0
Surcoûts achats GAG ENR	451,0		0,40		451,4
Surcoûts production FH ENR	-84,5		-0,04		-84,5
MDE	155,6	5,0			160,6
Stockage	6,1	1,7			7,7
Etudes ZNI identifiées dans PPE & Coûts de développement de PIP				0,0	0,0
<b>Mécanismes de solidarité</b>	<b>1 507,6</b>	<b>142,5</b>	<b>11,6</b>		<b>1 661,7</b>
Surcoûts achats GAG non ENR	1 052,2				1 052,2
Surcoûts production FH non ENR	455,4	142,5	11,6		609,4

## 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 prévisionnelles au titre de 2023

Pour l'année 2023, les charges prévisionnelles mises à jour déclarées par RTE pour la mise en œuvre des contrats d'effacement s'élèvent à **33,0 M€**. Elles correspondent principalement aux primes prévues dans le cadre de l'appel d'offres « Effacement T4 2023 - 2024 », dont l'enveloppe budgétaire attribuée pour le 4<sup>ème</sup> trimestre de l'année 2023 est de 20,5 M€ de primes fixes. Le premier appel d'offres « Effacement 2023 » devrait amener à un niveau de charges de - 0,02 M€, le prix de règlement des écarts en capacité s'établissant au-dessus du prix ressortant de cet appel d'offres. Les charges intègrent également des factures tardives ou le reversement de réduction de primes ou de pénalités au titre des appels d'offres « Effacement » des années 2018 à 2022.

Cette évaluation est en forte baisse par rapport à la prévision initiale de 72 M€, du fait de la situation rencontrée sur l'appel d'offres « Effacement 2023 ».

## 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 à date, la compensation est également prévue pour 2022.

Ainsi, seule EDF prévoit de supporter des charges liées au tarif de première nécessité en 2023, 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>45</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>45</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>46</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>47</sup>.

\* \* \*

Au titre de l'année 2023, une mise à jour de sa prévision des charges liées aux dispositifs sociaux – électricité a été déclarée :

- par EDF en métropole continentale et en ZNI<sup>48</sup> ;
- par 21 entreprises locales de distribution et 7 fournisseurs<sup>49</sup> alternatifs en métropole continentale.

Pour les fournisseurs ayant prévu de supporter des charges au titre de 2023 mais n'ayant pas fourni de mise à jour de leurs prévisions, les éléments relatifs à la prévision initiale ont été repris.

### **E.1.1 Charges liées au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité**

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

Pour 2023, EDF, 14 entreprises locales de distribution et 2 fournisseurs alternatifs ont fait état de versements aux fonds de solidarité logement dans le cadre de la mise à jour de leurs charges. Pour les autres fournisseurs dont les versements prévisionnels aux fonds de solidarité logement n'ont pas été mis à jour cette année, l'intégralité de la prévision initiale a été reprise.

La compensation après mise à jour des charges s'élève à **26,6 M€** pour l'ensemble des opérateurs ayant déclaré des charges afférentes à ce dispositif au titre de 2023 (contre 24,8 M€ pour la prévision initiale au titre de 2023).

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

Pour 2023, 9 opérateurs uniquement ont mis à jour leurs charges prévisionnelles.

Les charges prévisionnelles liées à la conception et au développement du dispositif au titre de l'année 2023 sont estimées à **12,7 M€**.

L'arrêté du 19 mai 2021 susmentionné fixe le montant unitaire maximal par ménage de la compensation du déploiement des dispositifs. Les coûts prévisionnels exposés pour l'année 2023 ont été retenus en intégralité. Les régularisations nécessaires, y compris la vérification des plafonds fixés par l'arrêté précité, seront opérées lors de l'évaluation des charges constatées, en fonction du nombre de dispositifs effectivement déployés.

### **E.1.3 Charges liées aux autres dispositifs de lutte 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 prévisionnelles associées au « tarif de première nécessité » pour l'année 2023 :

- Le nombre prévisionnel de bénéficiaires du TPN dans les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy pour lesquels EDF prévoit des facturations courant 2023 est estimé à 2 098. Les déductions et versements forfaitaires associés s'élèvent à **0,16 M€**.
- Le montant des charges prévisionnelles résiduelles 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.

