

DÉLIBÉRATION N°2024-139

Annexe 2

Mise à jour des charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de l'année 2024 (CP²⁴)

Cette annexe présente la mise à jour des charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de l'année 2024 par les différents opérateurs concernés ou la première prévision de ces charges pour ceux qui n'avaient pas pu la réaliser auparavant. Les charges initialement prévues au titre de 2024 ont été évaluées lors de la délibération annuelle précédente de la CRE en juillet 2023¹.

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 2024 et notamment à partir des dernières données de prix de marché de gros de l'électricité et du gaz.

La notion des zones non interconnectées (ZNI) au réseau électrique de la métropole continentale couvre les territoires suivants : Corse, Martinique, Guadeloupe, La Réunion, Guyane, Mayotte, Wallis-et-Futuna, Saint-Pierre-et-Miquelon, Saint-Martin, Saint-Barthélemy, les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant, de Sein et l'île anglo-normande de Chausey. Les collectivités territoriales autonomes de Polynésie française et de Nouvelle-Calédonie ne sont pas assimilées aux ZNI.

Cette annexe ne porte pas sur les charges liées aux mesures exceptionnelles de protection des consommateurs (boucliers tarifaires et amortisseurs). Les charges de service public de l'énergie au titre de 2024 associées sont détaillées au sein de l'annexe 8 de la présente délibération.

Opérateurs ayant déclaré la mise à jour de leurs charges de service public de l'énergie au titre de 2024

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

- S'agissant du soutien aux énergies renouvelables électriques, à la cogénération gaz naturel et aux autres moyens thermiques en métropole continentale (section 1) : EDF Obligation d'achat, les entreprises locales de distribution (ELD), les organismes agréés et l'acheteur en dernier recours². 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)³ 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, 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 à l'effacement de consommation d'électricité (section 4).

¹ Annexe 1 de la délibération de la CRE n°2023-200 du 13 juillet 2023 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2024 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023, modifiée par la délibération n°2023-293 du 21 septembre 2023.

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

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

- 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 la prévision des charges mise à jour au titre de l'année 2024 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 mises à jour au titre de 2024 est évalué à **6 646,5 M€**. Pour rappel, il s'agit du montant hors charges liées aux mesures exceptionnelles de protection des consommateurs (boucliers tarifaires et amortisseurs), dont le détail est donné dans l'annexe 8 de la présente délibération.

Le détail de la répartition par action budgétaire et par type d'opérateur est fourni dans le Tableau 1.

La comparaison de ce montant avec les charges constatées au titre de 2023 et prévues initialement au titre de 2024 est fournie dans le Tableau 2.

Tableau 1 : Mise à jour des charges de service public de l'énergie prévues au titre de 2024

en M€	EDF	EDM	EEWF	Autres acteurs ZNI	RTE	Acheteur en dernier recours	ELD	Autres fournisseurs dont organismes agréés	Charges au titre de 2024
Soutien ENR électrique en métropole	2 242,3					0,0	268,8	13,5	2 524,6
Eolien terrestre	-305,0					0,0	49,1	5,1	-250,8
Eolien en mer	241,5					0,0	0,0	0,0	241,5
Photovoltaïque	2 011,0					0,0	170,2	5,8	2 187,0
Bio-énergies	343,3					0,0	42,3	0,0	385,6
Autres énergies	-48,5					0,0	7,2	2,6	-38,7
Injection biométhane	0,0					0,0	42,6	1 019,1	1 061,8
Soutien en ZNI ⁽¹⁾	2 251,0	163,0	8,7	3,1					2 425,8
Transition énergétique	1 142,7	18,0	0,25	3,1					1 164,0
Mécanismes de solidarité	1 108,3	145,0	8,5						1 261,8
Cogénération et autres moyens thermiques	261,7					0,0	30,9	7,2	299,7
Effacement					198,7				198,7
Dispositifs sociaux ⁽²⁾	27,8	0,0					1,1	12,5	41,4
Compensation FSL	20,5	0,0					0,7	7,0	28,2
Afficheur déporté	4,9						0,2	1,1	6,2
Autres	2,3	0,0					0,3	4,4	7,0
Frais divers	84,3					0,0	7,8	2,4	94,5
Frais de gestion	84,3					0,0	7,8	2,4	94,5
	4 866,9	163,0	8,7	3,1	198,7	0,0	351,2	1 054,8	6 646,5

