

## DÉLIBÉRATION N°2025-180

### Annexe 1

## Charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de l'année 2026 (CP'<sub>26</sub>)

Cette annexe présente les charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de l'année 2026 pour les différents opérateurs concernés.

Les charges de service public de l'énergie sont présentées dans l'ordre des actions du programme budgétaire correspondant, précédées d'une synthèse présentant un récapitulatif de l'ensemble des charges.

Les charges ont été calculées à partir des déclarations envoyées par les opérateurs concernés avant le 30 avril 2025 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 France métropolitaine 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 de Polynésie française et de Nouvelle-Calédonie ne sont pas assimilées aux ZNI. L'article 20 de la loi de finances pour 2025<sup>1</sup> a modifié les modalités de compensation des charges de service public de l'énergie en ZNI (hors Saint-Martin et Saint-Barthélemy), qui ne sont plus inscrites au budget de l'Etat mais intégralement compensées aux opérateurs par l'affectation d'une part de l'accise sur la consommation d'électricité.

Cette annexe ne porte pas sur les charges liées aux mesures exceptionnelles de protection des consommateurs (boucliers tarifaires et amortisseurs). Celles-ci sont détaillées au sein de l'annexe 8 de la présente délibération.

### Opérateurs ayant déclaré la prévision de leurs charges de service public de l'énergie au titre de l'année 2026

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 au gaz naturel et aux autres moyens thermiques en France métropolitaine (section 1) : EDF Obligation d'achat, les entreprises locales de distribution (ELD), les organismes agréés et l'acheteur en dernier recours<sup>2</sup>. Ils peuvent être compensés des frais de gestion associés (section 6).
- Les fournisseurs de gaz ou les ELD pour le soutien à l'injection de biométhane (section 2). Ils peuvent également être compensés des frais de gestion associés (section 6).
- Les charges de service public de l'énergie dans les ZNI (section 3) 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. En Corse,

<sup>1</sup> Loi n° 2025-127 du 14 février 2025 de finances pour 2025.

<sup>2</sup> Tel que prévu par l'article L. 314-26 du code de l'énergie.

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

l'Agence d'aménagement durable, d'urbanisme et d'énergie de la Corse (AUE) supporte également des charges de service public de l'énergie.

- RTE supporte des charges liées au soutien aux flexibilités décarbonées (section 4).
- EDF, les ELD ainsi que les autres fournisseurs d'électricité et de gaz peuvent supporter des charges liées aux dispositifs sociaux (section 5).

### 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 retranché aux charges à compenser à cet opérateur pour les années suivantes* ».

En prenant en compte le fait que l'article L. 121-19-1 du code de l'énergie précité introduit une valorisation financière de l'écart entre les charges constatées et les sommes recouvrées, les erreurs de prévisions portent intérêt.

Dans ces conditions, la CRE a calculé les charges prévisionnelles au titre de l'année 2026 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.

## Synthèse

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie au titre de 2026 est évalué à **12 960,3 M€**. Pour rappel, il s'agit du montant hors 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 la mise à jour de la prévision des charges au titre de 2025 est fournie dans le

Tableau 2.

**Tableau 1 : Prévision des charges de service public de l'énergie au titre de 2026**

en M€	EDF	EDM	EEWF	Autres acteurs ZNI	RTE	Acheteur en dernier recours	ELD	Autres fournisseurs dont organismes agréés	Charges au titre de 2026
<b>Soutien ENR électrique en France hexagonale</b>	<b>7 331,9</b>					<b>0,0</b>	<b>318,9</b>	<b>13,5</b>	<b>7 664,2</b>
Eolien terrestre	1 234,7					0,0	61,2	4,2	1 300,1
Eolien en mer	921,7					0,0	0,0	0,0	921,7
Photovoltaïque	4 177,5					0,0	204,2	6,8	4 388,6
Bio-énergies	803,3					0,0	45,3	0,0	848,6
Autres énergies	194,7					0,0	8,0	2,5	205,2
<b>Injection biométhane</b>	<b>0,0</b>					<b>0,0</b>	<b>66,1</b>	<b>1 260,2</b>	<b>1 326,3</b>
<b>Soutien en ZNI<sup>(1)</sup></b>	<b>2 796,8</b>	<b>198,9</b>	<b>11,0</b>	<b>9,6</b>					<b>3 016,2</b>
Transition énergétique	1 770,8	23,1	1,42	9,6					1 805,0
Mécanismes de solidarité	1 025,9	175,8	9,5	0,0					1 211,3
<b>Cogénération et autres moyens thermiques</b>	<b>611,1</b>					<b>0,0</b>	<b>25,3</b>	<b>12,9</b>	<b>649,3</b>
<b>Effacement</b>					<b>148,8</b>				<b>148,8</b>
<b>Dispositifs sociaux<sup>(2)</sup></b>	<b>25,1</b>	<b>0,0</b>					<b>1,3</b>	<b>10,4</b>	<b>36,8</b>
Compensation FSL	22,4	0,0					0,8	7,7	30,9
Afficheur déporté	1,3						0,3	0,8	2,4
Autres	1,4	0,0					0,3	1,9	3,5
<b>Frais divers</b>	<b>105,4</b>					<b>0,0</b>	<b>9,5</b>	<b>3,7</b>	<b>118,6</b>
Frais de gestion	105,4					0,0	9,5	3,7	118,6
	<b>10 870,4</b>	<b>198,9</b>	<b>11,0</b>	<b>9,6</b>	<b>148,8</b>	<b>0,0</b>	<b>421,1</b>	<b>1 300,6</b>	<b>12 960,3</b>

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

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

**Tableau 2 : Evolution des charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de 2026 par rapport à la mise à jour de la prévision des charges au titre de 2025**

	Charges au titre de 2026	Mise à jour de la prévision 2025	Evolution 2026 prév - 2025	
			en M€	en %
<b>Soutien ENR électrique en France hexagonale</b>	<b>7 664,2</b>	<b>6 202,3</b>	<b>1 461,9</b>	<b>24%</b>
<i>Eolien terrestre</i>	<i>1 300,1</i>	<i>929,6</i>	<i>370,5</i>	<i>40%</i>
<i>Eolien en mer</i>	<i>921,7</i>	<i>586,5</i>	<i>335,2</i>	<i>57%</i>
<i>Photovoltaïque</i>	<i>4 388,6</i>	<i>3 785,6</i>	<i>602,9</i>	<i>16%</i>
<i>Bio-énergies</i>	<i>848,6</i>	<i>754,1</i>	<i>94,5</i>	<i>13%</i>
<i>Autres énergies</i>	<i>205,2</i>	<i>146,4</i>	<i>58,8</i>	<i>40%</i>
<b>Injection biométhane</b>	<b>1 326,3</b>	<b>1 128,9</b>	<b>197,4</b>	<b>17%</b>
<b>Soutien en ZNI</b>	<b>3 016,2</b>	<b>3 301,2</b>	<b>-285,0</b>	<b>-9%</b>
<i>Transition énergétique</i>	<i>1 805,0</i>	<i>1 666,5</i>	<i>138,5</i>	<i>8%</i>
<i>Mécanismes de solidarité</i>	<i>1 211,3</i>	<i>1 634,7</i>	<i>-423,5</i>	<i>-26%</i>
<b>Cogénération et autres moyens thermiques</b>	<b>649,3</b>	<b>717,7</b>	<b>-68,4</b>	<b>-10%</b>
<b>Effacement</b>	<b>148,8</b>	<b>132,4</b>	<b>16,4</b>	<b>12%</b>
<b>Dispositifs sociaux</b>	<b>36,8</b>	<b>37,0</b>	<b>-0,2</b>	<b>0%</b>
<i>Compensation FSL</i>	<i>30,9</i>	<i>29,7</i>	<i>1,2</i>	<i>4%</i>
<i>Afficheur déporté</i>	<i>2,4</i>	<i>2,4</i>	<i>0,0</i>	<i>1%</i>
<i>Autres</i>	<i>3,5</i>	<i>5,0</i>	<i>-1,4</i>	<i>-29%</i>
<b>Frais divers</b>	<b>118,6</b>	<b>113,0</b>	<b>5,6</b>	<b>5%</b>
<i>Frais de gestion</i>	<i>118,6</i>	<i>113,0</i>	<i>5,6</i>	<i>5%</i>
	<b>12 960,3</b>	<b>11 632,6</b>	<b>1 327,7</b>	<b>11%</b>

### Évolution par rapport à la mise à jour de la prévision des charges au titre de 2025

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie au titre de 2026 est en hausse de 1 327,7 M€ par rapport au montant des charges prévisionnelles au titre de 2025 présenté dans l'annexe 2 de la présente délibération.

Cette évolution est le résultat des effets suivants :

- une hausse de 1 393,5 M€ (+ 20 %) des charges liées aux énergies renouvelables électriques et à la cogénération au gaz naturel en France hexagonale continentale :
  - le principal facteur explicatif est l'augmentation du volume soutenu de 80,9 TWh à 90,1 TWh qui génère une hausse de l'ordre de 800 M€ ;
  - la poursuite de la baisse du coût évité unitaire moyen, passant de 65,74 €/MWh en 2025 à 50,88 €/MWh en 2026<sup>4</sup>, constitue le second facteur de hausse pour un montant de l'ordre de 600 M€, le tarif d'achat restant relativement stable entre 2025 et 2026. Si les prévisions de prix spot se sont stabilisées entre 2025 et 2026, les prix de vente des volumes soutenus vendus à terme s'établissent à un niveau plus élevé pour livraison en 2025 qu'en 2026. Cela s'explique par le calendrier de vente de ces volumes, en particulier le « ruban de base » vendu sur deux ans, dont la moitié du produit livré en 2025 a donc été vendue en 2023, dans un contexte de prix encore élevés. *In fine*, 2026 est la première année où les CSPE ne captent plus les prix de marché élevés issus de la crise ;
- une baisse des prix du gaz et une augmentation des volumes de biométhane injecté, contribuant à hauteur d'environ 35 % et 65 % respectivement à la hausse du surcoût d'achat de 207,9 M€. La hausse de 10,5 M€ de la valorisation des garanties d'origine, qui constitue des recettes pour le budget de l'Etat, ne vient que légèrement compenser la hausse globale de ce poste de 197,4 M€ (+17 %) ;

<sup>4</sup> Les chiffres ici présentés sont calculés sur le périmètre obligation d'achat d'EDF OA, représentatif du poste de charges au global.

- la baisse de – 285,0 M€ des charges associées au soutien en ZNI, notamment en lien avec la baisse des dépenses ponctuelles pour la construction de la nouvelle liaison SACOI 3 (- 227 M€). La résultante des autres briques reste relativement stable, à environ 3 Mds€. Un transfert intervient entre les achats « mécanisme de solidarité » et les achats « transition énergétique » en lien avec les conversions des centrales fonctionnant historiquement au charbon en Guadeloupe à la biomasse solide qui devraient s'achever au second semestre 2025.

# SOMMAIRE

<b>Synthèse .....</b>	<b>3</b>
<b>1. Soutien aux énergies renouvelables électriques, à la cogénération au gaz naturel et aux autres moyens thermiques en France métropolitaine.....</b>	<b>8</b>
1.1. 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 France métropolitaine .....	8
1.2. Surcoûts d'achat prévisionnels pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés au titre de 2026 .....	15
1.3. Bilan .....	18
<b>2. Soutien à l'injection de biométhane .....</b>	<b>19</b>
2.1. Coûts d'achat prévisionnels au titre de 2026 .....	19
2.2. Coûts évités prévisionnels au titre de 2026.....	19
2.3. Surcoûts d'achat prévisionnels au titre de 2026 .....	20
2.4. Valorisation prévisionnelle des garanties d'origine au titre de 2026.....	20
2.5. Charges prévisionnelles au titre de 2026.....	21
<b>3. Soutien en ZNI .....</b>	<b>24</b>
3.1. Surcoûts de production supportés par les opérateurs historiques dans les zones non interconnectées .....	25
3.2. Surcoûts liés aux contrats d'achat d'électricité dans les zones non interconnectées .....	35
3.3. Surcoûts liés aux contrats de stockage dans les zones non interconnectées .....	39
3.4. Charges liées aux actions de MDE dans les zones non interconnectées .....	41
3.5. Coûts liés aux études mentionnées dans les PPE.....	44
3.6. Coûts des projets d'approvisionnement reconnus d'intérêt public .....	44
3.7. Synthèse de la prévision des charges en ZNI au titre de 2026 .....	44
<b>4. Soutien aux flexibilités décarbonées .....</b>	<b>47</b>
4.1. Contexte juridique.....	47
4.2. Montant des charges prévisionnelles au titre de 2026 .....	47
<b>5. Dispositifs sociaux .....</b>	<b>48</b>
5.1. Charges liées aux dispositifs sociaux– électricité.....	48

<b>5.2. Charges liées aux dispositifs sociaux – gaz.....</b>	<b>49</b>
<b>5.3. Bilan des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux .....</b>	<b>50</b>
<b>6. Frais divers – Coûts liés à la conclusion et à la gestion des contrats d’obligation d’achat et de complément de rémunération en France métropolitaine (électricité et gaz) .....</b>	<b>51</b>
<b>7. Détail des charges prévisionnelles au titre de 2026 pour les opérateurs autres qu’EDF, EDM, EEWf, RTE .....</b>	<b>53</b>

## 1. Soutien aux énergies renouvelables électriques, à la cogénération au gaz naturel et aux autres moyens thermiques en France métropolitaine

Cette section présente le calcul des charges comptabilisées dans les actions 1 « Soutien aux ENR électriques en France métropolitaine » 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 associées est ajouté aux charges de service public constatées pour l'acquéreur.

### 1.1. 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 France métropolitaine

#### 1.1.1. Evolution du parc de production soutenu (obligation d'achat et complément de rémunération)

Les perspectives d'évolution des quantités d'énergie soutenues 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 grandes installations sous le régime du complément de rémunération, couplé à l'arrivée à échéance des contrats d'obligation d'achat les plus anciens<sup>5</sup> impliquent une régression de la proportion du parc soutenu via le régime de l'obligation d'achat par rapport à la totalité du parc soutenu. Cependant, l'essor des installations photovoltaïques sur bâtiment soutenues en obligation d'achat via l'arrêté tarifaire du 6 octobre 2021 (guichet ouvert)<sup>6</sup>, ainsi que les mises en service progressives des parcs éoliens en mer lauréats des deux premiers appels d'offres organisés au début des années 2010, viennent atténuer cet effet.

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.

---

<sup>5</sup> Les installations dont les contrats de soutien arrivent à échéance peuvent continuer à produire sans nouveau soutien public et sortent en conséquence du périmètre de la délibération évaluant les charges de service public de l'énergie.

<sup>6</sup> Arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale.

**Tableau 3 : Puissance prévisionnelle des installations soutenues au titre de 2026 et énergie prévisionnelle produite par ces installations au périmètre d'EDF dans la France métropolitaine (volumes cumulés des installations bénéficiant de l'obligation d'achat et du complément de rémunération)**

		Total <sup>7</sup>	Cogénération au gaz naturel	CCG	Hydraulique	Eolien à terre	Eolien en mer	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres
Energie soutenue (TWh)	2024	<b>63,2</b>	4,7	0,0	3,7	28,1	3,8	0,2	2,3	2,8	17,6	0,1
	2025	<b>77,3</b>	4,0	0,0	3,0	33,4	5,3	0,2	2,3	3,2	25,8	0,2
	2026	<b>86,3</b>	3,4	0,0	3,1	36,1	7,1	0,2	2,2	3,2	30,9	0,2
Puissance soutenue (GW)	2024	<b>40,0</b>	2,1	0,4	0,9	15,0	1,5	0,1	0,4	0,6	18,9	0,1
	2025	<b>49,1</b>	1,4	0,4	1,0	16,2	2,0	0,0	0,4	0,7	26,8	0,1
	2026	<b>55,4</b>	1,2	0,4	1,0	17,0	2,5	0,0	0,4	0,7	32,0	0,1

La quantité prévisionnelle d'énergie soutenue en 2026 s'élève à 86,3 TWh, tandis que la puissance des installations soutenues s'élève à 55,4 GW. La production tout comme la puissance prévisionnelle évoluent à la hausse entre 2024 et 2026 :

- + 23,1 TWh entre 2024 et 2026, dont + 9,0 TWh entre 2025 et 2026 ;
- + 15,4 GW entre 2024 et 2026, dont + 6,4 GW entre 2025 et 2026.

La dynamique similaire de la production et la puissance du parc soutenu respectivement + 37% et +38% entre 2024 et 2026) traduit une stabilité de son facteur de charge, passant de 18,0 % en 2024 à 17,8 % en 2026.

### 1.1.2. Surcoûts liés aux contrats d'achat

Les surcoûts d'achat prévus au titre de 2026 résultent des contrats d'obligation d'achat suivants :

- les contrats d'obligation d'achat à tarif réglementé (article L. 314-1 du code de 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 »).

<sup>7</sup> La quasi-totalité des filières, participe à la hausse de la taille du parc, à l'exception des filières d'incinération et de cogénération (cette dernière connaissant une baisse de 0,9 GW entre 2024 et 2026). 80 % de cette hausse est portée par la filière photovoltaïque, avec une augmentation de 13,1 GW. S'agissant de la filière de l'éolien à terre, elle ne représente que 12 % de l'augmentation du parc en puissance avec 1,9 GW, mais 32 % des augmentations de production avec 8,0 TWh, du fait d'un taux de charge plus élevé.

### 1.1.2.1. Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels

La prévision des quantités achetées en 2026 est établie par EDF sur la base d'hypothèses discutées avec l'administration, à partir des montants constatés au titre de 2024 et au cours des mois de janvier à mai 2025, ainsi que des évolutions prévues jusqu'en 2026.

Les quantités d'électricité et les coûts d'achat prévisionnels déclarés par EDF en France métropolitaine au titre de l'année 2026 sont présentés dans le Tableau 4 ci-dessous.