Le total des charges prévisionnelles liées au TPN à compenser à EDF au titre de 2023 s'élève ainsi à **0,2 M€** (0,16 M€ + 0,002 M€).

<sup>46</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>47</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>48</sup> EDM n'a pas déclaré de charges associées aux dispositifs sociaux – électricité au titre de 2022. De plus, les dispositifs ici décrits ne sont pas applicables à Wallis-et-Futuna.

<sup>49</sup> Direct Energie, Engie, Vattenfall énergies, Comparelec, Oui Energy, ILEK et Union des Producteurs Locaux d'Electricité.

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

Le montant des charges prévisionnelles relatives aux services liés à la fourniture des bénéficiaires du chèque énergie au titre de 2023 s'élève à **4,7 M€**.

Ce montant est en légère hausse par rapport à la prévision initiale pour 2023 (4,5 M€).

\* \* \*

Au titre de l'année 2023, la somme des charges associées aux réductions sur les services liés à la fourniture est de 4,9 M€ (dont 0,2 M€ associés au tarif de première nécessité et 4,7 M€ liés au chèque énergie). Ce montant est en hausse par rapport à la prévision initiale au titre de 2023 (4,6 M€).

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

La mise à jour de la prévision de charges à compenser aux opérateurs au titre de 2023 s'agissant des dispositifs sociaux – électricité en métropole continentale et dans les ZNI s'élève à **44,2 M€** (26,6 M€ + 12,7 M€ + 4,9 M€). Elle est supérieure de 2,2 M€ à la prévision initiale de 42,0 M€.

Le détail des charges par type d'opérateur est indiqué dans le Tableau 36. Les détails par entreprises locales de distribution et autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 39.

**Tableau 36 : Mise à jour de la prévision de charges liées aux dispositifs sociaux - électricité au titre de 2023 et comparaison par rapport aux charges constatées au titre de 2022 et initialement prévues au titre 2023**

	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)	2023 actualisé	2022	2023 prévision initiale
	M€	M€	M€	M€	M€	M€
EDF	19,5	9,8	1,9	31,2	23,2	27,5
EDF MC	19,2	9,8	1,6	30,5	22,7	26,7
EDF ZNI	0,4	0,0	0,3	0,7	0,6	0,8
EDM	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ELD	0,7	0,4	0,2	1,3	1,0	1,0
Autres fournisseurs	6,3659	2,6	2,8	11,7	8,4	13,5
Total	26,6	12,7	4,9	44,2	32,7	42,0

## 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. section 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 l'arrêté du 19 mai 2021 susmentionné.

\* \* \*

Au titre de l'année 2023, 5 fournisseurs (EDF, Engie, Énergies de Strasbourg, Gaz Electricité de Grenoble et TotalEnergies Electricité et Gaz France) ont déclaré la mise à jour de leurs charges prévisionnelles pour 2023. Les éléments relatifs à la prévision initiale sont repris pour les autres fournisseurs ayant prévu de supporter des charges en 2023.

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

Avec la fin du tarif spécial de solidarité, aucun opérateur ne prévoit de frais relatifs aux déductions et versements forfaitaires, aux surcoûts de gestion et aux services liés à la fourniture au titre de 2023.

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

4 opérateurs ont révisé leurs prévisions, en hausse de 19 k€ pour EDF, de 4 k€ pour Gaz Electricité de Grenoble et de 4 k€ pour Énergies de Strasbourg, et en baisse de 115 k€ pour TotalEnergies Electricité et Gaz France.

La mise à jour de la prévision des charges liées aux services de la fourniture aux bénéficiaires du chèque énergie conduit à retenir au titre de 2023 un montant de **1,7 M€**, contre 1,8 M€ retenus pour la prévision initiale.

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

ENGIE a déclaré des charges liées à la mise à disposition des données de consommation pour **0,2 M€**.

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

La mise à jour de la prévision des charges liées aux dispositifs sociaux conduit à retenir, au titre de 2023, un montant de charges de **2,0 M€**, supérieur de 11 % par rapport aux charges constatées en 2022 et de 8% par rapport à la prévision initiale pour 2023.

Le détail des charges par type de fournisseur est indiqué dans le Tableau 37. Les détails par entreprises locales de distribution et par autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 39.