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

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

Tableau 2 : Évolution des charges de service public de l'énergie prévisionnelles mises à jour au titre de 2024 par rapport aux charges constatées au titre de 2023 et initialement prévues au titre de 2024

en M€	Mise à jour de la prévision 2024	Prévision initiale pour 2024	Evolution 2024 reprév - 2024 prév		Charges constatées au titre de 2023	Evolution 2024 reprév - 2023	
			en M€	en %		en M€	en %
Soutien ENR électrique en métropole	2 524,6	-2 682,6	5 207,2	194%	-3 994,9	6 519,5	163%
Eolien terrestre	-250,8	-2 963,2	2 712,4	92%	-3 422,6	3 171,8	93%
Eolien en mer	241,5	-35,6	277,1	779%	-36,4	277,9	763%
Photovoltaïque	2 187,0	591,1	1 595,9	270%	-156,1	2 343,1	1501%
Bio-énergies	385,6	6,8	378,8	5581%	0,8	384,8	48312%
Autres énergies	-38,7	-281,7	243,0	86%	-380,5	341,8	90%
Injection biométhane	1 061,8	875,8	186,0	21%	787,6	274,2	35%
Soutien en ZNI	2 425,8	2 206,1	219,7	10%	2 429,2	-3,4	0%
Transition énergétique	1 164,0	1 040,1	123,8	12%	846,4	317,6	38%
Mécanismes de solidarité	1 261,8	1 166,0	95,8	8%	1 582,8	-321,0	-20%
Cogénération et autres moyens thermiques	299,7	107,8	191,9	178%	-252,3	552,0	219%
Effacement	198,7	63,0	135,7	215%	14,4	184,3	1283%
Dispositifs sociaux	41,4	44,9	-3,5	-8%	37,5	3,8	10%
Compensation FSL	28,2	26,7	1,5	6%	26,1	2,1	8%
Afficheur déporté	6,2	11,7	-5,5	-47%	4,1	2,1	51%
Autres	7,0	6,5	0,5	7%	7,3	-0,3	-4%
Frais divers	94,5	92,0	2,5	3%	85,0	9,6	11%
Frais de gestion	94,5	92,0	2,5	3%	85,0	9,6	11%
	6 646,5	707,1	5 939,4	840%	-893,5	7 540,0	844%

Évolution par rapport aux charges constatées au titre de 2023

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie mises à jour au titre de 2024 est en hausse de 7 540,0 M€ par rapport à celui constaté en 2023.

Les principales explications de cette évolution sont les suivantes :

- la hausse des charges liées aux énergies renouvelables électriques en métropole continentale, de 6 519,5 M€ (+ 163 %). Elle s'explique essentiellement par la baisse de la valorisation des volumes soutenus, du fait de la baisse des prix de gros de l'énergie depuis début 2023 ; le coût évité unitaire moyen diminue de 218,9 €/MWh en 2023 à 124,4 €/MWh en 2024. L'augmentation des volumes soutenus (+ 7 %) accentue également cette hausse.
- l'augmentation de 274,2 M€ des charges liées à l'achat de biométhane injecté, qui résulte de l'effet combiné des prévisions de mises en service d'un nombre croissant d'installations, et donc de l'augmentation importante de la quantité de gaz injecté (+ 2,5 TWh, soit une augmentation de + 28 %), et de la hausse du coût d'achat unitaire, à la suite de la modification de l'indexation des tarifs d'achats introduite par l'arrêté tarifaire du 10 juin 2023⁴. Cette hausse est accentuée par la baisse du coût évité du gaz prévisionnel 2024 par rapport à 2023 (baisse prévisionnelle de - 6,3 €/MWh entre 2023 et 2024).
- la hausse des charges liées à la cogénération au gaz naturel en métropole continentale à hauteur de 552,0 M€, sous le même effet que pour les charges liées aux énergies renouvelables électriques. Cette augmentation est modérée par la diminution du coût d'achat unitaire en raison de la baisse des prix de gros du gaz prévisionnels (diminution de 38,5 €/MWh en 2023 à 32,2 €/MWh en 2024).
- la stabilité des charges en ZNI (- 3,4 M€). Cette stabilité relative résulte notamment de l'augmentation des recettes de vente liée à la hausse des tarifs réglementés de vente (TRV) intervenue en août 2023 – niveau qui s'applique sur toute l'année 2024 – (+ 160,7 M€), compensée principalement par l'augmentation des coûts d'achats (+ 123,6 M€) principalement due aux conversions de centrales thermiques à la biomasse solide et aux bioliquides à La Réunion et au développement des autres filières renouvelables. Un transfert de charges est ainsi observé de la sous-action Mécanismes de solidarité (- 321,0 M€) à la sous-action Transition énergétique (+ 317,6 M€).