**Tableau 4 : Quantités d'électricité sous obligation d'achat et coûts d'achat prévus par EDF au titre de 2026**

	Cogénération gaz	Hydraulique	Eolien à terre	Eolien en mer	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres*	TOTAL
Janvier	753,2	303,1	1 685,6	709,0	14,0	188,5	204,6	862,8	15,2	4 735,9
Février	665,7	239,8	1 628,3	689,2	12,9	174,3	198,7	1 265,7	10,5	4 885,0
Mars	673,8	300,8	1 566,9	667,8	14,4	191,8	213,2	1 855,4	15,3	5 499,3
Avril	6,3	315,7	1 348,3	579,8	12,0	185,2	216,1	2 411,2	12,2	5 086,7
Mai	2,6	327,5	893,8	386,5	14,3	187,8	241,2	2 878,9	16,1	4 948,7
Juin	2,1	259,6	684,2	298,5	11,4	178,6	214,4	2 913,5	11,9	4 574,2
Juillet	2,9	160,2	791,0	379,4	14,4	184,4	221,6	3 241,3	14,5	5 009,6
Août	1,7	113,1	735,6	353,4	12,6	179,8	220,5	2 949,3	12,1	4 578,1
Septembre	2,7	124,7	920,1	503,1	15,4	175,8	219,8	2 296,8	14,2	4 272,6
Octobre	14,8	170,2	1 163,5	643,1	12,2	188,6	219,7	1 604,9	14,6	4 031,6
Novembre	529,6	231,1	1 582,5	875,2	13,4	181,0	214,1	1 010,6	15,4	4 652,9
Décembre	632,5	320,3	1 753,5	971,7	15,1	191,9	228,5	745,3	14,5	4 873,4
<b>Quantités (GWh)</b>	<b>3 287,9</b>	<b>2 866,0</b>	<b>14 753,3</b>	<b>7 056,7</b>	<b>162,0</b>	<b>2 207,7</b>	<b>2 612,4</b>	<b>24 035,7</b>	<b>166,3</b>	<b>57 148,1</b>
Quantités en 2024 (GWh)	4 635,4	3 594,7	16 702,8	3 791,4	173,1	2 306,3	2 350,0	13 821,0	89,1	47 463,8
<b>Coût d'achat (M€)</b>	<b>765,5</b>	<b>318,4</b>	<b>1 484,0</b>	<b>1 304,9</b>	<b>11,9</b>	<b>479,5</b>	<b>524,4</b>	<b>5 077,1</b>	<b>15,5</b>	<b>9 981,1</b>
Coût d'achat en 2024 (M€)	1 012,7	378,6	1 629,2	675,7	12,1	487,8	415,6	3 677,8	8,9	8 298,5
<b>Coût d'achat unitaire (€/MWh)</b>	<b>232,8</b>	<b>111,1</b>	<b>100,6</b>	<b>184,9</b>	<b>73,6</b>	<b>217,2</b>	<b>200,7</b>	<b>211,2</b>	<b>93,2</b>	<b>174,7</b>
Coût d'achat unitaire en 2024 (€/MWh)	218,5	105,3	97,5	178,2	70,1	211,5	176,9	266,1	99,7	174,8

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

La prévision au titre de 2026 réalisée par EDF aboutit à un volume total prévisionnel de **57,1 TWh** de production soutenue par le mécanisme d'obligation d'achat. Celle-ci croit entre 2024 et 2026 (de + 9,7 TWh, soit + 20,4 %), sous l'effet de deux évolutions contraires :

- (i) d'une part, les filières de l'éolien en mer et surtout du solaire (avec une dynamique de développement conséquente dans le cadre de l'arrêté tarifaire du 6 octobre 2021) représentent la très large partie de la hausse de 13,8 TWh des volumes soutenus entre 2024 et 2026 (l'éolien en mer porte 24 % de cette hausse et le solaire 74 %) ;
- (ii) d'autre part, la plupart des autres filières, qui sont désormais majoritairement soutenues, le cas échéant, via le régime du complément de rémunération, portent une baisse de la production soutenue via l'obligation d'achat entre 2024 et 2026 de 4,1 TWh (dont 47 % portés par l'éolien à terre, 33 % par la cogénération au gaz naturel et 18 % par l'hydraulique).

Le coût d'achat s'établit quant à lui à **9 981,1 M€** (en hausse par rapport à 2024 de 1 682,5 M€, soit + 20,3 %). Cette augmentation, relativement similaire à celle portant sur les volumes pour la période 2024-2026, traduit une grande stabilité du coût d'achat unitaire passant de 174,8 €/MWh à 174,7 €/MWh, notamment en raison des effets suivants, qui se compensent :

- l'indexation des tarifs d'achat, dans un contexte globalement inflationniste ;
- l'arrivée à terme progressive pour la filière de solaire photovoltaïque – qui représenterait 42 % de l'énergie soutenue en 2026 – de contrats historiques à tarif d'achat plus élevé que les nouveaux contrats.

### 1.1.2.2. 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 France métropolitaine 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 suivante pour EDF en France métropolitaine est détaillée dans la délibération méthodologique de la CRE du 30 avril 2025<sup>8</sup>.

Au titre de 2026, le coût évité global pour l'énergie produite s'élève à **2 907,5 M€**, contre 5 762,5 M€ au titre de 2024 (constaté) et 3 515,3 M€ au titre de 2025 (mise à jour de la prévision).

## Coût évité par la production quasi certaine

### S'agissant du volume quasi certain

La puissance quasi certaine retenue pour l'année 2026, définie dans les délibérations de la CRE du 14 décembre 2023<sup>9</sup> et du 12 décembre 2024<sup>10</sup>, est indiquée dans le Tableau 5.

**Tableau 5 : Puissance quasi certaine retenue au titre de 2026**

	Puissance quasi certaine (MW)
Ruban de base	2 100
Surplus de production du 1 <sup>er</sup> trimestre	2 500
Surplus de production novembre	2 600
Surplus de production décembre	2 600

### S'agissant du prix de valorisation du volume quasi certain

Les références de coût évité retenues pour chaque bloc de puissance quasi certaine sont indiquées dans le Tableau 6.

**Tableau 6 : Prix de valorisation des volumes quasi certains retenus au titre de 2026, en €/MWh<sup>11</sup>**

Ruban	1 <sup>er</sup> trimestre (Q1)	Novembre (M11)	Décembre (M12)
64,50	88,74	68,55	66,65

Ainsi, le coût évité par la production quasi certaine, correspondant à 27,6 TWh, est de **1 922,8 M€**. A titre de comparaison :

- en 2024 (charges constatées), la production quasi certaine correspondait à 26,7 TWh, valorisée à 5 130,5 M€ ;
- en 2025 (charges prévisionnelles mises à jour) la production quasi certaine correspondait à 26,5 TWh, valorisée à 2 602,0 M€.

<sup>8</sup> Délibération de la CRE n°2025-114 du 30 avril 2025 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

<sup>9</sup> Délibération de la CRE n°2023-366 du 14 décembre 2023 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 n°2024-224 du 12 décembre 2024 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>11</sup> Les prix sont calculés en application de la partie 2.2.5.1 de la délibération du 30 avril 2025 portant décision sur la méthodologie l'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

Coût évité par la production aléatoire

Le coût évité par la production aléatoire au titre de 2026 s'élève à **984,8 M€**. Ce montant est détaillé au pas mensuel dans le Tableau 7 : Calcul du coût évité aléatoire au titre de ci-dessous avec les références de prix de marché, les prix court-terme prévisionnels et les quantités retenues. A titre de comparaison :

- en 2024 (charges constatées), la production aléatoire correspondait à 20,7 TWh, valorisée à 632,0 M€ ;
- en 2025 (charges prévisionnelles mises à jour) la production aléatoire correspondait à 27,0 TWh, valorisée à 913,3 M€.

**Tableau 7 : Calcul du coût évité aléatoire au titre de 2026**

Mois	Référence mensuelle	Prix court-terme prévisionnel	Quantité aléatoire	Coût évité
	(€/MWh)	(€/MWh)	(GWh)	(M€)
Janvier	93,60	51,58	1 313,5	67,7
Février	90,04	74,49	1 793,8	133,6
Mars	82,87	43,74	2 081,5	91,1
Avril	33,21	14,45	3 574,7	51,7
Mai	29,71	7,82	3 386,3	26,5
Juin	33,16	21,11	3 062,2	64,7
Juillet	54,15	34,03	3 447,2	117,3
Août	51,85	34,30	3 015,7	103,4
Septembre	59,53	39,09	2 760,6	107,9
Octobre	64,15	46,09	2 467,1	113,7
Novembre	68,55	45,97	1 268,9	58,3
Décembre	66,65	35,49	1 376,6	48,9
<b>Total 2026</b>	<b>54,9</b>	<b>33,3</b>	<b>29 548</b>	<b>984,8</b>

Les montants sont calculés en application de la partie 2.2.5.2 de la méthodologie l'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale de la délibération du 30 avril 2025. Afin de tenir compte de l'évolution rapide des prix capturés par le profil du parc soutenu, l'historique du ratio capturé par le prix court-terme sur les références de prix de marché est évalué sur 2 ans et non 5 ans (dérogation à la méthodologie présentée dans la délibération du 30 avril 2025).

**1.1.2.3. Coût évité lié aux garanties de capacité**

Dans sa délibération méthodologique du 30 avril 2025<sup>12</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 2026, la CRE retient les enchères qui porteront sur les années de livraison (« AL ») 2023, 2025 et 2026. Il convient de noter que l'année de livraison 2026 s'achève au 31 mars 2026 dans le mécanisme de capacité actuel et ne contient pas les mois de novembre et décembre. Etant donné l'incertitude sur les modalités du futur mécanisme, la CRE ne retient pas, en 2026, de valorisation de garanties de capacité pour la période de livraison postérieure au 31 mars 2026.

Le coût évité prévisionnel lié aux garanties de capacité au titre de 2026 porte ainsi sur la valorisation qui pourrait être faite, lors de ces enchères, des garanties de capacités obtenues par EDF OA pour les AL susmentionnées.

<sup>12</sup> Délibération de la CRE n°2025-114 du 30 avril 2025 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

Dans le cadre de sa déclaration de charges prévisionnelles au titre de 2026, EDF OA a déclaré à la CRE sa meilleure estimation des niveaux de capacité certifiée pour les AL 2023 à 2026 ainsi que les volumes destinés à être vendus aux enchères qui se tiendront en 2026 pour ces AL. Ces niveaux sont présentés dans le Tableau 8.

**Tableau 8 : Volume prévisionnel de garanties de capacité pour les enchères organisées en 2026**

	AL 2023	AL 2025	AL 2026
<b>Garanties de capacité (MW)</b>	0	0	15,2

Dans la mesure où les rééquilibrages pour l'AL 2023 étaient autorisés jusqu'au 30 septembre 2024 et que la CRE considère qu'EDF OA aura pu valoriser l'intégralité des garanties restantes avant 2026, aucune vente n'est prévue pour l'enchère en 2026 portant sur l'AL 2023.

S'agissant de l'AL 2025, EDF OA n'anticipe pas de rééquilibrages additionnels en 2026 par rapport au rééquilibrage à la hausse qui est prévu courant 2025.

S'agissant de l'AL 2026, des rééquilibrages à la hausse additionnels de 15,2 MW sont prévus en 2026 notamment du fait de nouveaux contrats qui prendront effet en cours d'année.

En application de la délibération de la CRE du 30 avril 2025 susmentionnée, la valorisation des garanties de capacité pour l'AL 2026 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>. Le prix retenu est ainsi de 6 175,4 €/MW pour l'AL 2026.

Le coût évité total prévisionnel « capacité » retenu pour EDF OA au titre de l'année 2026 est ainsi de **0,1 M€**. Sa répartition entre les filières de production est présentée dans le Tableau 9.

**Tableau 9 : Répartition du coût évité « capacité » d'EDF OA par filière**

	Coût évité prévisionnel par les garanties de capacité au titre de 2026 (M€)
Cogénération au gaz naturel	0,03
Hydraulique	0,01
Eolien à terre	0,02
Eolien en mer	0,01
Incinération	0,00
Biogaz	0,01
Biomasse	0,01
Photovoltaïque	0,01
Autres	0,00
Total	0,09

#### 1.1.2.4. Coût total évité à EDF par les contrats d'achat au titre de 2026

Le coût total évité à EDF par les contrats d'achat dans la France métropolitaine en 2026 est évalué à **2 907,6 M€** (1 922,8 M€ de coût évité « énergie » par la production quasi certaine + 984,8 M€ de coût évité « énergie » par la production aléatoire + 0,1 M€ de coût évité « capacité »).

<sup>13</sup> La dernière enchère prise en compte est celle du 6 mars 2025.

### 1.1.2.5. Surcoûts liés aux contrats d'achat pour EDF au titre de 2026

Les surcoûts liés aux contrats d'achat qu'EDF prévoit de gérer en 2026 sont positifs dans la mesure où le coût d'achat est supérieur au coût évité : ils s'élèvent à **7 073,5 M€** en France métropolitaine (9 981,1 M€ de coût d'achat – 2 907,6 M€ de coût évité).

### 1.1.3. Complément de rémunération

À la suite de la crise des prix de gros, qui a vu le prix de référence mensuel «  $M_0$  »<sup>14</sup> atteindre 492 €/MWh en août 2022, les prix ont baissé tout au long de l'année 2023 pour retrouver des niveaux d'avant-crise en 2024 (avec un prix de référence en 2024 qui atteint 60,7 €/MWh).

Le prix de référence moyen prévisionnel retenu au titre de 2026, de 60,6 €/MWh, est à nouveau inférieur au tarif de référence prévisionnel moyen non pondéré des contrats de complément de rémunération, s'établissant en 2026 à environ 74 €/MWh, toutes filières confondues. La majorité des primes prévisionnelles de complément de rémunération sont donc positives sur l'année 2026.

#### 1.1.3.1. Montant des charges prévisionnelles au titre de 2026

EDF a réalisé une prévision du volume d'installations susceptibles de bénéficier d'un contrat de complément de rémunération au cours de l'année 2026 et des charges en résultant. Ces prévisions sont détaillées dans le Tableau 10 et mises en regard de la mise à jour des prévisions au titre de 2025 ainsi que du constaté au titre de 2024. Le calcul du montant de la prime est fondé sur des hypothèses relatives aux prix de marché cohérentes avec celles utilisées pour l'évaluation du coût évité de la part aléatoire de l'obligation d'achat<sup>15</sup> présentées au paragraphe 1.1.2.2.

---

<sup>14</sup> Le prix de référence  $M_0$  correspond ici à la moyenne mensuelle des prix spot positifs ou nuls. Les valeurs de  $M_0$  exposées sont non pondérées. Une pondération par filière de production est opérée pour les contrats de complément de rémunération des filières éolienne et solaire.

<sup>15</sup> Afin de prendre en compte l'évolution des profils de prix captés par les filières renouvelables les dernières années, et par dérogation à la méthodologie présentée dans la délibération du 30 avril 2025, les coefficients de profilage appliqués aux hypothèses de prix de marché prévisionnels pour les filières éolienne et photovoltaïque sont calculés avec un historique de 2 ans au lieu de 3 ans.

**Tableau 10 : Prévision relative au complément de rémunération au titre de 2026 réalisée par EDF**

		Total	Biogaz	Biomasse	CCG	Cogénération gaz	Eolien à terre	Géothermie	Hydraulique	Photovoltaïque
Energie soutenue (GWh)	2024	15657	31	378	0	62	11325	0	109	3753
	2025	23862	28	548	0	89	17187	0	185	5826
	2026	<b>29202</b>	<b>33</b>	<b>615</b>	<b>0</b>	<b>89</b>	<b>21373</b>	<b>0</b>	<b>231</b>	<b>6859</b>
Puissance soutenue (MW)	2024	11657	4	158	422	29	6308	0	49	4687
	2025	15143	4	155	422	32	8896	0	56	5578
	2026	<b>17511</b>	<b>5</b>	<b>156</b>	<b>422</b>	<b>32</b>	<b>10161</b>	<b>0</b>	<b>74</b>	<b>6660</b>
Charges (M€)	2024	460	6	25	47	-1	292	0	7	84
	2025	654	5	31	55	4	384	0	11	164
	2026	<b>870</b>	<b>6</b>	<b>37</b>	<b>56</b>	<b>5</b>	<b>553</b>	<b>0</b>	<b>14</b>	<b>199</b>

La puissance soutenue des installations sous complément de rémunération ainsi que l'énergie soutenue devraient augmenter continûment et fortement entre 2024 et 2026.

La puissance soutenue est finalement multipliée par 1,3 entre 2024 et 2025 puis par 1,2 entre 2025 et 2026. L'énergie produite est, quant à elle, multipliée par 1,5 entre 2024 et 2025 puis par 1,2 entre 2025 et 2026.

Les charges prévisionnelles supportées par EDF résultant des contrats de complément de rémunération en 2026 sont positives et s'élèvent à **869,6 M€**.

Les charges sont supérieures à celles constatées en 2024 (409,7 M€ de plus par rapport au niveau des charges au titre de 2024, de 459,9 M€). Cette hausse est notamment portée par la baisse des prix de marché prévisionnels par rapport aux prix constatés en 2024. L'augmentation du volume soutenu (+ 13,5 TWh par rapport à 2024) renforce cette hausse des charges.

## 1.2. Surcoûts d'achat prévisionnels pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés au titre de 2026

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

Les entreprises locales de distribution et les organismes agréés supportent des surcoûts liés aux contrats relevant de l'obligation d'achat (articles L. 314-1 et L. 314-6-1 du code l'énergie) en France métropolitaine. Le contexte réglementaire associé est similaire à celui décrit dans la section 1.1 traitant des surcoûts supportés par EDF en France métropolitaine.

101 entreprises locales de distribution et 7 organismes agréés ont déclaré des prévisions de charges au titre de l'année 2026<sup>16</sup>. Parmi elles, 2 ont déclaré des surplus de production dus à l'obligation d'achat et revendus à EDF. Il s'agit de volumes cédés à EDF au titre de contrats dits « RS41 »<sup>17</sup>.

Les volumes et les coûts d'achat prévisionnels s'élèvent respectivement à 3,8 TWh et à **583,4 M€** au titre de 2026. L'augmentation du volume et du coût d'achat prévisionnel par rapport à 2024 s'explique

<sup>16</sup> Soit 5 entreprises locales de distribution de moins que s'agissant des charges au titre de 2025.

<sup>17</sup> Contrats mis en place pour l'achat de surplus tel que prévu à l'article L. 314-5 du code de l'énergie.

par la prévision de mise en service de nombreux contrats d'achat photovoltaïques, ainsi que par une augmentation du facteur de charges des installations éoliennes à terre, qui a été exceptionnellement faible en 2024.