**Tableau 37 : Mise à jour de la prévision des charges liées aux dispositifs sociaux - gaz de 2023 et comparaison par rapport aux charges constatées au titre de 2022 et initialement prévues pour 2023**

	2023 reprév	2023 prév	Evolution		2022	Evolution	
			en M€	en %		en M€	en %
EDF	0,6	0,6	0,02	3%	0,5	0,10	20%
ELD	0,1	0,1	0,01	10%	0,1	0,00	5%
Autres fournisseurs	1,3	1,2	0,24	21%	1,2	0,21	18%
<b>Total</b>	<b>2,0</b>	<b>1,8</b>	<b>0,2</b>	<b>8%</b>	<b>1,77</b>	<b>0,2</b>	<b>11%</b>

### Bilan des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux

Le total des charges prévisionnelles mises à jour au titre de 2023 s'agissant des dispositifs sociaux électricité et gaz s'élève à 46,2 M€ (dont 44,2 M€ en électricité, et 2,0 M€ en gaz). Ce montant est en hausse par rapport au montant constaté sur l'année 2022, s'élevant à 34,4 M€ (voir Tableau 2 **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**). Ce montant est également légèrement en hausse par rapport à la prévision initiale réalisée au titre de 2023 (43,8 M€, dont 42,0 M€ en électricité, et 1,8 M€ en gaz).



## F. FRAIS DIVERS - COUTS LIES 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, le 5° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie dispose que les 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 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 biogaz, 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 23 février 2023<sup>50</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 mettre à jour les coûts correspondants initialement prévus au titre de 2023.

Au titre des coûts prévisionnels liés à la conclusion et gestion des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en électricité et des contrats d'achat de biométhane en gaz, les opérateurs ont déclaré les coûts associés au suivi et à la comptabilité de ces contrats, ainsi qu'aux charges de ressources humaines, d'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 gestions facturés par des organismes tiers intégrant ces installations dans leur périmètre d'équilibre.

Au total, les opérateurs ont déclaré **84,5 M€** de charges prévisionnelles au titre de 2023 :

- 80,3 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 71,1 M€ prévus par EDF, 8,0 M€ prévus par 79 entreprises locales de distribution et 1,1 M€ prévus par 6 organismes agréés), contre 68,8 M€ dans la prévision initiale (dont 64,3 M€ prévus par EDF, 3,7 M€ par 78 entreprises locales de distribution et 0,8 M€ par 6 organismes agréés).
- 4,2 M€ sont prévus par les acheteurs de biométhane (dont 0,2 M€ prévus par 4 entreprises locales de distribution et 4,0 M€ par 19 fournisseurs de gaz naturel), contre 4,4 M€ dans la prévision initiale (dont 0,2 M€ prévus par 4 entreprises locales de distribution et 4,2 M€ prévus par 18 fournisseurs autres de gaz).

Ces montants ont été retenus par la CRE dans le cadre de l'exercice de mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2023. Cela ne préjuge cependant pas des montants qui seront finalement retenus en tant que charges constatées au titre de 2023.

En particulier, la délibération de la CRE du 29 juin 2023<sup>51</sup> définit un cadrage de la compensation des frais de gestion supportés par les ELD, les organismes agréés et les fournisseurs de gaz naturel au titre de la mise en œuvre des dispositifs de soutien. S'agissant des postes de coûts pour lesquels la CRE a adopté un principe de plafonnement des frais, elle compensera lors de l'exercice des charges constatées les montants déclarés par les opérateurs dans la limite des plafonds exposés dans sa délibération.

Les détails de charges par type d'opérateur sont présentés dans le Tableau 38.

<sup>50</sup> Délibération de la CRE du 23 février 2023 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>51</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 29 juin 2023 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

**Tableau 38 : Charges liées aux frais de gestion supportées par les opérateurs au titre de 2023**

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	
Prévision mise à jour au titre de 2023	71,1	8,0	1,1	0,2	4,0	84,5

## G. DETAILS DE LA MISE A JOUR DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC PREVISIONNELLES AU TITRE DE 2023 POUR LES OPERATEURS AUTRES QU'EDF, EDM, EEWf, RTE

Le Tableau 39 présente les détails de la mise à jour des charges de service public prévisionnelles au titre de 2023 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE et les acheteurs en dernier recours<sup>52</sup>.