* * *

Évolution par rapport aux charges initialement prévues au titre de 2024

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie mises à jour au titre de 2024 est supérieur de 5 939,4 M€ par rapport à celui prévu en juillet 2023⁵.

Les principales explications de cette évolution sont les suivantes :

- la hausse des charges liées aux énergies renouvelables électriques en métropole continentale, de 5 207,2 M€ (+ 194 %). Elle s'explique essentiellement par la baisse des références de prix de marché considérées : pour l'obligation d'achat, le coût évité unitaire moyen passe de 191,0 €/MWh à 124,4 €/MWh, soit - 86,52 €/MWh en moyenne. Cette hausse est accentuée également par une légère augmentation du volume soutenu prévisionnel (+4 %).
- la hausse des prévisions de charges liées à l'obligation d'achat de biométhane injecté à hauteur de 186,0 M€ (+ 21 %), principalement en raison de la baisse importante des prix de gros du gaz prévisionnels, de - 15,7 €/MWh en moyenne. Cet effet est modéré par la prévision de décalages de mises en service de plusieurs installations (- 836,8 GWh PCS sur l'année).
- la hausse des charges liées à la cogénération au gaz naturel en métropole continentale à hauteur de 191,9 M€ (+ 178 %) sous le même effet que pour les charges liées aux énergies

⁴ Arrêté du 10 juin 2023 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

⁵ Annexe 1 de la délibération de la CRE n° 2023-200 du 13 juillet 2023 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2024 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023, modifiée par la délibération n°2023-293 du 21 septembre 2023

renouvelables électriques. Cette hausse est cependant modérée par la baisse du coût d'achat unitaire en raison de la baisse des prix de gros du gaz prévisionnels (- 15,7 €/MWh comme précisé précédemment)

- la hausse des charges dans les ZNI (+ 219,7 M€) qui est principalement due à une révision à la baisse des recettes tarifaires anticipées sur 2024 par les opérateurs (- 196,6 M€), en lien avec l'accalmie observée sur le marché électrique européen et à l'évolution du TRV constaté en février 2024.

SOMMAIRE

Synthèse	3
1. Soutien aux énergies renouvelables électriques, à la cogénération au gaz naturel et aux autres moyens thermiques en métropole continentale	8
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 métropole continentale.....	8
1.2. Mise à jour des surcoûts d'achat prévisionnels pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés au titre de 2024.....	18
1.3. Bilan	22
2. Soutien à l'injection de biométhane	22
2.1. Mise à jour des coûts d'achat prévisionnels au titre de 2024	23
2.2. Mise à jour des coûts évités prévisionnels au titre de 2024.....	23
2.3. Mise à jour des surcoûts d'achat prévisionnels au titre de 2024	24
2.4. Mise à jour de la valorisation prévisionnelle des garanties d'origine au titre de 2024.....	24
2.5. Mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2024.....	25
3. Soutien en ZNI	26
3.1. Surcoûts de production supportés par les opérateurs historiques dans les zones non interconnectées.....	28
3.2. Surcoûts liés aux contrats d'achat d'électricité dans les zones non interconnectées	34
3.3. Surcoûts liés aux contrats de stockage dans les zones non interconnectées	38
3.4. Charges liées aux actions de MDE dans les zones non interconnectées	40
3.5. Coûts liés aux études mentionnées dans les PPE	43
3.6. Coûts des projets d'approvisionnement reconnus d'intérêt public	43
3.7. Synthèse de la mise à jour des charges en ZNI au titre de 2024.....	43
4. Soutien aux effacements	44
4.1. Contexte juridique.....	44
4.2. Montant des charges prévisionnelles au titre de 2024	44
5. Dispositifs sociaux	44
5.1. Charges liées aux dispositifs sociaux – électricité	44
5.2. Charges liées aux dispositifs sociaux – gaz.....	47

5.3. Bilan des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux.....	48
6. Frais divers - Coûts liés à la conclusion et à la gestion des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en métropole continentale (électricité et gaz)	48
7. Détails de la mise à jour des charges de service public prévisionnelles au titre de 2024 pour les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEWf, RTE	50

1. Soutien aux énergies renouvelables électriques, à la cogénération au gaz naturel et aux autres moyens thermiques en métropole continentale