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

La méthodologie de calcul des coûts évités « énergie » pour l'ensemble des opérateurs est définie par la CRE dans sa délibération du 30 avril 2025<sup>18</sup>. En application de celle-ci, les prix de marché<sup>19</sup> sont pondérés au pas horaire par la production pour certaines filières (éolienne et photovoltaïque en l'occurrence). Cela permet de refléter dans le calcul du coût évité les déformations attendues, en raison des profils de production spécifiques de ces filières, par rapport à la valorisation moyenne.

Afin de prendre en compte l'évolution des profils de prix captés par les filières renouvelables les dernières années, et par dérogation à la méthodologie présentée dans la délibération du 30 avril 2025, les coefficients de profilage appliqués aux hypothèses de prix de marché prévisionnels pour les filières éolienne et photovoltaïque sont calculés avec un historique de 2 ans au lieu de 5 ans.

Ces prix sont détaillés dans le Tableau 11.

**Tableau 11 : Prix de marché de référence mensuels et pondérés pour le calcul des charges prévisionnelles au titre de 2026**

Mois	Prix mensuel	Prix pondéré éolien	Prix pondéré photovoltaïque
	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)
Janvier	93,60	73,85	95,32
Février	90,04	83,97	83,57
Mars	82,87	74,50	60,28
Avril	33,21	28,77	18,16
Mai	29,71	28,37	19,78
Juin	33,16	30,66	23,77
Juillet	54,15	47,41	42,33
Août	51,85	46,20	40,82
Septembre	59,53	55,74	50,77
Octobre	64,15	54,17	59,90
Novembre	68,55	59,25	67,60
Décembre	66,65	52,41	70,77

Parmi les 101 entreprises locales de distribution ayant déclaré des charges prévisionnelles :

- 70 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 ;

<sup>18</sup> Délibération de la CRE n°2025-114 du 30 avril 2025 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

<sup>19</sup> Moyennes mensuelles des prix spots.

- 31 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.

Au total le coût évité prévisionnel lié à l'énergie produite est évalué à **212,7 M€**.

### 1.2.3. Coûts évités liés aux garanties de capacité

Pour la valorisation des garanties de capacité, la méthodologie définie dans la délibération de la CRE du 30 avril 2025 précitée est appliquée aux entreprises locales de distribution et aux organismes agréés.

Le mécanisme de capacité est en cours de refonte à partir de l'année de livraison 2027. Etant donné l'incertitude sur les modalités du futur mécanisme, la CRE ne retient pas de valorisation des garanties de capacité relatives à des années postérieures à l'année de livraison 2026, de même que pour EDF OA. Ainsi, seule la valorisation éventuelle de garanties de capacité relatives aux années de livraison 2025 et 2026 est prise en compte si des rééquilibres ont été déclarés.

**Tableau 12 : Volumes prévisionnels de garanties de capacité des entreprises locales de distribution et des organismes agréés pour les enchères organisées en 2026**

Volume prévisionnel de garanties de capacité pouvant être valorisées en 2026 (MW)	AL 2025	AL 2026
	1,6	25,4

Au total, 27,0 MW de garanties de capacité ont été pris en compte.

En application de la délibération de la CRE du 30 avril 2025, les volumes de garanties de capacité relatives aux années de livraison 2025 et 2026 sont valorisés, pour le calcul du coût évité prévisionnel, à la moyenne arithmétique des prix des enchères qui ont eu lieu pour ces années de livraison<sup>20</sup>, soit :

- pour l'année de livraison 2025, 14 652,2 €/MW ;
- pour l'année de livraison 2026, 6 175,4 €/MW.

Au total, le coût évité lié aux garanties de capacité valorisées par les entreprises locales de distribution et les organismes agréés est évalué à **0,2 M€** pour la prévision au titre de 2026.

### 1.2.4. Surcoûts d'achat prévus par les entreprises locales de distribution et les organismes agréés au titre de 2026

Les surcoûts prévisionnels retenus au titre de l'obligation d'achat pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés s'élèvent ainsi en 2026, pour 3,8 TWh de volume d'achat, à **370,5 M€** (583,4 M€ de charges, moins 212,7 M€ de coûts évités, moins 0,2 M€ de valorisation des garanties de capacité). Cela représente une hausse de 41,5 M€ par rapport aux charges constatées au titre de l'année 2024, qui s'élèvent à 329,0 M€ (+ 13 %). Cette augmentation prévisionnelle des surcoûts d'achat est principalement due à des volumes d'achat prévisionnels plus élevés que les volumes constatés en 2024 (+ 17 %).

Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par opérateur sont indiqués dans le Tableau 42 (section 7).

<sup>20</sup> La dernière enchère prise en compte est celle du 6 mars 2025.

### 1.3. 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 résultant des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en France métropolitaine au titre de 2026 s'élèvent à **8 313,5 M€**.

Ce bilan est présenté dans le Tableau 13 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 42.

**Tableau 13 : Bilan des charges liées aux contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en France métropolitaine au titre de 2026, réparties par action budgétaire**

en M€		EDF Obligation d'achat	EDF Complément de rémunération	ELD	Organismes agréés	Total 2026	
Action 1	Eolien terrestre	682,0	552,7	61,2	4,2	<b>1 300,1</b>	<b>7 664,2</b>
	Eolien en mer	921,7	0,0	0,0	0,0	<b>921,7</b>	
	Solaire	3 978,3	199,2	204,2	6,8	<b>4 388,6</b>	
	Bio-énergies	760,2	43,1	45,3	0,0	<b>848,6</b>	
	Autres énergies	180,9	13,8	8,0	2,5	<b>205,2</b>	
Action 4	Cogénération et autres moyens thermiques	550,4	60,7	25,3	12,9	<b>649,3</b>	<b>649,3</b>
<b>Total</b>		<b>7 073,5</b>	<b>869,6</b>	<b>344,2</b>	<b>26,3</b>	<b>8 313,5</b>	

## 2. 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>21</sup>. Ce dernier 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>22</sup> qui a limité le soutien par guichet ouvert aux installations de production annuelle inférieure à 25 GWh PCS. L'arrêté du 13 décembre 2021 a été abrogé par l'arrêté tarifaire du 10 juin 2023<sup>23</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.

En application des articles R. 121-27 et R. 121-31 du code de l'énergie, les charges prévisionnelles au titre de 2026 sont égales aux surcoûts d'achat constatés, augmentés des frais de gestion supportés par les fournisseurs, diminués du montant de la valeur financière des garanties d'origines.

25 opérateurs ont transmis à la CRE une déclaration de charges prévisionnelles au titre de 2026.

### 2.1. Coûts d'achat prévisionnels au titre de 2026

Le Tableau 14 ci-dessous détaille, s'agissant de la prévision au titre de 2026, le nombre d'installations injectant du biométhane soutenu via le régime de l'obligation d'achat, le volume global de biométhane acheté par les fournisseurs et le coût d'achat global. Ces montants sont comparés avec ceux de la prévision mise à jour au titre de 2025.

**Tableau 14 : Comparaison de la prévision au titre de 2026 et de la mise à jour de la prévision au titre de 2025 relativement au nombre d'installations soutenues injectant du biométhane, au volume global de biométhane acheté et au coût d'achat global**

	Prévision au titre de 2026	Mise à jour de la prévision au titre de 2025
Nombre d'installations	933	815
Quantité (GWh PCS)	14 900	13 410
<b>Coût d'achat (M€)</b>	<b>1 897,0</b>	<b>1 673,4</b>

Le coût d'achat unitaire moyen prévisionnel de l'énergie produite est de 127,3 €/MWh, soit une augmentation de + 2,5 €/MWh par rapport au coût d'achat unitaire prévisionnel au titre de 2025 (124,8 €/MWh).

### 2.2. Coûts évités prévisionnels au titre de 2026

Conformément à la délibération méthodologique de la CRE du 30 avril 2025<sup>24</sup>, le coût évité prévisionnel est calculé pour chaque mois en considérant (i) le prix de référence mensuel prévisionnel du gaz, tel que défini dans cette délibération, (ii) multiplié par le volume mensuel prévisionnel de biométhane acheté.

<sup>21</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>22</sup> Arrêté du 13 décembre 2021 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

<sup>23</sup> Arrêté du 10 juin 2023 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

<sup>24</sup> Délibération de la CRE du 30 avril 2025 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

**Tableau 15 : Références de prix de marché retenues pour le coût évité au titre de 2026, en €/MWh**

Année 2026	Cotation	Poids du mois par rapport au trimestre ou au semestre	Prix de référence
Janvier	36,39	1,030	37,47
Février	36,39	0,948	34,50
Mars	36,39	1,022	37,20
Avril	33,13	1,019	33,75
Mai	33,13	0,967	32,04
Juin	33,13	1,014	33,60
Juillet	32,75	1,013	33,16
Août	32,75	1,134	37,14
Septembre	32,75	1,099	36,00
Octobre	33,06	0,972	32,13
Novembre	33,06	1,041	34,40
Décembre	33,06	1,204	39,79

Le prix de marché prévisionnel retenu est en moyenne de 35,10 €/MWh sur l'année 2026.

Le coût évité total prévisionnel au titre de 2026 s'élève à **523,1 M€**.

### 2.3. Surcoûts d'achat prévisionnels au titre de 2026

Le surcoût d'achat de chaque fournisseur est calculé comme la différence entre les coûts d'achat de biométhane et le coût évité lié aux quantités de gaz injecté.

Les surcoûts prévisionnels d'achat du biométhane s'élèvent donc à **1 373,9 M€** (1 897,0 M€ – 523,1 M€).

### 2.4. Valorisation prévisionnelle des garanties d'origine au titre de 2026

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, de la valeur financière plancher déterminée par la Commission de régulation de l'énergie ou de la valeur financière effective qui ne peut être inférieure à cette valeur plancher des garanties d'origine pour l'acheteur de biogaz faisant l'objet d'un contrat conclu en application des articles L. 446-2 et L. 446-5 avant le 9 novembre 2020* ». Cette part a été fixée à 75 % par arrêté du 23 novembre 2011<sup>25</sup>. Lorsque le biométhane est utilisé en tant que carburant, le fournisseur peut toutefois conserver la totalité de la valorisation financière des garanties d'origine.

Conformément à la méthodologie de valorisation des garanties d'origine pour les acheteurs de biométhane injecté<sup>26</sup>, la réversion du montant des garanties d'origine est calculée en tenant compte

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

<sup>26</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 avril 2025 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

d'une valeur plancher normative<sup>27</sup>. Pour les charges prévisionnelles au titre de l'année 2026, celle-ci est définie comme la moyenne arithmétique des prix de référence des enchères portant sur les garanties d'origine de biométhane organisées en France par EEX, calculée en considérant les enchères s'étant tenues au premier semestre de 2025. La valeur plancher normative des garanties d'origine s'élève donc à 8,65 € pour les charges prévisionnelles au titre de 2026.

Dans le cas spécifique du présent exercice d'évaluation des charges à compenser en 2026 et de réévaluation des charges à compenser en 2025, lorsque le niveau de valorisation déclaré des garanties d'origine n'est pas jugé cohérent avec les conditions de marché en ce qu'il s'écarte de la valeur plancher normative, les acheteurs de biométhane doivent fournir des pièces justificatives du niveau de valorisation des garanties d'origine. Si les documents fournis ne permettent pas de justifier de la cohérence du niveau de valorisation déclaré avec les conditions de marché alors la valeur plancher normative est appliquée par la CRE.

Sur la base des déclarations des acheteurs de biométhane, la CRE retient une hypothèse de réduction de **47,6 M€** des charges de service public par la valorisation des garanties d'origine. Le niveau de valorisation moyen des garanties d'origine faisant l'objet d'une réversion sur les charges s'élève à 7,37€/GO pour les charges prévisionnelles au titre de 2026 (5,85 €/GO pour les charges prévisionnelles au titre de 2025 et 4,48 €/GO pour les charges constatées au titre de 2024).

### 2.5. Charges prévisionnelles au titre de 2026

Les charges prévisionnelles au titre de 2026 s'élèvent à **1 326,3 M€** (1 897,0 M€ de coûts d'achats moins 523,1 M€ de coûts évités, moins 47,6 M€ correspondant à la valorisation des garanties d'origines). Ce montant est supérieur de 29 % par rapport au montant constaté en 2024 (1 029,3 M€) et 17 % supérieur au montant mis à jour au titre de 2025 (1 128,9 M€). Ces chiffres, ainsi que le détail de ceux présentés ci-dessous, n'intègrent pas les frais de gestion prévisionnels déclarés par les fournisseurs, exposés dans la section 6.

Le détail de l'évaluation des charges par opérateur est indiqué dans le

---

<sup>27</sup> Pour les contrats de vente de GO conclus ou ayant fait l'objet d'un avenant modifiant le prix de vente de la GO, le volume ou la durée de contractualisation à compter du 6 mai 2025 et plus généralement pour toutes les valorisations de GO (quelle que soit la forme de valorisation) à compter du 6 mai 2025.

Tableau 16. L'évolution de ces charges par rapport aux charges constatées au titre de 2024 et à la mise à jour de la prévision des charges au titre de 2025 est précisée dans le Tableau 17.

**Tableau 16 : Charges prévisionnelles au titre de 2026<sup>28</sup>**

Opérateur	Volume acheté (kWh)	Coût d'achat (€)	Coût évité (€)	Surcoût d'achat (€)	Valorisation des GO venant en déduction des charges (€)	Charges prévisionnelles au titre de 2026 (€)
ALSEN	67 199 788	9 311 063	2 363 802	6 947 261	210 000	6 737 261
BCM Energy	47 342 720	7 099 029	1 665 691	5 433 338	23 179	5 410 159
CALEO	13 888 000	2 089 016	487 451	1 601 565	0	1 601 565
ekWateur	16 717 340	1 623 421	586 525	1 036 896	130 995	905 901
ENDESA ENERGIA	435 862 660	55 099 219	15 310 193	39 789 026	1 474 919	38 314 107
ENGIE SA	7 764 916 220	1 008 514 721	272 600 087	735 914 633	30 125 893	705 788 741
ÉS Énergies Strasbourg	114 441 901	14 232 669	4 018 806	10 213 863	380 226	9 833 637
GAZ DE BARR	22 300 000	2 693 840	782 634	1 911 206	124 575	1 786 631
GAZ DE PARIS SAS	240 555 877	27 307 487	8 440 257	18 867 230	1 181 388	17 685 842
GEG Sources d'Energies	37 560 000	5 201 750	1 318 323	3 883 427	0	3 883 427
Nature Energy Green Sales A/S	238 004 000	25 704 432	8 356 628	17 347 804	1 544 051	15 803 753
PICOTY SAS	45 372 026	5 265 442	1 594 362	3 671 079	93 635	3 577 445
PLUM ENERGIE SAS	11 528 183	1 077 655	405 830	671 825	74 794	597 031
PROVIRDIS	79 181 592	10 636 406	2 780 168	7 856 238	0	7 856 238
REDEO ENERGIES	545 912 525	74 377 739	19 166 707	55 211 031	1 254 281	53 956 750
SAS GAZ DE BORDEAUX	586 882 320	73 659 149	20 599 245	53 059 905	1 667 403	51 392 502
SAVE	3 434 207 110	434 259 747	120 571 230	313 688 516	5 507 605	308 180 912
SCIC Enercoop	11 340 000	1 611 981	397 923	1 214 058	73 549	1 140 509
SEGE - AIR LIQUIDE	288 458 508	32 693 648	10 127 984	22 565 664	738 849	21 826 815
SEML GEDIA	14 772 864	2 036 283	518 694	1 517 588	22 161	1 495 427
SPECIALTY OPERATIONS FRANCE	201 000 277	24 094 546	7 055 906	17 038 640	752 782	16 285 858
SVD 17 - DALKIA	326 445 941	38 165 292	11 461 391	26 703 901	1 573 061	25 130 840
TERREAL SAS	20 400 000	1 738 080	716 022	1 022 058	132 345	889 713
Total Direct Energie & Total Energie Gaz	70 570 717	9 367 128	2 474 821	6 892 307	488 962	6 403 345
Total Gas& Power limited	265 200 000	29 118 264	9 308 285	19 809 979	0	19 809 979
<b>TOTAL</b>	<b>14 900 060 570</b>	<b>1 896 978 004</b>	<b>523 108 964</b>	<b>1 373 869 039</b>	<b>47 574 652</b>	<b>1 326 294 388</b>

**Tableau 17 : Evolution des charges prévisionnelles au titre de 2026 par rapport aux charges constatées au titre de 2024 et prévisionnelles mises à jour au titre de 2025**

M€	Constaté 2024	Mise à jour prévisionnel 2025	Prévisionnel 2026
Surcoûts d'achat	1 056,8	1 166,0	1 373,9
Valorisation des garanties d'origine	27,5	37,1	47,6
Volume acheté (en TWh)	11,4	13,4	14,9
<b>Charges prévisionnelles</b>	<b>1 029,3</b>	<b>1 128,9</b>	<b>1 326,3</b>

Les charges prévisionnelles au titre 2026 sont en hausse par rapport aux charges constatées au titre de 2024 et par rapport à la mise à jour des charges prévisionnelles au titre de l'année 2025, principalement en raison de l'augmentation importante des volumes soutenus de 3,5 TWh (+ 31 %) entre 2024 et 2026. Cette hausse est légèrement atténuée par celle des références de prix de marché de gaz attendue entre 2024 et 2026 (+ 1,1 €/MWh). Celle-ci est cependant composée d'une hausse entre 2024 et 2025 (+ 4,0 €/MWh), puis d'une baisse entre 2025 et 2026 (-2,9 €/MWh).

L'augmentation des charges est également atténuée par la hausse de la réversion sur les garanties d'origine, induite par la croissance du volume de garanties d'origine valorisées faisant l'objet de cette réversion (+ 3 % entre 2024 et 2025 et + 2 % entre 2025 et 2026) ainsi que du niveau de valorisation moyen des garanties d'origine faisant l'objet d'une réversion sur les charges (+ 30 % entre 2024 et 2025 et + 26 % entre 2025 et 2026).

<sup>28</sup> Les montants des valorisations des garanties d'origine sont nuls pour (i) CALEO, qui ne valorise aucune garantie d'origine (ses contrats ayant été signés après le 9 novembre 2020, les garanties d'origine sont préemptées par l'Etat), ainsi que pour (ii) GEG Sources d'Energies, Provirdis et Total Gas & Power limited, qui valorisent leurs garanties d'origine exclusivement sous forme de carburant pour véhicules.