**Tableau 39 : Détails de la mise à jour des charges de service public prévisionnelles au titre de 2023 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE et acheteurs de dernier recours**

Nom opérateur	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat total				
	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
R.S.E. REGIE SERVICES ENERGIE AMBERIEUX	3 194	918 628	163 203	0	755 425		2 250	41 900	799 575
SICAE de l'Aisne	5 262	1 557 497	510 257	0	1 047 240		14 999	0	1 062 239
Energie Développement Services du BRIANCONNAIS	11 471	1 524 731	943 778	0	580 953		3 319	10 183	594 455
Régie Municipale d'Electricité ROQUEBILIERE	34	21 377	1 869	0	19 508		0	0	19 508
Régie Communale d'Electricité GATTIERES	147	74 838	8 476	0	66 362		0	0	66 362
Régie Electrique DALOU	39	17 796	2 121	0	15 675		34	1 095	16 803
Régie municipale d'Electricité VARILHES	1 259	569 852	68 349	0	501 503		1 434	3 526	506 463
Régie Municipale d'Electricité VICDESSOS	14	7 817	778	0	7 039		0	1 018	8 057
Régie Municipale d'Electricité MAZERES	2 724	1 138 153	160 501	0	977 652		900	473	979 025
Régie Municipale d'Electricité ARIGNAC	365	91 150	17 203	0	73 947		0	4 706	78 653
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	458	3 366
Régie municipale d'Electricité QUIÉ	7	2 607	438	0	2 169		0	575	2 744
Régie municipale d'Electricité TARASCON-SUR-ARIEGE	5 123	489 503	372 481	0	117 022		900	2 065	119 987
Régie municipale d'Electricité SAVERDUN	7 710	1 707 158	647 981	0	1 059 177		0	492	1 059 668
Régie d'Electricité SAINT-QUIRC - CANTE - LISSAC - LABATUT	388	216 337	35 997	0	180 340		0	92	180 432
S.I.C.A.E. DE LA REGION DE PRECY SAINT-MARTIN	9 599	2 693 616	1 269 904	18 849	1 404 863		288	22 976	1 428 127
Energie Quillan Occitanie	5 064	667 622	298 724	0	368 898		2 814	4 107	375 819
S.I.V.O.M. LABERGEMENT SAINT-MARIE	3 586	383 415	296 884	0	86 531		1 260	7 409	95 200
Régie SDED EROME-GERVANS	171	107 039	10 605	0	96 434		0	0	96 434
Société d'économie mixte locale DREUX - GEDIA	88	39 651	4 678	0	34 973	1 333 693	4 738	12 809	1 386 213
SYNELVA COLLECTIVITES	81 634	10 614 240	10 030 566	655 064	-71 390		10 800	258 267	197 677
Régie Municipale d'Electricité CAZERES	888	319 849	87 011	0	232 837		0	6 408	239 245
Régie Municipale d'Electricité MARTRES TOLOSANE	117	30 673	13 508	0	17 166		0	2 433	19 598
Régie municipale d'Electricité MIRAMONT DE COMMINGES	299	67 038	26 558	0	40 480		28	4 307	44 815
Régie Municipale Multiservices de LA REOLE	28	11 873	1 646	0	10 227		0	0	10 227
Régie d'Electricité du Syndicat du SUD DE LA REOLE	2 836	1 176 404	322 620	2 000	851 784		0	36 322	888 106
Régie Municipale de Bazes Energie	904	297 151	54 873	0	242 279		431	5 539	248 249
Régie Municipale d'Electricité GIGNAC	1 067	260 578	117 741	0	142 837		520	4 802	148 159
Régie Municipale d'Electricité CAZOULS LES BEZIERES	259	126 628	15 179	0	111 449		0	7 383	118 832
Coopérative d'Electricité SAINT-MARTIN DE LONDRES	39 476	9 075 813	4 619 734	35 005	4 421 074		12 032	107 661	4 540 767
GAZ ELECTRICITE DE GRENOBLE	112 753	14 732 293	14 041 542	355 431	335 320		104 394	351 711	791 425
Régie Municipale d'Electricité SALINS LES BAINS	68	34 229	6 004	0	28 225		245	3 450	31 920
GASCOGNE ENERGIES SERVICES AIRE SUR L'ADOUR (ex Régies Municipales)	4 416	1 514 758	557 281	2 693	954 784		9 446	9 022	973 253
S.I.C.A.E. REGION DE PITHIVIERES	120 931	12 917 918	13 585 993	0	-668 075		14 230	70 936	-582 909
Régie Communale Electrique SAULNES	14	6 699	841	0	5 859		728	1 493	8 079
SAEML UEM USINE D'ELECTRICITE DE METZ	176 529	37 189 373	24 417 335	417 362	12 354 675		85 759	644 303	13 084 737
Régie Communale d'Electricité PIERREVILLERS	18	10 063	1 548	0	8 515		0	0	8 515
Régie Municipale d'Electricité ROMBAS	609	105 237	63 995	0	41 242		0	1 310	42 552
Régie Municipale d'Electricité CREUTZWALD	5 352	2 741 650	870 728	130 005	1 740 918		1 640	5 885	1 748 442

<sup>52</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.

	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	€	€	€	€	€	€	€	€
Régie Municipale de Distribution CLOUANGE	29	15 137	1 459	0	13 678		118	0	13 797
Régie d'Electricité BITCHE	70	35 220	5 677	0	29 543		780	2 620	32 943
Régie Communale d'Electricité SAINT-MARIE AUX CHENES	88	28 152	9 352	0	18 800		507	13 413	32 720
Régie Municipale de Distribution d'Electricité de HAGONDANGE	94	31 883	7 821	0	24 062		4 127	2 620	30 808
Régie d'Electricité SCHOENECK	79	43 157	7 299	0	35 858		135	1 390	37 383
Régie Municipale d'Electricité AMNEVILLE	292	82 054	26 348	0	55 706		0	1 705	57 411
Régie Municipale d'Electricité HOMBURG HAUT	53	22 036	4 832	0	17 204		606	1 445	19 255
Régie Municipale d'Electricité ENERGIS SAINT-AVOLD	5 306	1 953 081	461 377	0	1 491 704		4 962	0	1 496 666
R.M.E.T. TALANGE	143	37 302	10 027	0	27 275		828	4 810	32 913
Régie Municipale d'Electricité et de Télédistribution MARANGE SILVANGE TERNEL	36	21 187	2 641	0	18 547		3 581	1 000	23 128
Régie Municipale d'Electricité MONTOIS LA MONTAGNE	26	10 652	1 526	0	9 126		0	0	9 126
S.I.C.A.E. CARNIN	50	17 064	4 276	0	12 788		0	0	12 788
SEM BEAUVOIS DISTRELEC	47	21 205	4 111	0	17 094		0	0	17 094
Régie Municipale d'Electricité LOOS	58	22 906	6 720	0	16 186		2 976	40	19 202
Régie Communale d'Electricité MONTATAIRE	186	118 865	10 637	0	108 228		6 781	0	115 008
S.I.C.A.E. OISE	161 113	21 156 375	20 027 446	386 014	742 915		22 950	134 281	900 146
Régie Municipale d'Electricité LARUNS	54	24 714	5 014	0	19 700		0	0	19 700
SIVOM d'Energie du Pays Toy	15	5 054	845	0	4 209		1 350	0	5 559
Régie Electrique CAPVERN LES BAINS	18	7 620	1 258	0	6 362		0	0	6 362
Energies Services LANNEMEZAN	614	335 230	103 540	0	231 690		4 654	3 913	240 256
Régie Electrique LA CABANASSE	20	8 440	1 993	0	6 447		0	85	6 532
Régie Electrique Municipale PRATS DE MOLLO LA PRESTE	1 355	159 978	155 145	0	4 833		327	527	5 687
Régie Electrique Municipale SAINT-LAURENT DE CERDANS	19	9 120	1 107	0	8 013		250	0	8 263
Régie Intercommunale d'Electricité NIEDERBRONN REICHSHOFFEN	668	332 828	88 307	0	244 521		900	12 133	257 554
GAZ DE BARR	260	93 964	13 723	0	80 241	1 498 852	5 428	6 746	1 591 268
UME	7 382	1 484 610	945 979	8 000	530 630		561	21 065	582 257
Régie Municipale d'Electricité de la ville de SARRE UNION	9 294	2 290 179	1 414 023	0	876 156		1 572	13 733	891 461
ES ENERGIES STRASBOURG	345 395	95 221 424	44 625 373	1 483 059	49 112 991	4 121 097	456 894	1 243 616	54 934 597
VIALIS	21 401	4 724 343	2 761 085	40 001	1 923 257		17 628	48 370	1 989 255
Coopérative de droit suisse ELEKTRA BIRSECK	3 971	1 419 656	448 965	8 078	962 613		908	42 959	1 006 485
SAEML HUNELEC Service de Distribution Public HUNELEC	159	93 104	18 611	0	74 493		0	5 001	79 494
SICAE EST	74 555	11 471 074	9 174 218	178 985	2 117 870		5 850	185 406	2 309 126
SOREA	27 842	2 765 949	3 199 452	20 001	453 504		0	34 263	419 240