### 3. Soutien en ZNI

Les charges de service public dans les ZNI, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux (traitées à la section 5), 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 a) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ;
- aux surcoûts d'achat d'électricité supportés dans les territoires concernés par l'opérateur historique et mentionnés au c) du 2° de l'article L. 121-7 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.

L'article 20 de la **loi n° 2025-127 du 14 février 2025 de finances pour 2025** a modifié les modalités de compensation des charges de SPE en ZNI<sup>29</sup>, qui ne sont plus intégrées au budget de l'Etat à partir du 1<sup>er</sup> août 2025 mais intégralement compensées aux opérateurs par l'affectation d'une part de l'accise sur la consommation d'électricité. Les charges de SPE relatives aux collectivités territoriales de Saint - Martin et Saint-Barthélemy restent toutefois inscrites au budget de l'Etat.

Par cohérence avec les exercices précédents, les charges constatées au titre de 2024 sont réparties en deux catégories correspondant aux deux catégories « Transition énergétique » et « Mécanismes de solidarité » de la maquette budgétaire historique. Les charges en ZNI se répartissent de la manière suivante entre ces deux catégories :

#### 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 (majoritairement des installations hydrauliques) ;
- 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 ;

---

<sup>29</sup>

Article L. 121-6 du code de l'énergie.

- les coûts supportés en raison de la mise en œuvre d'actions de MDE portant sur les consommations d'électricité ;
  - les coûts des études mentionnés au e) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ;
2. Mécanismes de solidarité :
- les surcoûts de production d'électricité supportés par l'opérateur historique pour l'électricité produite par les installations qu'il exploite et qui fonctionnent à partir d'énergies fossiles ;
  - les surcoûts d'achat d'électricité produite à partir d'énergies fossiles supportés par l'opérateur historique ;
  - les coûts liés à la réalisation de projets d'approvisionnement en électricité reconnus comme des projets d'intérêt public mentionnés 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 catégories. La ventilation entre ces deux catégories apparaît néanmoins en conclusion de chaque section.

### 3.1. 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* » et « *le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité produite par l'installation considérée de la part relative à la production du tarif réglementé de vente* ».

En conséquence, le calcul de la prévision des surcoûts de production nécessite d'évaluer, dans les ZNI, les coûts de production et la part relative à la production dans les recettes pour 2026 sur la base des éléments constatés au titre de 2024, de l'actualisation du bilan énergétique des ZNI et des hypothèses économiques retenues. Ces éléments sont présentés dans les sections suivantes pour EDF, EDM et EEWf.

#### 3.1.1. Surcoûts de production prévus par EDF pour 2026

##### 3.1.1.1. Coûts de production

Les coûts de production prévisionnels déclarés par EDF dans les ZNI s'élèvent, pour 2026, à **174,8 M€** pour la production à partir d'énergie renouvelable (catégorie Transition énergétique) et **560,1 M€** pour la production à partir d'énergies fossiles (catégorie Mécanisme de solidarité), soit un total de **735,0 M€**. La décomposition par grands postes de coûts est présentée dans le Tableau 18 et le Tableau 19 et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2024 dans le Tableau 20.

**Tableau 18 : Coûts de production renouvelable dans les ZNI prévus par EDF pour 2026**

M€	Nature de coûts déclarés et retenus <i>Transition Énergétique</i>	Corse	Guadeloupe	Saint-Martin	Saint-Barthélemy	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Îles bretonnes	2026 prév
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	30,9	-	-	-	19,9	-	15,5	-	-	66,3
	Amortissements	9,8	-	-	-	9,9	-	7,5	-	-	27,2
	Impôts et taxes	6,1	-	-	-	10,9	-	6,9	-	-	23,9
	Frais de personnel	3,6	-	-	-	3,2	-	5,8	-	-	12,5
	Charges externes	2,8	-	-	-	4,0	-	1,1	-	-	7,9
	Frais de structure, de siège et prestations externes	6,0	-	-	-	3,7	-	26,2	-	-	35,9
Coûts variables	Combustibles	0,0	-	-	-	0,0	-	0,0	-	-	0,0
	Quotas de CO2	0,0	-	-	-	0,0	-	0,0	-	-	0,0
	Autres achats	0,3	-	-	-	0,6	-	0,3	-	-	1,1
<b>Coût total</b>		<b>59,5</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>52,1</b>	<b>-</b>	<b>63,3</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>174,8</b>

**Tableau 19 : Coûts de production à partir d'énergies fossiles dans les ZNI prévus par EDF pour 2026**

M€	Nature de coûts déclarés et retenus <i>Mécanismes de solidarité</i>	Corse	Guadeloupe	Saint-Martin	Saint-Barthélemy	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Îles bretonnes	2026 prév
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	5,4	2,5	4,1	3,5	5,4	7,9	2,0	4,5	0,6	35,8
	Amortissements	7,1	2,3	3,0	2,5	14,9	8,6	2,3	3,2	0,6	44,5
	Impôts et taxes	1,5	0,5	4,0	-0,3	22,3	3,2	1,2	0,3	0,2	32,8
	Frais de personnel	11,9	1,4	2,2	3,5	15,5	10,7	0,2	4,1	0,0	49,4
	Charges externes	11,6	6,1	2,4	1,9	16,7	16,3	1,7	2,8	0,6	60,1
	Frais de structure, de siège et prestations externes	14,8	2,7	8,7	9,2	15,1	15,4	0,5	0,2	0,015	66,5
Coûts variables	Combustibles	55,4	10,2	14,2	24,0	31,6	33,8	1,2	11,8	2,3	184,5
	Quotas de CO2	19,7	2,3	5,0	0,0	9,8	15,8	0,4	2,7	0,0	55,7
	Autres achats	8,6	0,5	1,1	2,5	6,3	7,6	0,3	3,8	0,3	30,8
<b>Coût total</b>		<b>135,9</b>	<b>28,3</b>	<b>44,5</b>	<b>46,6</b>	<b>137,5</b>	<b>119,3</b>	<b>9,9</b>	<b>33,5</b>	<b>4,5</b>	<b>560,1</b>

### Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2024

Le Tableau 20 présente l'évolution de ces coûts par rapport aux coûts constatés au titre de 2024.

**Tableau 20 : Évolution des coûts prévisionnels de production dans les ZNI supportés par EDF pour 2026 par rapport aux coûts constatés au titre de 2024**

M€	Nature de coûts déclarés et retenus	Transition énergétique				Mécanisme de solidarité			
		2026 prév	2024	Evolution		2026 prév	2024	Evolution	
				en M€	en %			en M€	en %
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	66,3	65,3	1,0	1%	35,8	38,2	-2,4	-6%
	Amortissements	27,2	26,6	0,6	2%	44,5	47,5	-3,0	-6%
	Impôts et taxes	23,9	24,1	-0,2	-1%	32,8	52,0	-19,2	-37%
	Frais de personnel	12,5	12,5	0,1	1%	49,4	49,5	0,0	0%
	Charges externes	7,9	7,8	0,1	1%	60,1	65,5	-5,5	-8%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	35,9	36,0	-0,1	-	66,5	68,0	-1,4	-2%
Coûts variables	Combustibles	-	-	-	-	184,5	337,2	-152,8	-45%
	Quotas de CO2	-	-	-	-	55,7	90,5	-34,9	-39%
	Autres achats	1,1	1,1	0,0	4%	30,8	27,7	3,1	11%
<b>Coût total</b>	<b>174,8</b>	<b>173,4</b>	<b>1,5</b>	<b>1%</b>	<b>560,1</b>	<b>776,1</b>	<b>-216,0</b>	<b>-28%</b>	

Au total, les coûts prévisionnels de production d'EDF SEI pour 2026 dans les ZNI sont en forte baisse par rapport aux coûts constatés au titre de 2024 (- 214,5 M€). La part production d'EDF SEI prévisionnelle en 2026 diminue à 24 % (26 % en 2024), sous l'effet d'une moindre sollicitation des actifs thermiques (- 22 % de production entre 2024 et 2026) et d'une production hydraulique en hausse (+ 26 % de production entre 2024 et 2026) en raison d'une meilleure hydraulité sur l'ensemble des territoires.

Les coûts prévisionnels de production renouvelable pour 2026 (cf. catégorie « Transition énergétique » dans les tableaux) sont en légère augmentation par rapport aux coûts constatés au titre de 2024 (+ 1,5 M€, + 1 %), principalement sous l'effet des postes « Rémunérations des capitaux » et « Amortissements ». La variation du poste « Rémunération des capitaux » s'explique par des réinvestissements sur les actifs hydrauliques de La Réunion (+ 1,5 M€) et celle du poste « Amortissements » par l'amortissement d'actifs hydrauliques en Corse et en Guyane (+ 0,8 M€).

Pour la production fossile (cf. catégorie « Mécanisme de solidarité » dans les tableaux), les coûts prévisionnels pour 2026 sont en forte baisse par rapport aux coûts constatés au titre de 2024 (- 216,0 M€, soit - 28 %). Cette diminution est essentiellement portée par une baisse du coût d'achat du combustible (- 152,8 M€, soit - 45 %), qui résulte d'un effet combiné d'une hypothèse de baisse du prix des combustibles sur les marchés mondiaux (- 25,4 % en moyenne) et d'une hypothèse de baisse de la production fossile d'EDF SEI sur certains territoires (- 329,8 GWh, soit - 22 %) :

- En Guyane, la production fossile diminue de 230,6 GWh (- 63 %) principalement du fait d'une hypothèse de retour à la normale de la production hydraulique d'EDF SEI, après une année 2024 ayant connu une très faible hydraullicité ;
- À La Réunion, la production fossile chute de 60,2 GWh (- 90 %) sous l'effet d'une hypothèse d'une meilleure disponibilité des actifs hydrauliques d'EDF SEI et du développement des énergies renouvelables non pilotables ;
- En Guadeloupe, la baisse est de 35,5 GWh (- 58 %) en raison d'une augmentation des volumes thermiques achetés auprès de producteurs tiers et du développement des énergies renouvelables non pilotables ;
- En Corse, le volume de production diminue de 25,7 GWh (- 7 %) compte tenu d'une hypothèse de meilleure disponibilité des liaisons SACOI et SARCO après l'indisponibilité constatée de la liaison SARCO en 2024.

Le coût d'achat des quotas de CO2 diminue également (- 34,9 M€, soit - 39 %), en raison d'une hypothèse de réduction des quantités de CO2 émises (- 38 % lié à la moindre production fossile) et d'une anticipation d'une légère baisse du prix de la tonne CO2 par rapport à 2024 (- 0,3 %). Le poste « Impôts et taxes » (-19,2 M€, soit - 37 %) baisse principalement sous l'effet de la taxe spéciale de consommation carburants en Guyane qui est directement impactée par la moindre sollicitation des actifs thermiques sur le territoire.

### 3.1.1.2. Recettes de production

Les recettes de production prévisionnelles dans les ZNI pour 2026 s'élèvent à **335,4 M€**, dont **154,9 M€** pour la production renouvelable et **180,5 M€** pour la production à partir d'énergies fossiles. Ces recettes se répartissent comme indiqué dans le Tableau 21. 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 21 : Recettes de production prévisionnelles d'EDF dans les ZNI pour 2026**

M€	Corse	Guadeloupe	Saint-Martin	Saint-Barthélemy	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2026 prév	2024	Evolution	
												en M€	en %
<b>Chiffre d'affaires total à considérer</b>	343	263,1	30,1	22,5	137,7	237,1	511,1	9	2,0	<b>1 555,1</b>	1 840,2	-285,1	-15%
(-) Recettes de distribution	143	100,3	11,1	7,3	47,3	86,6	188,4	3	0,8	<b>588,0</b>	483,0	105,1	22%
(-) Recettes de gestion clientèle	11	9,0	0,7	0,3	3,4	8,4	17,0	0	0,1	<b>50,4</b>	48,4	2,0	4%
<b>Recettes brutes de production</b>	<b>188,3</b>	<b>153,8</b>	<b>18,3</b>	<b>14,9</b>	<b>87,0</b>	<b>142,1</b>	<b>305,6</b>	<b>5,5</b>	<b>1,1</b>	<b>916,7</b>	1 308,8	-392,1	-30%
(x) taux de production de EDF	32%	1%	45%	95%	61%	22%	14%	100%	88%	<b>24%</b>	26%	-220,1	-66%
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	28,1	24,7	1,6	1,2	14,6	15,6	29,0	0,4	0,1	<b>115,2</b>	335,3	-220,1	-66%
<b>Recettes de production totales</b>	<b>88,6</b>	<b>27,0</b>	<b>9,9</b>	<b>15,4</b>	<b>67,7</b>	<b>47,1</b>	<b>72,8</b>	<b>5,9</b>	<b>1,0</b>	<b>335,4</b>	476,8	-141,4	-30%
Dont Transition énergétique	47,4	0,0	0,0	0,0	52,6	0,0	72,0	0,0	0,0	<b>172,0</b>	190,4	-18,5	-10%
Dont Mécanisme de solidarité	41,2	27,0	9,9	15,4	15,1	47,1	0,9	5,9	1,0	<b>163,5</b>	286,4	-122,9	-43%
Part production du tarif de vente (€/MWh)	90,89	103,90	86,22	93,64	103,11	105,84	101,82	106,56	110,55	<b>99,92</b>			

Les calculs ci-dessus sont effectués par territoire avant d'être sommés sur l'ensemble du périmètre d'EDF SEI. **Le chiffre d'affaires total à considérer** correspond au chiffre d'affaires total issu de la vente d'électricité aux tarifs réglementés (y compris aux agents), hors taxe, hors rémanence de l'octroi de mer et hors CTA.

**Les recettes brutes de production** sont obtenues à partir du chiffre d'affaires total, en lui soustrayant (-) les recettes qui relèvent de l'activité de gestionnaire de réseau (recettes de distribution) et de fournisseur d'électricité (recettes de gestion de clientèle).

**Les recettes de production totales** sont obtenues en prenant la quote-part (x) des recettes brutes de production correspondant à l'énergie produite en propre par le GRD et en y ajoutant (+) les recettes correspondant à la vente de services système et la compensation des pertes (qui est un transfert entre la comptabilité production et la comptabilité réseau).

**La Part Production du Tarif de Vente** est obtenue en divisant les recettes de production brutes par la consommation totale en MWh et en y ajoutant la valorisation des services système, évaluée forfaitairement à 0,915 €/MWh.

### Évolution par rapport aux recettes constatées au titre de 2024

La prévision de chiffre d'affaires total à considérer, en baisse de - 285,1 M€ par rapport à 2024, est établie par EDF sur la base du chiffre d'affaires constaté en 2024 en prenant en compte les hypothèses suivantes :

- consommation finale d'électricité en hausse entre 2024 et 2026 (+ 3 %) portée notamment par la Corse et La Réunion ;
- baisse tarifaire de - 17 % HT en 2026 par rapport aux tarifs en vigueur en 2024, sous l'effet du mouvement baissier des tarifs réglementés de vente HT en février 2025 (- 23 % par rapport à février 2024), de la stabilisation tarifaire du mouvement d'août 2025 (- 1 % par rapport à février 2025) et de l'hypothèse de mouvements tarifaires haussier en 2026 (+ 4 % par rapport à 2025).

Les diminutions des recettes brutes de production entre 2024 et 2026 (- 392,1 M€) résultent d'une part de la réduction du chiffre d'affaires estimée par EDF et d'autre part de la hausse des recettes de réseau et de gestion de clientèle, liée à la hausse du TURPE au 1<sup>er</sup> août 2025. Il en résulte une baisse de la part production des tarifs de vente (PPTV) de - 31 % en moyenne.

En conséquence, les recettes de production totales baissent - **141,4 M€ (- 30 %)** entre 2024 et 2026.

#### 3.1.1.3. Surcoûts de production

Le montant des surcoûts de production prévisionnels pour 2026 dans les différentes ZNI d'EDF est égal à **399,6 M€** et se décompose en **2,9 M€** de surcoûts de production renouvelable et **396,7 M€** de surcoûts de production à partir d'énergies fossiles. La décomposition de ces surcoûts par zone est présentée dans le Tableau 22 et le **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**

Ce montant est en baisse par rapport aux surcoûts constatés pour 2024 (- 73,1 M€, soit - 15,4 %), par la combinaison d'un effet haussier et d'un effet baissier. D'une part, les coûts de production diminuent de -214,5 M€ (- 20 %), principalement en raison d'une moindre sollicitation des actifs thermiques fossiles sous l'effet combiné d'une meilleure hydraulicité, d'hypothèses de disponibilité des actifs tiers à la hausse et d'une plus forte intégration des énergies renouvelables pilotables par rapport à l'année 2024. D'autre part, les recettes de production nettes évoluent fortement à la baisse (-141,4 M€, soit - 30 %) sous l'effet d'une forte baisse des tarifs réglementés de vente HT en 2025, non compensée par les hypothèses d'évolutions tarifaires prises par EDF SEI en 2026.

**Tableau 22 : Comparaison des surcoûts de production supportés par EDF dans les ZNI au titre de 2024 et prévisionnels au titre de 2026**

Total M€	Corse	Guadeloupe	Saint- Martin	Saint- Barthélemy	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Îles bretonnes	2026 prév	2024	Evolution	
												en M€	en %
Coûts de production	195,4	28,3	44,5	46,6	189,6	119,3	73,2	33,5	4,5	<b>735,0</b>	<b>949,5</b>	-214,5	-23%
Recettes de production	88,6	27,0	9,9	15,4	67,7	47,1	72,8	5,9	1,0	<b>335,4</b>	<b>476,8</b>	-141,4	-30%
<b>Surcoûts de production</b>	<b>106,8</b>	<b>1,3</b>	<b>34,7</b>	<b>31,2</b>	<b>121,9</b>	<b>72,2</b>	<b>0,3</b>	<b>27,6</b>	<b>3,4</b>	<b>399,6</b>	<b>472,6</b>	-73,1	-15%

#### 3.1.2. Surcoûts de production prévus par EDM pour 2026

##### 3.1.2.1. Coûts de production

Les coûts de production prévisionnels déclarés par EDM s'élèvent, pour 2026, à **219,5 M€**, dont 59 % au titre des combustibles (129,9 M€). La décomposition par grands postes de coût et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2024 sont présentées dans le

Tableau 23. Les coûts de production prévisionnels pour 2026 sont en nette hausse par rapport aux coûts constatés pour 2024 (+ 39 M€, soit + 21 %).

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

**Tableau 23 : Evolution des coûts de production prévisionnels prévus par EDM pour 2026 par rapport aux coûts constatés au titre de 2024**

M€	Nature de coûts retenus	2026	2024	Evolution	
				en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	129,9	105,0	24,9	24%
	Personnel, charges externes et autres achats	44,2	35,9	8,3	23%
	Impôts et taxes	0,7	0,6	0,1	13%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	22,7	17,3	5,4	31%
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	12,4	12,5	-0,2	-1%
	Amortissements	9,0	7,4	1,5	21%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	0,7	1,9	-1,3	-66%
<b>Coût total</b>		<b>219,5</b>	<b>180,8</b>	<b>38,8</b>	<b>21%</b>

### Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2024

Les coûts de production prévisionnels au titre de 2026 sont en nette hausse par rapport à ceux constatés au titre de 2024. Cela s'explique principalement par l'hypothèse d'une croissance cumulée de la consommation d'électricité de 14 % entre 2024 et 2026. Cette croissance particulièrement forte s'explique en partie par une consommation légèrement plus faible en 2024 par rapport à la hausse structurelle observée, en raison des dégâts causés par le cyclone Chido à partir du 14 décembre 2024. Cette croissance de la consommation induit une hausse structurelle des postes de coûts variables, qui est renforcée par les effets suivants :

- Une augmentation des coûts de combustibles qui s'explique par la hausse des prix d'approvisionnement dont EDM estime qu'elle se poursuivra en 2026 (+ 9 %).
- Une hausse des coûts d'acquisition des quotas d'émission de gaz à effet de serre qui se base sur un prix du CO<sub>2</sub> de 75 €/t, supérieur aux prix moyens observés en 2024 (65 €/t). Cette hypothèse haute, conjuguée à une augmentation de la production énergétique induit une augmentation du poste de + 5,4 M€, soit + 31 %.
- Une augmentation des charges de personnel, charges externes et autres achats (+ 8,3 M€ par rapport à 2024) qui résulte de la conjonction de plusieurs mouvements, dont notamment la hausse des frais de personnels (+ 2,8 M€) liée au renforcement des équipes et à l'avancement, la hausse de la consommation de l'urée en lien avec l'augmentation de la production et la dénitrification de Badamiers (+ 1,3 M€), ainsi qu'une hausse des stocks de pièces en centrale (+ 1,9 M€).

### 3.1.2.2. Recettes de production

Les recettes de production<sup>30</sup> prévisionnelles pour 2026 s'élèvent pour EDM à **43,7 M€**, réparties comme indiqué dans le

<sup>30</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 de la part production des recettes de gestion de la clientèle (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.

Tableau 24, en baisse de 24 % (- 14 M€) par rapport à celles constatées en 2024. Cette baisse résulte principalement de la baisse des tarifs règlementés de vente de - 23 % (HT) lors du mouvement de février 2025, qui n'est pas compensée par l'hypothèse de hausse de la production d'EDM. Ces différents effets se traduisent par une baisse de 33 % de la part du tarif de vente attribuable à la production (PPTV) par rapport à l'année 2024.

**Tableau 24 : Evolution des recettes de production prévues par EDM pour 2026 par rapport aux recettes constatées au titre de 2024**

en M€	2026	2024	Evolution	
			en M€	en %
(+) Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité	75,5	74,3	1,2	2%
(+) Chiffre d'affaires théorique lié aux agents EDM	0,6	0,5	0,1	17%
<b>Chiffre d'affaires total à considérer</b>	<b>73,5</b>	<b>82,2</b>	-8,6	-10%
(-) Recettes de distribution	27,2	21,8	5,4	25%
(-) Recettes de gestion clientèle	3,0	3,3	-0,3	-8%
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	4,0	4,8	-0,8	-17%
<b>Recettes brutes de production</b>	<b>43,3</b>	<b>57,0</b>	-13,8	-24%
<b>Recettes de production totales</b>	<b>43,7</b>	<b>57,4</b>	-13,7	-24%
<b>Part production du tarif de vente (€/MWh)</b>	<b>94,63</b>	<b>141,82</b>	-47,2	-33%

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

*Les recettes brutes de production sont obtenues à partir du chiffre d'affaires total, en lui soustrayant (-) les recettes qui relèvent de l'activité de gestionnaire de réseau (recettes de distribution) et de fournisseur d'électricité (recettes de gestion de clientèle).*

*Les recettes de production totales sont obtenues en prenant la quote-part (x) des recettes brutes de production correspondant à l'énergie produite en propre par le GRD et en y ajoutant (+) les recettes correspondant à la vente de services système et la compensation des pertes (qui est un transfert entre la comptabilité production et la comptabilité réseau).*

*La Part Production du Tarif de Vente est obtenue en divisant les recettes de production brutes par la consommation totale en MWh et en y ajoutant la valorisation des services système, évaluée forfaitairement à 0,915 €/MWh.*

### 3.1.2.3. Surcoûts de production

Les coûts et les recettes de production prévisionnelles retenus par la CRE s'élevant respectivement à **219,5 M€** et **43,7 M€**, le montant des surcoûts de production prévisionnels pour 2026 est évalué pour EDM à **175,8 M€**. EDM ne disposant, en propre, que de moyens de production thermiques, ce surcoût relève en totalité de la catégorie « Mécanismes de solidarité ».

Ces surcoûts de production sont en hausse de 52,4 M€ par rapport à ceux constatés en 2024 (+ 42 %), dont 13,7 M€ liés à la baisse des recettes de production à la suite du mouvement des TRV en février 2025 et 38,8 M€ liés à la hausse des coûts de production d'EDM, sous l'effet d'une forte hausse de la consommation (+ 5,4 % par an en moyenne depuis 2023), ainsi qu'une hypothèse de hausse du coût d'approvisionnement en combustible.

### 3.1.3. Surcoûts de production prévus par EEWf pour 2026

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 dans la France métropolitaine s'appliquent dans les îles Wallis et Futuna et ont été intégrés dans la concession renouvelée en 2023. 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.

### 3.1.3.1. Coûts de production

Pour 2026, les coûts de production prévisionnels d'EEWF s'élèvent à **11,5 M€**, répartis entre **0,04 M€** de coûts de production renouvelable<sup>31</sup> et **11,5 M€** de coûts de production à partir d'énergies fossiles (dont 8,5 M€ au titre des combustibles). La décomposition par grands postes de coût et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2024 sont présentées dans le Tableau 25.

**Tableau 25 : Evolution des coûts prévus par EEWF pour 2026 par rapport aux coûts constatés au titre de 2024**

M€	Nature de coûts retenus	Mécanismes de solidarité	Transition énergétique	2026	2024	Evolution	
						en M€	en %
<b>Coûts fixes</b>	Rémunération des capitaux	0,68	0,001	0,68	0,35	0,32	91%
	Amortissements	0,61	-	0,61	0,44	0,17	39%
	Impôts et taxes	-	-	-	-	-	-
	Frais de personnel, charges externes et autres achats	1,10	0,03	1,12	1,05	0,08	7%
	Fonctions support	0,57	0,01	0,58	0,54	0,04	8%
<b>Coûts variables</b>	Combustibles	8,51	-	8,51	10,01	-1,49	-15%
	Quotas de CO2	-	-	-	-	-	-
<b>Coût total</b>		<b>11,46</b>	<b>0,04</b>	<b>11,51</b>	<b>12,39</b>	<b>-0,88</b>	<b>-7%</b>

### Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2024

Les coûts prévisionnels pour 2026 sont en baisse par rapport aux coûts constatés au titre de 2024 (- 0,9 M€, soit - 7 %). Cette baisse est principalement liée à l'évolution des prix de marché des combustibles (- 1,5 M€), qui n'est que partiellement compensée par une rémunération des capitaux et des amortissements en hausse (respectivement + 0,3 M€ et + 0,2 M€).

La variation de l'amortissement et de la rémunération des capitaux est liée aux réinvestissements prévus ces dernières années par EEWF afin de renouveler une partie des moteurs. Ce réinvestissement explique une augmentation, par rapport au constaté 2024 de la rémunération des capitaux (+ 91 %) qui va ensuite décroître linéairement sur la durée du contrat de concession.

### 3.1.3.2. Recettes de production

Les recettes de production prévisionnelles d'EEWF<sup>32</sup> pour 2026 s'élèvent à **2,0 M€**, réparties comme indiqué dans le

<sup>31</sup> Pour rappel, EEWF 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.

<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 de la part production des recettes de gestion de la clientèle et majoré des recettes équivalentes du « tarif agent » ainsi que des recettes provenant de la vente des pertes et des services système.

Tableau 26. Elles sont en baisse de 42 % par rapport à celles constatées au titre de 2024, en raison de l'hypothèse retenue par EEWf sur le niveau prévisionnel des TRV en 2026, qui se situe à peu près au niveau du TRV de février 2025. Ce mouvement tarifaire s'accompagne en outre d'une baisse de la production d'EEWF (- 10 %), la hausse de consommation étant principalement couverte par la mise en service de nouvelles capacités de production d'électricité photovoltaïque.

La ventilation des recettes entre la production renouvelable et la production à partir d'énergies fossiles est effectuée au prorata des volumes d'électricité produits par EEWf.

**Tableau 26 : Evolution des recettes de production prévues par EEWf pour 2026 par rapport aux recettes constatées au titre de 2024**

M€	2026	2024	Evolution	
			en M€	en %
<b>Chiffre d'affaires total à considérer</b>	<b>4,17</b>	<b>5,28</b>	<b>-1,11</b>	<b>-21%</b>
(-) Recettes de distribution	1,59	1,51	0,08	5%
(-) Recettes de gestion clientèle	0,19	0,20	0,00	0%
<b>Recettes brutes de production</b>	<b>2,39</b>	<b>3,58</b>	<b>-1,19</b>	<b>-33%</b>
(x) taux de production de EEWf	76,6%	90,1%		-13,6%
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	0,19	0,28	-0,09	-32%
<b>Recettes de production totales</b>	<b>2,0</b>	<b>3,5</b>	<b>-1,48</b>	<b>-42%</b>
<b>Recettes de production - Transition Energétique</b>	<b>0,09</b>	<b>0,16</b>	<b>-0,07</b>	<b>-42%</b>
<b>Recettes de production - Mécanisme de solidarités</b>	<b>1,92</b>	<b>3,34</b>	<b>-1,41</b>	<b>-42%</b>
<b>Part production du tarif de vente (€/MWh)</b>	<b>81,31</b>	<b>127,75</b>		

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

**Les recettes brutes de production** sont obtenues à partir du chiffre d'affaires total, en lui soustrayant (-) les recettes qui relèvent de l'activité de gestionnaire de réseau (recettes de distribution) et de fournisseur d'électricité (recettes de gestion de clientèle).

**Les recettes de production totales** sont obtenues en prenant la quote-part (x) des recettes brutes de production correspondant à l'énergie produite en propre par le GRD et en y ajoutant (+) les recettes correspondant à la vente de services système et la compensation des pertes (qui est un transfert entre la comptabilité production et la comptabilité réseau).

**La Part Production du Tarif de Vente** est obtenue en divisant les recettes de production brutes par la consommation totale en MWh et en y ajoutant la valorisation des services système, évaluée forfaitairement à 0,915 €/MWh.

### 3.1.3.3. Surcoûts de production

Les coûts et les recettes prévisionnels retenus par la CRE s'élevant respectivement à **11,5 M€** et **2,0 M€**, le montant des surcoûts de production prévisionnels au titre de l'année 2026 est évalué à **9,5 M€** pour EEWf. Il se décompose en **-0,05 M€** de surcoûts imputables à la catégorie « Transition énergétique » et **9,5 M€** de surcoûts imputables à la catégorie « Mécanisme de solidarité ».

Ces surcoûts de production sont en hausse de 0,6 M€ par rapport à ceux constatés en 2024 (+ 7 %), dont 1,5 M€ liés à la baisse des recettes de production à la suite du mouvement des TRV en février 2025 et - 0,9 M€ liés à la baisse des coûts de production d'EEWF sous l'effet d'une hypothèse de baisse du prix administré du combustible à Wallis-et-Futuna, et de la mise en service de nouvelles capacités de production d'électricité photovoltaïque qui diminuent d'autant les volumes de production par le fournisseur historique.

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

### 3.2.1. Surcoûts d'achat d'électricité prévus par EDF dans les ZNI au titre de 2026

#### 3.2.1.1. Coûts prévisionnels liés aux contrats d'achat

Les quantités et coûts d'achats prévisionnels d'EDF dans les ZNI pour l'année 2026 sont présentés dans le Tableau 27. Le coût d'achat total prévu par EDF dans les ZNI s'élève à 2 924,7 M€ au titre de 2026.

**Tableau 27 : Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels d'EDF dans les ZNI au titre de 2026**

	Interconnexion*	Bagasse / Charbon	Thermique	Bioliquide	Eolien	Hydraulique	Géothermie	Biomasse	Photovoltaïque	Autres**	TOTAL
Corse	738,6	0,0	468,8	0,0	36,1	47,9	0,0	0,0	332,2	2,8	1 626,5
Guadeloupe	0,0	0,0	983,8	0,0	163,7	48,5	71,8	247,7	173,2	17,3	1 705,9
St Martin	0,0	0,0	120,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,6	0,0	127,2
St Barthélemy	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,9	0,0	7,9
Guyane	0,0	0,0	92,5	0,0	0,0	0,0	0,0	144,2	139,6	9,3	385,6
Martinique	0,0	0,0	591,3	0,0	150,5	0,0	0,0	242,0	159,2	25,5	1 168,5
La Réunion	0,0	0,0	14,2	972,0	76,1	2,2	0,0	1 355,4	395,5	19,8	2 835,3
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	0,3	0,2	0,0	0,0	0,8	0,0	1,300
<b>Quantités (GWh)</b>	<b>738,6</b>	<b>0,0</b>	<b>2 271,2</b>	<b>972,0</b>	<b>426,8</b>	<b>98,9</b>	<b>71,8</b>	<b>1 989,3</b>	<b>1 214,8</b>	<b>74,8</b>	<b>7 858,1</b>
Constatés en 2024 (GWh)	619,8	305,2	2579,2	1191,4	154,8	74,9	94,1	1337,8	803,4	83,4	7 221,4
Evolution 2026-2024 (%)	19%	-100%	-12%	-18%	176%	32%	-24%	49%	51%	29%	8,8%
<b>Coût d'achat (M€)</b>	<b>80,3</b>	<b>0,0</b>	<b>786,5</b>	<b>459,8</b>	<b>96,8</b>	<b>14,8</b>	<b>27,4</b>	<b>927,6</b>	<b>518,6</b>	<b>13,0</b>	<b>2 924,7</b>
Constatés en 2024 (M€)	76,1	128,2	850,6	554,7	30,7	7,2	16,3	635,2	307,1	10,4	2616,4
Evolution 2026-2024 (%)	5%	-100%	-8%	-17%	215%	106%	68%	46%	68%	29%	11,8%

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

\*\* Biogaz et incinération

### Évolution par rapport aux quantités d'électricité et coûts d'achat constatés au titre de 2024

Les volumes d'achats prévus pour 2026 sont en hausse de 8,8 % par rapport à 2024 et les coûts d'achat correspondant de 11,8 %. Cette augmentation résulte en partie d'une hausse prévisionnelle de la consommation par rapport à 2024 (+4,4 % sur l'ensemble du périmètre) ainsi que du développement prévisionnel de moyens de production d'énergie renouvelable. L'évolution du volume et du coût d'achat entre 2024 et 2026 est toutefois hétérogène en fonction des territoires et des filières considérés :

- Les volumes de la filière charbon devraient être nuls en 2026 à la suite de la conversion à la biomasse de l'ensemble des centrales, après la conversion de la centrale du Moule en Guadeloupe qui s'achèvera fin 2025. En conséquence, les volumes de la filière biomasse devraient significativement augmenter en 2026 par rapport à 2024 (+ 49 %). Ces centrales continueront de valoriser de la bagasse en période sucrière. Cette augmentation en volume s'accompagne d'une augmentation du coût d'achat (+ 46 %).
- Les volumes de la filière thermique devraient diminuer (- 12 %), en raison d'un moindre appel de ces centrales grâce au développement des énergies renouvelables non pilotables. Le coût d'achat associé devrait suivre la même tendance (- 8 %). De la même manière, les volumes et coûts associés de la filière bioliquide sont en baisse (respectivement - 18 % et - 17 %) par rapport à 2024, ces moyens étant appelés après les ENR non pilotables.
- La filière photovoltaïque devrait connaître une hausse importante en volume en 2026 par rapport à 2024 (+ 51 %) en raison de la mise en service de nombreuses installations, dont la puissance totale nouvellement installée en 2025 et 2026, soutenue par appel d'offres et par arrêté tarifaire, est estimée à près de 250 MWh. Une part de ces volumes est soutenue en autoconsommation par l'arrêté tarifaire dit « S24 »<sup>33</sup> et implique le versement d'une prime à l'investissement. La hausse en volume s'accompagne donc d'une hausse des coûts d'achat plus importante (+ 69 %).
- Les imports via les liaisons reliant l'Italie, la Corse et la Sardaigne devraient atteindre un volume d'injection supérieur à celui constaté en 2024 (+ 19 %). Cette augmentation en volume, associée aux hypothèses de prix de marché à terme observés pour l'année 2026 sur le continent européen, entraîne une augmentation des coûts d'achat de + 5 %.

<sup>33</sup> Arrêté du 5 janvier 2024 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées dans les zones non interconnectées.

- Les prévisions 2026 intègrent, en outre, une hausse importante de la production éolienne (+ 176 %) avec la mise en service d'installations, neuves ou ayant fait l'objet d'un *repowering*, en Guadeloupe, Martinique et à la Réunion.
- Une hausse de la production hydraulique est attendue (+ 32 %) en raison d'une hypothèse d'hydraulicité normale considérée en Guadeloupe, supérieure à l'hydraulicité constatée en 2024 pour ce territoire et stable pour les autres territoires disposant de centrales hydroélectriques sous contrat d'obligation d'achat.
- Une baisse est anticipée par EDF SEI s'agissant des volumes de la filière géothermie (- 24 %) avec toutefois une hausse importante des coûts d'achat (+ 68 %) en lien avec la mise en service d'une nouvelle tranche sur la centrale de Bouillante en Guadeloupe et aux arrêts pour travaux que cela engendre.
- Les volumes de la filière biogaz (présentée dans la colonne *Autres*) augmentent (+ 53 %) avec la montée en charge d'installations récemment mises en service. Enfin, les volumes et coûts de la filière incinération (également présentée dans la colonne *Autres*) restent relativement stables par rapport à 2024.