Régie Electrique TIGNES	7 988	643 364	875 972	34 001	266 609		1 940	0	264 669
Régie Electrique Communale AUSSOIS	16	5 225	1 440	0	3 785		0	0	3 785
Régie Electrique AVRIEUX	8	4 298	783	0	3 515		0	0	3 515
Régie Electrique SAINT-FOY TARENTAISE	45	29 498	2 816	0	26 682		1 061	300	28 043
Régie Electrique Municipale VILLAROGIER	13	2 048	824	0	1 224		378	100	1 702
Régie Electrique MONTVALEZAN	12	7 272	2 712	0	4 560		56	0	4 616
Syndicat d'Electricité SYNERGIE MAURIENNE	837	289 751	62 300	0	227 451		370	7 600	235 421
ARC ENERGIES MAURIENNE	1 428	219 089	186 108	0	32 981		900	0	33 881
Syndicat des Energies Electriques de TARENTAISE	8 665	1 006 513	518 447	0	488 066		0	0	488 066
Régie Gaz Electricité de la Ville BONNEVILLE	4 097	410 535	492 741	0	-82 206		3 150	9 660	-69 396
Régie du Syndicat Intercommunal d'Energies VALLEE DE THONES	516	259 210	47 140	0	212 070		5 504	4 353	221 927
Régie Municipale Electrique LES HOUGHES	4 604	340 588	89 599	0	250 989		1 350	3 915	256 254
Régie Municipale d'Electricité SALLANCHES	2 372	494 752	204 790	0	289 962		4 050	16 540	310 552
ENERGIE ET SERVICES DE SEYSSSEL (SAEML)	6 485	2 156 051	636 934	0	1 519 117		15 750	24 984	1 559 851
S.A.I.C. PERS LOISINGES	107	45 198	6 852	0	38 345		12	0	38 357
Régie d'Electricité d'Elbeuf	162	72 292	19 131	0	53 161		10 979	6 112	70 252
Régie Communale de Distribution d'Electricité MITRY MORY	97	48 547	4 403	0	44 144		0	1 242	45 386
S.I.C.A.E. E.L.Y. : REGION EURE & LOIR YVELINES	1 720	604 834	169 332	0	435 502		4 218	8 150	447 871
SEOLIS	556 614	73 894 371	64 937 314	1 098 605	7 858 451		124 084	1 817 568	9 800 103
S.I.C.A.E. de la SOMME et du CAMBRAISIS	265 881	26 731 468	31 259 244	516 991	-5 044 767		7 200	687 820	-4 369 747
GAZELEC DE PERONNE	33 372	3 144 339	4 015 288	60 002	-930 951		30 730	58 032	-842 189
Régie Communale d'Electricité MONTDIDIER	11 123	1 174 957	619 015	0	555 942		1 350	6 574	563 866
Régie Municipale d'Electricité SAINT-PAUL CAP DE JOUX	4	1 895	265	0	1 630		0	610	2 240
SICAE du CARMAUSIN	15 674	3 990 172	2 019 028	8 000	1 963 143		5 395	49 464	2 018 002
Régie Municipale d'Electricité et de Gaz Energie Services Occitans CARMAUX ENO	2 173	482 102	269 194	0	212 908		47 991	26 788	287 687
EPIC ENERGIES SERVICES LAVALUR - Pays de Coccagne	16 433	2 598 921	1 423 171	0	1 175 751		5 243	49 000	1 229 993
Régie d'Electricité du Département de la Vienne SOREGIES	590 647	92 476 519	69 350 534	1 938 715	21 187 270		254 185	1 917 306	23 358 761
Régie Municipale Electrique SAINT-LÉONARD DE NOBLAT	506	44 563	45 245	0	-82		133	0	-549
Régie Municipale d'Electricité LA BRESSE	7 537	919 328	975 648	26 001	-82 321		0	10 858	-71 463
S.I.C.A.E. CANTONS DE LA FERTÉ-ALAIS & LIMITOPHES	1 064	266 616	109 635	0	156 981		1 553	5 599	164 133
Coopérative d'Electricité VILLIERS SUR MARNE	74	28 806	9 726	0	19 080		0	0	19 080
S.I.C.A.E. VALLEE DU SAUSSERON	95	49 299	9 284	0	40 015		3 023	2 944	45 983
AXPO Solutions AG	0	3 202 155	0	305 893	2 896 262		0	4 500	2 900 762

	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	€	€	€	€	€	€	€	€
BCM ENERGY	0	0	0	0	0	2 005 705	0	64 808	2 070 513
TotalEnergies GPL	292 534	40 651 794	36 313 758	1 203 375	3 134 661		0	932 781	4 067 442
ILEK	0	0	0	0	0		453 512	0	453 512
MINT	0	0	0	0	0		20 592	0	20 592
COMPARELEC	0	0	0	0	0		99 386	0	99 386
TotalEnergies Electricité et Gaz France	0	0	0	0	0	3 901 937	3 653 190	24 773	7 579 900
ELMY Fourniture	0	0	0	0	0		4 700	0	4 700
ENARGIA	0	0	0	0	0		3 219	0	3 219
ENERCOOP	28 596	3 516 359	3 342 523	58 293	115 543	727 505	0	182 726	1 025 774
CALEO							3 200		3 200
ENDESA ENERGIA SA						23 690 569		103 418	23 793 987
SAVE						206 209 684		887 964	207 097 648
ALSEN						5 559 507		13 788	5 573 295
Gaz de Bordeaux						21 123 028	7 000	142 946	21 272 974
SOCIETE EUROPEENNE DE GESTION DE L'ENERGIE						17 648 604		96 886	17 745 490
Gaz de Paris						16 539 156		38 262	16 577 418
VATTENFALL ENERGIES	0	0	0	0	0		103 551	0	103 551
PICOTY						2 438 031		15 821	2 453 852
DYNEFF							6 421		6 421
GEG Source d'Energies						2 557 910		10 769	2 568 679
SOLVAY ENERGY SERVICES (ex RHODIA ENERGY)						13 110 136		50 676	13 160 812
SOCIETE VALMY DEFENSE 17 SVD 17						19 858 970		215 810	20 074 780
ENGIE	0	0	0	0	0	329 413 778	8 577 977	2 113 686	340 105 441
GEDIA ENERGIES & SERVICES	0	0	0	0	0		967	0	967
IBERDROLA ENERGIE France	0	0	0	0	0		87 490	0	87 490
Joul	295	62 611	37 468	0	25 143	829 011	15 070	35 145	904 369
PLUM ENERGIE						1 188 790		22 517	1 211 307
PROVIRIDIS SAS						7 604 831		32 721	7 637 552
REDEO ENERGIES SAS						40 779 102		209 712	40 988 814
SELFEE	1 346	294 687	146 890	0	147 797		0	10 320	158 117
Terreal						174 215		4 510	178 725
Total Gas & Power limited						5 025 301		40 364	5 065 665
Union des producteurs locaux d'électricité	15 521	1 475 750	1 873 747	21 541	-419 538		12 724	16 985	-389 830
<b>TOTAL</b>	<b>3 143 817</b>	<b>509 179 947</b>	<b>377 279 586</b>	<b>9 011 965</b>	<b>122 888 397</b>	<b>727 339 413</b>	<b>14 397 465</b>	<b>13 384 536</b>	<b>878 009 811</b>