### 3.2.1.2. 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. Le coût évité s'élève à **703,2 M€**, comme détaillé dans le Tableau 28.

Malgré la hausse des volumes achetés, le coût évité est en baisse par rapport à celui constaté en 2024 (- 26,8 %, soit - 257 M€) en raison de la baisse anticipée par l'opérateur des PPTV des différents territoires, conséquence d'une baisse des recettes tarifaires d'EDF.

**Tableau 28 : Coût prévisionnel évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2026**

M€	Corse	Guadeloupe	St Martin	St Barthélemy	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2026 prév
Quantités achetées (GWh)	1 626,5	1 705,9	127,2	7,9	385,6	1 168,5	2 835,3	0,0	1,3	<b>7 858,1</b>
Taux de pertes (%)	12,6%	13,7%	7,5%	6,6%	13,8%	9,7%	8,5%	5,2%	4,7%	---
Quantités achetées et consommées (GWh) *	1 421,2	1 471,5	117,6	7,4	332,3	1 055,4	2 594,9	0,0	1,2	<b>7 001,5</b>
Part production du tarif de vente (€/MWh)	90,89	103,90	86,22	93,64	103,11	105,84	101,82	106,56	110,55	---
<b>Coût évité par les contrats d'achat (M€)</b>	<b>129,2</b>	<b>152,9</b>	<b>10,1</b>	<b>0,7</b>	<b>34,3</b>	<b>111,7</b>	<b>264,2</b>	<b>0,00</b>	<b>0,1370</b>	<b>703,2</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.

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

Les surcoûts prévisionnels d'EDF résultant des contrats d'achat en 2026 s'élèvent à **2 221,5 M€** dans les ZNI (2 924,7 M€ de coût d'achat – 703,2 M€ de coût évité). L'effet combiné de la hausse des coûts d'achats (+ 308 M€) et de la baisse des coûts évités (- 257 M€) entraîne une hausse importante des surcoûts d'achat en comparaison de l'année 2024 (+ 566 M€). Couplés à la baisse importante des coûts évités, la conversion à la biomasse des dernières centrales qui fonctionnaient historiquement au charbon, à la Réunion et en Guadeloupe, et le développement des énergies renouvelables non pilotables entraînent une augmentation des charges imputées à la catégorie Transition énergétique (+ 52,3 %) et une stabilité des charges imputées à la catégorie Mécanismes de solidarité (+ 1,8 %).

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 de la manière suivante :

- 1 614,4 M€ au titre des charges relevant de la catégorie « Transition énergétique » ;
- 607,0 M€ au titre des charges relevant de la catégorie « Mécanismes de solidarité ».

La décomposition des surcoûts d'achat supportés par EDF est présentée dans le

Tableau 29.

**Tableau 29 : Surcoûts d'achat prévisionnels d'EDF dans les ZNI au titre de 2026**

M€	Corse	Guadeloupe	St Martin	St Barthélemy	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2026 prév
Coût d'achat	410,2	586,2	45,3	4,8	185,4	408,8	1 283,8	0,0	0,245	2 924,7
Coût évité	129,2	152,9	10,1	0,7	34,3	111,7	264,2	0,0	0,137	703,2
<b>Surcoûts</b>	<b>281,0</b>	<b>433,3</b>	<b>35,2</b>	<b>4,1</b>	<b>151,2</b>	<b>297,1</b>	<b>1 019,6</b>	<b>0,0</b>	<b>0,108</b>	<b>2 221,5</b>
Transition Energétique OA	90,5	73,7	2,2	2,6	41,7	77,8	169,0	0,0	0,055	457,5
Transition Energétique gré à gré	2,6	176,1	0,0	0,0	86,6	57,0	834,5	0,0	0,053	1 156,9
Mécanismes de solidarité	187,8	183,5	33,0	1,5	22,8	162,3	16,1	0,0	0,000	607,0

### 3.2.2. Surcoûts d'achat prévisionnel pour EDM au titre de 2026

L'ISDND de Dzoumogné mis en service fin 2018 – seule installation du territoire en capacité de produire de l'électricité à partir de biogaz – a injecté une faible quantité d'énergie en 2023 (0,5 GWh), puis n'a plus produit depuis 2024. Les travaux de remise en état de l'installation étant toujours en cours, EDM estime que cette installation n'injectera pas sur le réseau en 2026.

Les volumes d'achat prévisionnels pour 2026 sont donc entièrement dus aux installations photovoltaïques. Ils représentent **41,7 GWh**, pour un montant de **12,9 M€**. Par rapport à 2024 (Tableau 30), la forte hausse du volume (+ 35 %) s'explique par la mise en service de plusieurs projets lauréats de l'appel d'offre de 2019 ainsi que de plusieurs installations en autoconsommation au titre de l'arrêté tarifaire S24. Par ailleurs, le volume injecté en 2024 a été affecté par les dégâts causés par le cyclone Chido à partir du 14 décembre 2024. Le coût d'achat augmente plus modérément (+ 22 %), les nouveaux contrats ayant des tarifs plus faibles que les contrats d'achat de l'électricité d'origine photovoltaïque historiques.

Le coût évité par l'achat d'électricité par EDM est calculé en valorisant ce volume à la part production du tarif de vente (PPTV), estimée à 94,6 €/MWh. Comme détaillé dans le Tableau 30, ce coût évité est évalué à **3,6 M€**, en baisse de 11 % par rapport à 2024, la hausse des volumes achetés étant plus que compensée par le mouvement tarifaire impactant la PPTV (- 33 %).

Les surcoûts prévus par EDM résultant des contrats d'achat en 2026 s'élèvent à **9,3 M€** (12,9 M€ - 3,6 M€), en hausse de 2,8 M€ par rapport à 2024 (+ 42 %) sous l'effet combiné d'une baisse de la PPTV et d'une hausse des volumes achetés. La totalité de ces contrats portant sur des installations photovoltaïques, ces surcoûts relèvent entièrement de la catégorie « Transition énergétique ».

**Tableau 30 : Coûts d'achat et coûts évités et surcoûts prévisionnels à EDM par les contrats d'achat au titre de 2026**

	2026	2024	Evolution	
			en M€	en %
<b>Coût d'achat (M€)</b>	<b>12,9</b>	<b>10,6</b>	2,3	22%
<b>Quantités achetées (GWh)</b>	<b>41,7</b>	<b>31,0</b>	10,7	35%
Taux de pertes	8,30%	7,15%	0,0	16%
<b>Quantités achetées et consommées (GWh)<sup>(1)</sup></b>	<b>38,3</b>	<b>28,8</b>	9,5	33%
Part production dans le tarif de vente (€/MWh)	94,63	141,82	-47,2	-33%
<b>Coût évité par les contrats d'achat (M€)</b>	<b>3,6</b>	<b>4,1</b>	-0,5	-11%
<b>Surcoûts d'achat (M€)</b>	<b>9,3</b>	<b>6,5</b>	2,8	42%

<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.

### 3.2.3. Surcoûts d'achat prévus par EEFW au titre de 2026

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

Les volumes d'achat prévisionnels pour 2026 s'élèvent à 7,5 GWh, pour un montant de **2,2 M€**. Par rapport au constaté 2024, ces deux valeurs sont en forte hausse, en raison de l'effet « année pleine »

pour 2026 après la mise en service de 400 kWc d'installations photovoltaïques en autoconsommation à Wallis en 2025, ainsi que la mise en service au deuxième semestre 2026 de deux fermes photovoltaïques à Wallis sur lesquelles la CRE a délibéré le 14 décembre 2023<sup>34</sup> pour une puissance totale de 2,5 MWc, portant la puissance installée d'installations photovoltaïques à Wallis à 5,2 MWc.

Ces hypothèses seront affinées dans le cadre de la mise à jour de la prévision au titre de 2026 qui sera réalisée lors du prochain exercice, afin notamment de préciser si la capacité du réseau sera atteinte par des petits projets photovoltaïques en autoconsommation ou par des parcs photovoltaïques de puissance plus importante.

L'électricité achetée par EEFW, valorisée à la part production estimée à 81,3 €/MWh, est évaluée à **0,6 M€**, comme détaillé dans le Tableau 31. Elle progresse de 59 % par rapport à 2024 en raison de la forte baisse de la PPTV (- 36 %) qui compense partiellement la hausse des volumes achetés (+ 149 %).

Les surcoûts prévus par EEFW résultant des contrats d'achat en 2026 s'élèvent donc à **1,5 M€**. Ces contrats portant exclusivement sur des installations photovoltaïques, la totalité de ces surcoûts relève de la catégorie « Transition énergétique ».

**Tableau 31 : Coûts d'achat et coûts évités prévisionnels à EEFW par les contrats d'achat au titre de 2026**

	2026	2024	Evolution	
			en M€	en %
Coût d'achat (M€)	2,2	0,6	1,59	263%
Quantités achetées (GWh)	7,5	3,0	4,46	149%
Taux de pertes	6,63%	6,63%	-	0,00%
Quantités achetées et consommées (GWh) <sup>(1)</sup>	7,0	2,8	4,16	149%
Part production dans le tarif de vente (€/MWh)	81,3	127,7	-46,44	-36%
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	0,6	0,36	0,21	59%
Surcoûts d'achat (M€)	1,5	0,25	1,22	496%

<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.

### 3.3. Surcoûts liés aux contrats de stockage dans les zones non interconnectées

Dans le but d'accompagner le développement des énergies renouvelables intermittentes tout en réduisant ces surcoûts de production et par conséquent les charges de service public de l'énergie qui financent la péréquation tarifaire dans ces zones, l'article L. 121-7 du code de l'énergie prévoit la prise en compte des coûts des ouvrages de stockage d'électricité pilotés par le gestionnaire du système électrique. Ces coûts sont pris en compte dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter. Ainsi, les ouvrages de stockage permettent de réduire le coût du mix électrique en fournissant les services de réserve primaire et d'arbitrage et d'optimiser l'appel des autres moyens de production, groupes thermiques notamment. Ces économies sont supérieures aux coûts des ouvrages présentés dans la présente partie, menant ainsi à une réduction des charges de SPE.

Les modalités d'appréciation des surcoûts liés aux projets d'ouvrages de stockage d'électricité ont été définies dans la délibération du 24 octobre 2024<sup>35</sup> qui remplace la délibération du 12 janvier 2023<sup>36</sup>. Dans le cadre d'un premier guichet, la CRE a délibéré le 4 octobre 2018 sur le niveau de compensation attribué à onze projets de stockage situés en Corse, Martinique, Guadeloupe, Guyane et à la Réunion. Pour Mayotte, la CRE a délibéré le 17 octobre 2019 sur le niveau de compensation attribué à deux

<sup>34</sup> Délibération de la CRE n°2023-265 du 14 décembre 2023 portant décision sur l'évaluation de la compensation relative au projet de contrat d'achat entre les sociétés Électricité et Eau de Wallis et Futuna (EEWF) et Vergnet-Pacific pour trois projets de fermes photovoltaïques au sol situées à Wallis et à Futuna.

<sup>35</sup> Délibération de la CRE n°2024-199 du 24 octobre 2024 portant communication relative à la méthodologie applicable à l'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées.

<sup>36</sup> Délibération de la CRE n°2023-13 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.

projets de stockage. Enfin, dans le cadre d'un nouveau guichet tenu en 2024, la CRE a délibéré le 19 décembre 2024 sur le niveau de compensation de six projets situés en Martinique et à la Réunion.

### 3.3.1. Surcoûts liés aux contrats de stockage prévus par EDF dans les ZNI au titre de 2026

#### 3.3.1.1. Coûts prévisionnels liés aux contrats de stockage

Les quantités brutes d'électricité injectée par des ouvrages de stockage et les coûts prévisionnels associés d'EDF dans les ZNI en 2026 sont présentés dans le Tableau 32. Le coût total du stockage prévu par EDF dans les ZNI s'élève à **7,0 M€** au titre de 2026.

#### Évolution par rapport aux quantités d'électricité injectées et coûts du stockage constatés au titre de 2024

Les coûts et volumes présentés par EDF en 2024 correspondent à ceux associés à huit ouvrages de stockage situés en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique et à la Réunion. Les coûts et volumes exposés pour 2026 correspondent aux huit mêmes installations auxquelles s'ajoutent une partie des installations dont la compensation a été validée dans le cadre du guichet qui s'est tenu en 2024.

#### 3.3.1.2. 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 **1,6 M€**, comme détaillé dans le Tableau 32.

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

Les surcoûts prévisionnels d'EDF résultant des contrats de stockage en 2026 s'élèvent à **5,4 M€** dans les ZNI (7,0 M€ de coût – 1,6 M€ de coût évité) au titre des charges relevant de la catégorie « 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 coûts, coûts évités et surcoûts supportés par EDF par zone est présentée dans le Tableau 32.

**Tableau 32 : Quantités d'électricité brutes injectées, coûts prévisionnels, coûts évités et surcoûts supportés par EDF pour les ouvrages de stockage dans les ZNI au titre de 2026**

	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	La Réunion	TOTAL 2026 prév
Quantités injectées (GWh)	2,8	0,0	1,9	7,8	4,8	17,3
Constaté 2024 (GWh)	3,6	0,0	1,4	2,3	3,0	10,3
Coûts (M€)	0,5	0,7	1,3	1,9	2,6	7,0
Constaté 2024 (M€)	1,2	0,7	1,8	2,8	1,9	8,4
Coûts évités (M€)	0,2	0,0	0,2	0,7	0,4	1,6
Taux de pertes (%)	12,6%	13,7%	13,8%	9,7%	8,5%	---
Quantités achetées et consommées (GWh) *	2,5	0,0	1,6	7,0	4,4	15,5
Part production du tarif de vente (€/MWh)	90,89	103,90	103,11	105,84	101,82	---
<b>Surcoûts (M€) [coûts - coûts évités]</b>	<b>0,3</b>	<b>0,7</b>	<b>1,2</b>	<b>1,2</b>	<b>2,2</b>	<b>5,4</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.

### 3.3.2. Surcoûts liés aux contrats de stockage prévus par EDM au titre de 2026

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. Les deux ouvrages ont été mis en exploitation au cours de l'année 2023. Par conséquent, EDM expose des coûts associés aux contrats de stockage depuis 2023. Les coûts prévisionnels exposés par EDM au titre de 2026 sont détaillés dans le Tableau 33.

### Coûts prévisionnels liés aux contrats de stockage

Les coûts associés aux deux ouvrages de stockage dont l'exploitation a débuté en 2023, qui recouvrent le paiement des primes fixes et la compensation des coûts d'achat de l'énergie soutirée, sont évalués à **2,8 M€** au titre de 2026 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. Il est évalué à **0,3 M€** pour EDM au titre de 2026.

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

Les surcoûts prévisionnels d'EDM résultant des contrats de stockage au titre de 2026 à Mayotte s'élèvent donc à **2,6 M€ (2,8 M€ de coût - 0,3 M€ de coût évité)**. Ces surcoûts sont en légère baisse de - 0,2 M€ par rapport à 2024 (- 7 %).

**Tableau 33 : Quantités d'électricité brutes injectées, coûts prévisionnels, coûts évités et surcoûts supportés par EDM pour les ouvrages de stockage dans les ZNI au titre de 2026**

M€	2026	2024
<b>Coût d'achat</b>	<b>2,82</b>	<b>3,07</b>
Quantités injectées (GWh)	3,1	2,5
Taux de pertes (%)	8,3%	7,1%
Quantités achetées et consommées (GWh) *	2,9	2,3
Part production du tarif de vente (€/MWh)	94,63	141,82
<b>Coût évité par les contrats d'achat (M€)</b>	<b>0,27</b>	<b>0,33</b>
<b>Surcoûts</b>	<b>2,55</b>	<b>2,74</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.

### 3.4. Charges liées aux actions de MDE dans les zones non interconnectées

A la suite de la définition des modalités d'appréciation des surcoûts liés aux « petites » actions de MDE par délibération de la CRE du 2 février 2017<sup>37</sup>, des cadres territoriaux de compensation pilotés par les comités MDE de chaque territoire 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>38</sup> pour la période 2019-2023. Les cadres des territoires de Saint-Barthélemy et Saint-Martin ont également été adoptés

<sup>37</sup> Délibération de la CRE du 2 février 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen des petites actions visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les zones non interconnectées.

<sup>38</sup> Délibération de la CRE n°2019-006 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.

par les délibérations de la CRE du 21 avril 2022<sup>39</sup> et du 30 novembre 2023<sup>40</sup>. L'ensemble de ces cadres ont été prolongés sur l'année 2024<sup>41</sup>.

La CRE a révisé la méthodologie applicable aux « petites » actions de MDE le 19 décembre 2024<sup>42</sup> en introduisant notamment la notion d'enveloppe budgétaire : « *les opérateurs de MDE seront compensés des frais de déploiement de la MDE dans la limite de l'enveloppe totale définie par délibération de la CRE, lors de la publication des cadres ou de leur bilan.* » Ces enveloppes budgétaires ont été définies pour chaque territoire par délibération du 19 décembre 2024, modifiée par délibération du 7 mai 2025 portant décision relative aux cadres de MDE des territoires de la Corse, de la Guadeloupe, de la Guyane, de la Martinique, de La Réunion, de Saint-Martin, de Saint-Barthélemy et de Saint-Pierre et Miquelon pour la période 2025-2028<sup>43</sup>. Pour Mayotte, une prorogation du cadre actuel a été adoptée pour un an par la CRE compte-tenu de l'absence de saisine du comité MDE et des circonstances exceptionnelles affectant le territoire à la suite du passage du cyclone Chido.

### 3.4.1. Coûts liés aux actions de MDE prévus par EDF dans les ZNI pour 2026

Les coûts mis à jour liés aux actions de MDE et déclarés par EDF dans les ZNI s'élèvent pour 2026 à 148,1 M€. Ces coûts sont cohérents avec les enveloppes totales de chaque territoire, définies dans la délibération de la CRE.

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. Ces financements sont versés directement à EDF. Aucune subvention tierce n'est anticipée par EDF pour 2026.

**Tableau 34 : Coûts prévisionnels de MDE supportés par EDF pour 2026**

M€	Nature de coûts	Corse	Guadeloupe	Saint-Martin	Saint-Barthélemy	Guyane	Martinique	Réunion	Saint-Pierre-et-Miquelon	Total prévision 2026
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	19,0	20,3	6,6	0,7	20,7	13	39	0,3	119,8
	Frais du fournisseur historique	4,7	4,5	1,7	0,2	3,4	3,4	10,2	0,1	28,2
Recettes	Participations tierces	0,0	-	-	-	-	-	-	-	0,0
<b>Coût net total</b>		<b>23,7</b>	<b>24,8</b>	<b>8,2</b>	<b>0,9</b>	<b>24,1</b>	<b>16,9</b>	<b>49,2</b>	<b>0,40</b>	<b>148,1</b>

### Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2024

La révision des coûts de MDE prévisionnels pour 2026 conduit à une légère hausse des coûts par rapport au constaté pour 2024 (+ 19,2 M€, soit + 15 %). **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** détaille cette variation par poste.

**Tableau 35 : Evolution des coûts de MDE supportés par EDF en ZNI entre la prévision au titre de 2026 et le constaté au titre de 2024**

<sup>39</sup> Délibération de la CRE n°2022-118 du 21 avril 2022 portant décision relative au cadre territorial de compensation pour les petites actions de MDE à Saint-Barthélemy.

<sup>40</sup> Délibération de la CRE n°2023-348 du 30 novembre 2023 portant décision relative au cadre territorial de compensation pour les petites actions de MDE à Saint-Martin.

<sup>41</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 novembre 2023 portant décision relative au bilan de l'année 2022 des cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique, à Mayotte, à La Réunion et à Saint-Barthélemy, et à la prolongation de ces cadres en 2024

<sup>42</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 19 décembre 2024 portant communication relative à la méthodologie appliquée pour l'examen des projets de petites actions visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité ou les consommations de gaz de pétrole liquéfié converties en équivalent électrique dans les zones non interconnectées

<sup>43</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 mai 2025 portant modification de la délibération du 19 décembre 2024 portant décision relative aux cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, à Mayotte, La Réunion, Saint-Barthélemy, Saint-Martin et Saint-Pierre-et-Miquelon

M€	Nature de coûts	Total prévision	Total constaté	Evolution	
				en M€	en %
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	119,8	104,32	15,5	15%
	Frais du fournisseur historique	28,2	24,85	3,4	14%
Recettes	Participations tierces	0,0	-0,33	0,3	-100%
<b>Coût net total</b>		<b>148,1</b>	<b>128,8</b>	<b>19,2</b>	<b>15%</b>

La trajectoire du nombre de placements et les montants des primes sont calculés en cohérence avec les modalités d'application des cadres de compensation adoptés le 19 décembre et modifiés le 7 mai 2025<sup>44</sup>. Le montant total prévisionnel des primes MDE versées sur l'année 2026 (+ 15,5 M€, soit + 15 %) est par conséquent en augmentation par rapport au montant constaté pour l'année 2024. Les frais du fournisseur historique (+ 3,4 M€, soit + 14 %) augmentent également, dans le respect de la limite de 15 % des surcoûts évités par action déployée. S'agissant des participations tierces, la CRE regrette l'absence de participations financières prévisionnelles de membres des comités MDE des territoires autres qu'EDF.

### 3.4.2. Coûts liés aux actions de MDE prévus par EDM à Mayotte pour 2026

Les coûts prévisionnels liés aux actions de MDE et déclarés par EDM s'élèvent pour 2026 à **11,3 M€**. La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 36.

Les recettes de participations tierces correspondent aux financements apportés par d'autres acteurs comme les Collectivités ou les Régions pour le déploiement des actions de MDE. EDM ne prévoit pas de participations tierces pour 2026.

**Tableau 36 : Coûts prévisionnels de MDE supportés par EDM au titre de 2026 et évolution par rapport au constaté au titre de 2024**

M€	Nature de coûts	2026	2024	Evolution	
				en M€	en %
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	10,2	8,9	1,3	14%
	Frais de personnel	0,8	0,8	0,0	2%
	Autres charges	0,3	0,1	0,2	262%
Recettes	Participations tierces	0,0	0,00	0,0	-
<b>Coûts nets</b>		<b>11,3</b>	<b>9,8</b>	<b>1,6</b>	<b>16%</b>

### Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2024

Compte tenu du contexte territorial mahorais, et notamment du passage du cyclone Chido à Mayotte en décembre 2024, la CRE a prorogé le cadre territorial de compensation des petites actions de MDE en 2025. Ce dernier doit être renouvelé d'ici la fin de l'année 2025 afin de fixer une enveloppe cible sur la période 2026-2028. Dans l'attente du renouvellement de ce cadre, EDM retient une hypothèse de hausse des primes par rapport à 2024 (+ 14 %) et de ses frais (+2%) conduisant à une hausse prévisionnelle des coûts liés aux actions de MDE de +1,6 M€ par rapport à 2024 (+16 %). Ces montants seront mis à jour dans la nouvelle prévision des charges au titre de 2026 lors du prochain exercice.

### 3.4.3. Coûts liés aux actions de MDE prévus par l'AUE en Corse pour 2026

Depuis 2023, l'Agence d'aménagement durable, d'urbanisme et d'énergie de la Corse (AUE) est un opérateur de MDE au sens de l'article L.121-7 du code de l'énergie, dès lors que l'article 5 du décret n° 2023-554 du 30 juin 2023 portant modification du décret n° 2015-1697 du 18 décembre 2015 relatif à la

<sup>44</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 mai 2025 portant modification de la délibération du 19 décembre 2024 portant décision relative aux cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, à Mayotte, La Réunion, Saint-Barthélemy, Saint-Martin et Saint-Pierre-et-Miquelon

programmation pluriannuelle de l'énergie de Corse a précisé les missions de l'AUE en matière de MDE et que l'arrêté du 9 octobre 2023 fixant la liste des opérateurs pouvant mettre en œuvre des actions de maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité et les consommations de gaz de pétrole liquéfié a désigné l'AUE en tant qu'opérateur de MDE pour la Corse. L'AUE peut donc être compensée des frais de mise en œuvre des six actions de MDE qui lui sont ainsi attribuées.

Les coûts prévisionnels bruts déclarés par l'AUE au périmètre de ces six actions de MDE sont présentés dans le Tableau 37 et s'élèvent pour 2026 à **10,3 M€**, dont **7,8 M€** d'aide commerciale et **2,5 M€** de frais de déploiement. Ces montants sont en forte augmentation par rapport à l'année 2024, en cohérence avec l'enveloppe fixée par la CRE dans sa délibération du 19 décembre 2024 modifiée le 7 mai 2025<sup>45</sup>, qui prévoit notamment une montée en charge importante de l'AUE sur les rénovations globales performantes.

L'AUE n'étant pas un acteur obligé des CEE, les CEE récupérables grâce aux actions ainsi compensées sont comptabilisés dans les recettes de l'opérateur et sont estimés à **0,7 M€**.

Les coûts prévisionnels nets déclarés par l'AUE au titre de 2026 s'élèvent donc à **9,6 M€**.

**Tableau 37 : Coûts prévisionnels de MDE supportés par l'AUE au titre de 2026 et évolution par rapport au constaté au titre de 2024**

M€	Nature de coûts	2026	2024	Evolution	
				en M€	en %
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	7,80	0,75	7,05	940%
	Frais de déploiement	2,52	1,43	1,09	77%
Coûts bruts		10,33	2,18	8,15	374%
Recettes	Participations tierces	-	-	-	-
	CEE	0,73	-	0,73	-
Coûts nets		9,59	2,18	7,41	3,40

### 3.5. Coûts liés aux études mentionnées dans les PPE

Aucun opérateur n'a déclaré de charges relatives à des projets d'étude pour l'année 2026.

### 3.6. Coûts des projets d'approvisionnement reconnus d'intérêt public

En 2026, l'opérateur EDF SEI a déclaré un montant prévisionnel de **22,2 M€** pour le projet de renouvellement et d'augmentation de la puissance de soutirage de la station de conversion d'électricité « SACOI », reconnu comme un projet d'approvisionnement en électricité d'intérêt public par l'article 1 de l'arrêté du 11 décembre 2023<sup>46</sup>. L'article 2 de ce même arrêté fixe un plafond de **327 M€** pour l'ensemble des coûts visés au f du 2° de l'article 121-7 du code de l'énergie résultant du projet SACOI. Les coûts exposés en cumulés depuis 2023 étant égaux au plafond (**327 M€**), la CRE retient le montant de **22,2 M€** au titre de 2026.

### 3.7. Synthèse de la prévision des charges en ZNI au titre de 2026

Au total, les charges de SPE qui relèvent du soutien en ZNI, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux, s'élèvent à **3 016,2 M€** au titre de l'année 2026 et se répartissent de la manière suivante entre les deux catégories :

- Transition énergétique : **1 805,0 M€**.

<sup>45</sup> Délibération de la CRE du 7 mai 2025 portant modification de la délibération du 19 décembre 2024 portant décision relative aux cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, à Mayotte, La Réunion, Saint-Barthélemy, Saint-Martin et Saint-Pierre-et-Miquelon.

<sup>46</sup> Arrêté du 11 décembre 2023 fixant la liste des projets d'approvisionnement en électricité reconnus comme projets d'intérêt public et le plafond de compensation des coûts.

- Mécanismes de solidarité : **1 211,3 M€**.

Les charges augmentent de **+ 546,0 M€ (+ 22 %)**, principalement en raison de la baisse prévisionnelle des recettes tarifaires liée à la forte baisse du mouvement de février 2025 (- 23 %). Cette baisse induit une hausse de 414,6 M€ des surcoûts de production et d'achat. Les coûts de production (+ 135,6 M€) augmentent également sous l'effet prépondérant de la hausse de la production de la biomasse solide de centrales thermiques (+ 46 %) et du développement des filières d'énergies renouvelables pilotables (+ 40 % de production), qui se substituent dans certains territoires aux moyens de production fossile pour satisfaire la demande en électricité croissante (de + 3 % en moyenne entre 2024 et 2026 et jusqu'à + 8 % à La Réunion).

Les charges prises en compte dans l'accise s'élèvent à **2 902,1 M€**.

Les charges affectées au budget, correspondant aux charges des collectivités territoriales de Saint-Martin et Saint-Barthélemy s'élèvent à **114,2 M€**.

**Tableau 38 : Synthèse de la prévision des charges en ZNI au titre de 2026, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux**

**Synthèse des charges de SPE en ZNI - hors dispositifs sociaux  
Prévision 2026**

en M€	EDF SEI		EDM	EWF	Autres acteurs	Total
	Accise	Budget	Accise	Accise	Accise	Accise/Budget
<b>Transition énergétique</b>	<b>1 757,0</b>	<b>13,8</b>	<b>23,1</b>	<b>1,42</b>	<b>9,6</b>	<b>1 805,0</b>
Surcoûts achats OA	452,8	4,8	9,3			466,8
Surcoûts achats GAG ENR	1 156,9	0,0		1,47		1 158,4
Surcoûts production FH ENR	2,9			-0,05		2,8
MDE	139,0	9,1	11,3		9,6	169,0
Stockage	5,4		2,5			8,0
Etudes ZNI identifiées dans PPE						0,0
<b>Mécanismes de solidarité</b>	<b>925,6</b>	<b>100,3</b>	<b>175,8</b>	<b>9,5</b>	<b>0,0</b>	<b>1 211,3</b>
Surcoûts achats GAG non ENR	572,6	34,5				607,0
Surcoûts production FH non ENR	330,8	65,9	175,8	9,5		582,0
Coûts des projets d'approvisionnement d'intérêt public	22,2					22,2

## 4. Soutien aux flexibilités décarbonées

### 4.1. 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 et des flexibilités décarbonées. 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* ».

### 4.2. Montant des charges prévisionnelles au titre de 2026

Au titre de l'année 2026, les charges prévisionnelles déclarées par RTE pour la mise en œuvre des contrats d'effacement et de flexibilités décarbonées s'élèvent à **148,8 M€**. Elles correspondent principalement à une estimation prévisionnelle du budget de contractualisation concernant l'année 2026 de l'appel d'offres « Flexibilités Décarbonées 2025 – T1 2026 » (86,9 M€).

## 5. Dispositifs sociaux

### 5.1. Charges liées aux dispositifs sociaux– électricité

#### 5.1.1. 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.

#### 5.1.2. 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 2024. En l'absence d'avancées réglementaires à date, la compensation est également prévue pour 2026.

Ainsi, seule EDF prévoit de supporter des charges liées au tarif de première nécessité en 2026, 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>47</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.).

#### 5.1.3. 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 foyers dont le revenu fiscal de référence est, compte tenu de la*

---

<sup>47</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.

*composition du foyer fiscal du titulaire du contrat de fourniture d'électricité du logement, inférieur à un plafond, d'acquitter tout ou partie du montant des dépenses d'énergie relatives à leur logement. »*

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, exprimées en euros, en temps réel. Le décret n° 2021-608 du 19 mai 2021<sup>48</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>49</sup>.

\* \* \*

Au titre de l'année 2026, des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux – électricité ont été déclarées :

- par EDF en France métropolitaine et en ZNI<sup>50</sup> ;
- par 69 entreprises locales de distribution et 11 fournisseurs alternatifs en France métropolitaine.

Les charges prévues par les opérateurs au titre de 2026 s'agissant des dispositifs sociaux – électricité en France métropolitaine et dans les ZNI s'élèvent à 35,3 M€, contre 35,2 M€ en 2025 (charges prévisionnelles) et 31,6 M€ en 2024 (charges constatées).

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

**Tableau 39 : Charges liées aux dispositifs sociaux prévues par les opérateurs au titre de 2026**

	Charges retenues au titre du FSL	Charges retenues au titre de la mise à disposition des données de consommation	Charges retenues au titre des dispositifs autres contre la précarité énergétique (TPN, chèque énergie)	2026 prévision	2024 constaté
	M€	M€	M€	M€	M€
<b>EDF</b>	<b>22,4</b>	<b>1,3</b>	<b>0,9</b>	<b>24,7</b>	<b>22,0</b>
EDF MC	21,9	1,3	0,8	24,1	21,4
EDF ZNI	0,5	0,0	0,1	0,6	0,6
<b>EDM</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>ELD</b>	<b>0,8</b>	<b>0,3</b>	<b>0,2</b>	<b>1,2</b>	<b>1,0</b>
<b>Autres fournisseurs</b>	<b>7,7</b>	<b>0,7</b>	<b>1,0</b>	<b>9,4</b>	<b>8,6</b>
<b>Total</b>	<b>30,9</b>	<b>2,3</b>	<b>2,2</b>	<b>35,3</b>	<b>31,6</b>

## 5.2. Charges liées aux dispositifs sociaux – gaz

De même qu'en électricité, en application de l'article R. 124-16 du code de l'énergie, les bénéficiaires du chèque énergie bénéficient de réductions portant sur les services liés à la fourniture, à savoir la gratuité de la mise en service et une réduction de 80 % sur les frais de déplacement pour impayés. Les

<sup>48</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>49</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>50</sup> EDM n'a déclaré aucune charge associée aux dispositifs sociaux au titre de 2026. De plus, les mécanismes ici décrits ne sont pas applicables à Wallis-et-Futuna.

coûts supportés par les fournisseurs à ce titre sont intégrés au périmètre des charges de service public de l'énergie.

En application de l'article L. 124-5 du code de l'énergie, les fournisseurs de gaz naturel doivent proposer à leurs clients bénéficiant 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<sup>51</sup>.

\* \* \*

Au titre de l'année 2026, des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux – gaz ont été déclarées par EDF, par 14 entreprises locales de distribution et par 6 fournisseurs alternatifs.

Le total des charges prévisionnelles au titre de 2026 s'élève à 1,5 M€. Les détails des charges par type d'opérateur sont indiqués dans le Tableau 40. Les détails par entreprise locale de distribution et par fournisseur autre sont indiqués dans le Tableau 42.

**Tableau 40 : Charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux – gaz au titre de 2026**

	Mise à disposition des données de consommation	Perte de recettes liée aux réductions sur les services pour les bénéficiaires du chèque énergie	Total à compenser au titre de 2026	Total à compenser au titre de 2024
	M€	M€	M€	M€
EDF	0,00	0,5	0,5	0,4
ELD	0,00	0,1	0,1	0,1
Autres fournisseurs	0,10	0,8	0,9	0,9
<b>Total</b>	<b>0,10</b>	<b>1,4</b>	<b>1,5</b>	<b>1,4</b>

### 5.3. Bilan des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux

Le total des charges prévisionnelles associées aux dispositifs sociaux électricité et gaz, au titre de 2026, s'élève ainsi à **36,8 M€** (dont **35,3 M€** en électricité et **1,5 M€** en gaz).

<sup>51</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.

## 6. Frais divers – Coûts liés à la conclusion et à la gestion des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en France métropolitaine (électricité et gaz)

En application des dispositions du 5° de l'article L. 121-7 et du 3°, 4° et 5° de l'article L. 121-36 du code de l'énergie, les règles relatives à la comptabilité appropriée, délibérées par la CRE le 13 février 2025<sup>52</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 (les entreprises locales de distribution et les autres fournisseurs de gaz naturel) de déclarer les coûts correspondants à la mise en œuvre de ces contrats qu'ils prévoient de supporter au titre de 2026.

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. Par ailleurs, les opérateurs ont déclaré des coûts correspondant au fonctionnement du périmètre d'équilibre pour les installations dont ils ont la gestion, ou, le cas échéant, des coûts de gestion facturés par des organismes tiers intégrant ces installations dans leur périmètre d'équilibre.

Les détails de charges par type d'opérateur sont présentés dans le **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**

**Tableau 41 : Charges liées aux frais de gestion supportées par les opérateurs au titre de 2026**

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	
Montant prévisionnel au titre de 2026	105,4	9,2	0,9	0,2	2,8	118,6
Montant prévisionnel mis à jour au titre de 2025	99,8	9,1	1,2	0,2	2,7	113,0
Montant retenu au titre de 2024	86,1	8,0	0,8	0,1	2,5	97,6

L'augmentation des charges liées à la gestion des contrats s'explique principalement par la forte augmentation du nombre de contrats soutenus.

Ces montants ont été retenus par la CRE dans le cadre de l'exercice d'évaluation des charges prévisionnelles au titre de 2026. Cela ne préjuge cependant pas des montants qui seront finalement retenus en tant que charges constatées au titre de 2026.

La CRE a appliqué les principes retenus dans sa délibération du 30 avril 2025<sup>53</sup> qui cadre la compensation des frais de gestions prévisionnels pour les entreprises locales de distribution, les organismes agréés et les fournisseurs de gaz naturel au titre de la mise en œuvre des dispositifs de soutien.

<sup>52</sup> Délibération de la CRE n°2025-51 du 13 février 2025 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>53</sup> Délibération de la CRE n°2025-114 du 30 avril 2025 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale

En particulier, s'agissant des postes de coûts pour lesquels la CRE a adopté un principe de plafonnement des frais, elle a compensé les montants déclarés par les opérateurs dans la limite des plafonds exposés dans sa délibération :

- s'agissant des opérateurs en électricité, ce plafonnement a été appliqué pour 24 ELD et 2 organismes agréés : la différence entre les frais de gestion déclarés par ces opérateurs et les frais de gestion plafonnés qui leur seront effectivement compensés est de 0,2 M€ ;
- s'agissant des acheteurs de biométhane, ce plafonnement a été appliqué à l'ensemble des opérateurs sauf 2 d'entre eux : la différence entre les frais de gestion déclarés par ces opérateurs et les frais de gestion plafonnés qui leur seront effectivement compensés est de 1,6 M€.

## 7. Détail des charges prévisionnelles au titre de 2026 pour les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE

Le Tableau 42 présente les détails des charges prévisionnelles au titre de 2026 pour les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE et les acheteurs en dernier recours<sup>54</sup>.

**Tableau 42 : Détails des charges prévisionnelles au titre de 2026 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE et acheteurs en dernier recours**

Nom opérateur	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat total				
	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
R.S.E. REGIE SERVICES ENERGIE AMBERIEUX	6 967	1 646 274	436 723	0	1 209 551		2 250	66 500	1 278 301
SICAE de l'Aisne	10 323	2 289 821	706 377	0	1 583 444		8 999	0	1 592 443
Énergie Développement Services du BRIANÇONNAIS	13 941	1 786 750	1 025 290	0	761 460		3 505	14 291	779 256
Régie Municipale d'Électricité ROQUEBILLIERE	42	18 945	4 865	0	14 080		0	0	14 080
Régie Communale d'Électricité GATTIÈRES	294	168 481	34 305	0	134 176		500	6 156	140 832
Régie Électrique DALOU	95	38 548	6 650	0	31 898		0	2 680	34 578
Régie municipale d'Électricité VARILHES	1 598	704 396	166 657	0	537 739		0	11 640	549 379
Régie Municipale d'Électricité VICDESSOS	36	15 497	2 671	0	12 826		0	2 131	14 957
Régie Municipale d'Électricité MAZÈRES	4 513	1 323 747	455 417	0	868 330		0	873	869 203
Régie Municipale d'Électricité ARIGNAC	423	124 149	39 975	0	84 174		0	4 006	88 180
Régie Électrique MERCUS GARRABET	28	11 359	3 736	0	7 623		0	2 851	10 474
Régie Municipale d'Électricité MERENS LES VALS	7	4 148	982	0	3 166		0	1 001	4 167
Régie municipale d'Électricité QUIÉ	11	3 265	1 442	0	1 823		0	1 444	3 266
Régie municipale d'Électricité TARASCON-SUR-ARIÈGE	5 575	608 404	514 041	0	94 362		0	3 256	97 619
Régie municipale d'Électricité SAVERDUN	8 568	1 899 658	796 910	0	1 102 748		0	9 439	1 112 187
Régie d'Électricité SAINT-QUIRC - CANTE - LISSAC - LABATUT	512	235 485	57 202	0	178 283		0	2 011	180 294
S.I.C.A.E. DE LA REGION DE PRECY SAINT-MARTIN	12 846	3 080 851	721 312	0	2 359 540		17	45 870	2 405 426
Energie Quillan Occitanie	4 218	548 120	432 775	0	115 345		1 809	9 869	127 022
S.I.V.O.M. LABERGEMENT SAINTE-MARIE	1 599	304 154	122 225	0	181 929		1 530	13 500	196 959
Régie SDED EROME-GERVANS	240	152 612	30 435	0	122 177		0	5 450	127 627
Société d'économie mixte locale DREUX - GEDIA	195	88 608	35 889	0	52 719	1 495 427	9 400	16 524	1 574 070
SYNELVA COLLECTIVITÉS	84 726	12 434 852	4 903 741	0	7 531 111		10 800	90 000	7 631 911

<sup>54</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.

# Délibération n°2025-180 – Annexe 1

10 juillet 2025

Nom opérateur	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat total				
	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
Régie Municipale d'Électricité CAZÈRES	1 407	407 784	127 739	0	280 044		0	0	280 044
Régie Municipale d'Électricité MARTRES TOLOSANE	178	47 518	12 855	0	34 663		0	0	34 663
Régie municipale d'Électricité MIRAMONT DE COMMINGES	339	74 062	23 340	0	50 722		0	4 777	55 499
Régie Municipale Multiservices de LA REOLE	60	30 063	6 820	0	23 243		0	0	23 243
Régie d'Électricité du Syndicat du SUD DE LA REOLE	10 097	2 421 545	531 409	2 083	1 888 053		0	58 180	1 946 233
Régie Municipale de Bazas Énergie	1 256	373 467	64 422	0	309 046		34 016	9 185	352 247
Régie Municipale d'Électricité GIGNAC	1 959	453 288	135 672	0	317 617		750	26 490	344 857
Régie Municipale d'Électricité CAZOULS LÈS BÉZIERS	1 554	287 593	173 835	0	113 758		180	25 543	139 481
Coopérative d'Électricité SAINT-MARTIN DE LONDRES	42 572	11 464 273	2 032 332	31 241	9 400 699		710	213 382	9 614 792
GAZ ÉLECTRICITÉ DE GRENOBLE	119 803	14 738 321	7 386 459	0	7 351 862		54 992	236 254	7 643 108
Régie Municipale d'Électricité SALINS LES BAINS	75	42 393	5 803	0	36 590		43	5 692	42 325
GASCOGNE ENERGIES SERVICES AIRE SUR L'ADOUR (ex Régies Municipales)	6 862	1 796 161	324 655	0	1 471 505			0	1 471 505
S.I.C.A.E. REGION DE PITHIVIERS	99 711	10 698 953	5 434 916	0	5 264 037		13 200	99 798	5 377 035
Régie Communale Électrique SAULNES	19	10 248	2 344	0	7 904		950	1 950	10 804
SAEML UEM USINE D'ELECTRICITE DE METZ	190 280	37 037 502	12 210 400	0	24 827 102		97 350	386 110	25 310 562
Régie Communale d'Électricité PIERREVILLERS	21	11 130	2 034	0	9 096		1 615	0	10 711
Régie Municipale d'Électricité ROMBAS	321	76 446	31 037	0	45 408		3 482	0	48 890
Régie Municipale d'Électricité CREUTZWALD	6 133	1 468 737	466 925	40 140	961 672		3 730	20 211	985 613
Régie Municipale de Distribution CLOUANGE	204	45 261	25 738	0	19 523		0	0	19 523
Régie d'Électricité BITCHE	82	42 020	6 980	0	35 040		1 293	1 490	37 823
Régie Communale d'Électricité SAINTE-MARIE AUX CHENES	87	26 673	13 226	0	13 448		529	23 100	37 077
Régie Municipale de Distribution d'Électricité de HAGONDANGE	102	34 194	7 204	0	26 990		4 235	3 000	34 224
Régie d'Électricité SCHOENECK	72	38 167	4 723	0	33 444		135	2 700	36 279
Régie Municipale d'Électricité AMNÉVILLE	439	107 530	40 922	0	66 608		5 590	0	72 198
Régie Municipale d'Électricité HOMBURG HAUT	64	22 114	6 261	0	15 853		2 290	2 801	20 944
Régie Municipale d'Électricité ENERGIS SAINT-AVOLD	6 185	1 158 724	848 227	0	310 497		6 348	0	316 845
R.M.E.T. TALANGE	535	91 708	49 508	0	42 200		565	10 715	53 480

# Délibération n°2025-180 – Annexe 1

10 juillet 2025

Nom opérateur	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat total				
	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
Régie Municipale d'Électricité et de Télédistribution MARANGE SILVANGE TERNEL	165	47 891	14 226	0	33 665		3 368	0	37 033
Régie Municipale d'Électricité MONTOIS LA MONTAGNE	37	17 305	4 930	0	12 375		2 536	0	14 911
SEM BEAUVOIS DISTRELEC	135	40 625	8 681	0	31 943		0	0	31 943
Régie Municipale d'Électricité LOOS	38	15 764	3 472	0	12 292		3 215	1 600	17 107
Régie Communale d'Électricité MONTATAIRE	228	54 211	24 134	0	30 077		39 203	8 083	77 362
S.I.C.A.E. OISE	189 804	22 552 083	11 140 365	0	11 411 718		27 000	304 671	11 743 389
Régie Municipale d'Électricité LARUNS	43	20 128	3 832	0	16 295		0	0	16 295
SIVOM d'Énergie du Pays Toy	6	1 454	377	0	1 077		1 350	0	2 427
Régie Électrique CAPVERN LES BAINS	71	21 224	6 974	0	14 250		300	0	14 550
Energies Services LANNEMEZAN	2 603	579 773	141 336	0	438 437		3 859	9 550	451 846
Régie Électrique LA CABANASSE	68	14 537	8 242	0	6 295		0	877	7 172
Régie Électrique Municipale PRATS DE MOLLO LA PRESTE	2 073	202 364	105 479	0	96 885		0	880	97 765
Régie Électrique Municipale SAINT-LAURENT DE CERDANS	46	16 350	8 588	0	7 763		300	0	8 063
GAZ DE BARR	441	96 576	70 616	0	25 961	1 786 631	4 733	21 855	1 839 180
UME	7 716	1 433 473	376 358	0	1 057 115		275	25 316	1 082 707
Régie Municipale d'Électricité de la ville de SARRE UNION	9 719	2 271 069	844 687	0	1 426 382		1 958	9 779	1 438 118
ES ENERGIES STRASBOURG	442 572	109 724 738	24 844 919	0	84 879 819	9 833 637	388 582	1 713 118	96 815 156
VIALIS	28 296	6 129 950	1 641 674	0	4 488 277		66 256	149 284	4 703 817
Coopérative de droit suisse ELEKTRA BIRSECK	4 359	1 629 656	208 564	0	1 421 092		5 304	78 022	1 504 419
SAEML HUNELEC Service de Distribution Public HUNELEC	219	114 419	12 011	0	102 408		270	3 642	106 320
SICAE EST	82 651	12 843 427	4 560 385	0	8 283 042		8 550	232 331	8 523 922
SOREA	34 156	3 683 691	1 876 703	0	1 806 987		10 900	0	1 817 887
Régie Électrique Communale AUSSOIS	15	4 815	1 728	0	3 087		0	360	3 447
Régie Électrique AVRIEUX	8	4 009	1 483	0	2 526		0	360	2 886
Régie Électrique VILLARODIN BOURGET	33	14 453	2 479	0	11 974		0	1 067	13 041
Syndicat d'Électricité SYNERGIE MAURIENNE	1 187	346 243	98 348	0	247 894		0	10 795	258 689
ARC ÉNERGIES MAURIENNE	1 780	311 786	100 591	0	211 195		0	10 861	222 056
Syndicat des Énergies Électriques de TARENTEISE	8 608	1 068 404	1 033 998	0	34 406		0	0	34 406
Énergies Haute Tarentaise	8 797	729 618	922 445	0	-192 826		1 430	4 215	-187 181
Régie Gaz Électricité de la Ville BONNEVILLE	5 942	653 350	754 311	0	-100 961		4 500	0	-96 461

# Délibération n°2025-180 – Annexe 1

10 juillet 2025

Nom opérateur	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat total				
	MWh	€	€	€	€	€	€	€	
Régie du Syndicat Intercommunal d'Énergies VALLÉE DE THÔNES	819	399 411	54 788	0	344 623		5 400	13 314	363 337
Régie Municipale Électrique LES HOUCHES	6 045	507 821	539 743	0	-31 923		1 800	3 818	-26 304
Régie Municipale d'Électricité SALLANCHES	10 550	1 402 126	1 233 792	0	168 334		6 750	26 040	201 124
ENERGIE ET SERVICES DE SEYSSEL (SAEML)	10 356	3 249 611	670 487	0	2 579 124		29 491	75 231	2 683 846
S.A.I.C. PERS LOISINGES	373	72 487	39 093	0	33 394		0	5 225	38 619
Régie d'Électricité d'Elbeuf	227	60 563	11 593	0	48 970		9 317	12 070	70 357
Régie Communale de Distribution d'Électricité MITRY MORY	113	59 297	8 379	0	50 918		6 567	2 530	60 015
S.I.C.A.E. E.L.Y. : RÉGION EURE & LOIR YVELINES	3 054	789 114	218 817	0	570 297		2 574	33 768	606 639
SEOLIS	795 330	90 261 074	40 977 722	106 835	49 176 517		164 149	2 156 356	51 497 022
S.I.C.A.E. de la SOMME et du CAMBRAISIS	425 737	44 345 634	23 852 335	0	20 493 299		8 100	641 265	21 142 664
GAZELEC DE PERONNE	40 172	3 799 369	2 241 425	0	1 557 945		6 790	4 449	1 569 183
Régie Communale d'Électricité MONTDIDIER	390	137 383	60 451	0	76 933		1 350	9 307	87 589
Régie Municipale d'Électricité SAINT-PAUL CAP DE JOUX	10	3 032	722	0	2 310		30	0	2 340
SICAE du CARMAUSIN	32 850	7 053 969	1 645 463	0	5 408 506		17 146	152 840	5 578 492
Régie Municipale d'Électricité et de Gaz Energie Services Occitans CARMAUX ENEO	4 464	926 674	217 420	0	709 254		39 354	51 696	800 304
EPIC ENERGIES SERVICES LAVAUR - Pays de Cocagne	16 244	2 977 042	1 194 061	0	1 782 982		8 385	0	1 791 367
Régie d'Électricité du Département de la Vienne SOREGIES	661 217	107 929 078	33 016 799	0	74 912 279		145 674	2 058 567	77 116 520
Régie Municipale Électrique SAINT-LÉONARD DE NOBLAT	881	89 465	70 242	0	19 223		742	1 500	21 465
Régie Municipale d'Électricité LA BRESSE	493	111 377	33 526	0	77 851		159	13 500	91 511
S.I.C.A.E. CANTONS DE LA FERTÉ-ALAIS & LIMITOPHES	2 708	523 936	188 861	0	335 075		247	10 066	345 387
Coopérative d'Électricité VILLIERS SUR MARNE	119	57 371	14 117	0	43 253		0	0	43 253
S.I.C.A.E. VALLEE DU SAUSSERON	268	65 663	18 200	0	47 463		2 968	4 520	54 950
AXPO Solutions AG	0	2 819 553	0	0	2 819 553			7 500	2 827 053
BCM ENERGY						5 410 159		25 690	5 435 849
TotalEnergies GPL	222 406	31 707 608	13 290 285	0	18 417 323			650 722	19 068 045
ILEK							3 840		3 840
VOLTERRES	17 041	2 845 442	1 062 170	0	1 783 272			103 919	1 887 191
ENRGIA ENERGIE CATALANE (LLUM)							4 050		4 050
MINT							74 691		74 691
COMPARELEC							4 911		4 911
TotalEnergies Electricité et Gaz France						6 403 345	3 653 475	19 103	10 075 923
ENARGIA							3 133		3 133

# Délibération n°2025-180 – Annexe 1

10 juillet 2025

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	€	€	€	€	€	€	€	€
ENERCOOP	33 523	4 257 140	1 841 426	0	2 415 714	1 140 509		164 666	3 720 889
CALEO						1 601 565	2 894	840	1 605 299
ENDESA ENERGIA SA						38 314 107		111 925	38 426 033
SAVE						308 180 912		629 328	308 810 239
ALSEN						6 737 261		29 360	
Gaz de Bordeaux						51 392 502	7 000	170 036	
SOCIETE EUROPEENNE DE GESTION DE L'ENERGIE						21 826 815		66 989	
GEDIA ENERGIES & SERVICES						17 685 842		41 760	17 727 602
Gaz de Paris							49 505		49 505
VATTENFALL ENERGIES						3 577 445		11 810	3 589 255
PICOTY							305		305
DYNEFF							311		311
Veolia Eau REGIONGAZ						3 883 427		18 252	3 901 679
GEG Source d'Energies							415 262		415 262
Total Energie Gaz (Tegaz)						25 130 840		84 029	25 214 869
SOCIETE VALMY DEFENSE 17 SVD 17						705 788 741	6 058 360	1 392 012	713 239 113
ENGIE							17		17
Joul	183	48 562	17 447	0	31 114	905 901	0	13 857	950 873
Nature Energy Green Sales A/S						15 803 753		3 583	15 807 336
OUI ENERGY							43 880		43 880
PLUM ENERGIE						597 031	62 070	10 734	669 835
PROVIRIDIS SAS						7 856 238		41 817	7 898 055
PROXELIA							540		540
REDEO ENERGIES SAS						53 956 750		184 950	54 141 700
ÉNERGIES DU SANTERRE							0		0
SELFEE	1 240	306 322	67 611	0	238 710			3 920	242 630
SPECIALTY OPERATIONS FRANCE						16 285 858		60 540	16 346 398
Terreal						889 713		4 704	894 417
Total Gas& Power limited						19 809 979		28 961	19 838 940
Union des producteurs locaux d'électricité	15 521	1 475 750	848 900	0	626 850			13 440	640 290
<b>TOTAL</b>	<b>3 781 324</b>	<b>583 419 260</b>	<b>212 733 220</b>	<b>180 299</b>	<b>370 505 740</b>	<b>1 326 294 388</b>	<b>11 685 937</b>	<b>13 198 045</b>	<b>1 721 684 110</b>