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

En application des dispositions de l'article L. 121-24 du code de l'énergie, la valeur des garanties de capacité acquises dans ce cadre est déduite des charges de service public et le montant des éventuelles pénalités 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 métropole continentale

1.1.1. Evolution du parc de production soutenu

Les perspectives d'évolution des quantités achetées et des montants versés aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables et de cogénération au gaz naturel sont présentées, quel que soit leur mode de soutien (obligation d'achat ou complément de rémunération). Le développement, depuis plusieurs années, des installations de plus grande puissance sous le régime du complément de rémunération implique une stagnation voire une régression du parc sous obligation d'achat en raison de l'arrivée à échéance des contrats les plus anciens⁶. Cependant, l'essor des installations photovoltaïques sur bâtiments soutenues en obligation d'achat désormais via l'arrêté tarifaire du 6 octobre 2021 (guichet ouvert)⁷, ainsi que les mises en service progressives des parcs éoliens en mer lauréats des 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. Le parc de production soutenu n'inclut pas les unités de production renouvelables qui vendent directement sur le marché.

En outre, dans un contexte de crise des prix de gros, la CRE a constaté dans le cadre des précédents exercices d'évaluation des charges, en 2022 et 2023, que de nombreux producteurs ont choisi de résilier leur contrat d'achat ou de complément de rémunération avant sa date d'échéance pour bénéficier d'opportunités de marché. Au total, sur le périmètre d'EDF (qui comprend l'intégralité des installations sous complément de rémunération), 5,0 GW (vision à fin mai 2024 transmise par EDF) d'installations ont demandé à résilier de manière anticipée leur contrat d'achat ou de complément de rémunération à compter d'octobre 2021 et d'octobre 2024. Pour la grande majorité de ces installations (84 %), la prise d'effet de la résiliation est intervenue courant 2022. Sous l'effet conjugué de (i) la baisse progressive des prix de gros intervenue à partir de fin 2022 après une période marquée par des prix particulièrement élevés et (ii) la mise en place d'une mesure de taxation des rentes inframarginales par la loi de finances pour 2023⁸, prolongée par la loi de finances pour 2024⁹, ce phénomène a connu un fort ralentissement avec 0,6 GW de résiliations en 2023 (dates de prise d'effet) et 0,2 GW en 2024 à date.

EDF n'a ainsi pas retenu d'hypothèse concernant de potentielles futures résiliations anticipées supplémentaires de contrats de soutien dans l'établissement de la mise à jour de sa prévision au titre de 2024.

⁶ La CRE précise que les installations sortant des dispositifs de soutien 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.

⁷ 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.

⁸ LOI n° 2022-1726 du 30 décembre 2022 de finances pour 2023.

⁹ LOI n° 2023-1322 du 29 décembre 2023 de finances pour 2024.

Ainsi, la quantité prévisionnelle d'énergie soutenue en 2024 s'élève à **69,7** TWh : elle est en augmentation par rapport à 2023 (+ 4,8 TWh soit + 7 %), tout comme par rapport à la prévision initiale au titre de 2024 réalisée lors du précédent exercice (+ 2,9 TWh soit + 4 %). La puissance des installations soutenues s'élèverait quant à elle à 41,9 GW en 2024. Au même titre que la production du parc, elle augmente entre 2023 et 2024, de 7 GW soit + 20 %, et s'établit à un niveau plus élevé de 3,2 GW (+ 8 %) par rapport à la prévision initiale.

Tableau 3 : Puissance prévisionnelle des installations soutenues au titre de 2024 et énergie prévisionnelle produite par ces installations au périmètre d'EDF en métropole (volumes cumulés des installations bénéficiant de l'obligation d'achat et du complément de rémunération)

		Total	Cogénération au gaz naturel	CCG	Hydraulique	Eolien à terre	Eolien en mer	Incinération	Biogaz	Biomasse	PV	Autres
Energie soutenue (TWh)	2023	65,0	5,5	-	2,9	32,8	1,7	0,3	2,2	2,5	16,9	0,1
	2024 (initiale)	66,8	4,9	-	2,7	29,8	4,7	0,2	2,3	2,3	19,7	0,2
	2024 (mise à jour)	69,7	4,9	-	2,7	32,3	3,7	0,2	2,3	2,4	21,1	0,2
Puissance soutenue (GW)	2023	34,9	2,3	0,4	1,0	14,0	0,7	0,1	0,4	0,5	15,3	0,1
	2024 (initiale)	38,7	1,8	0,4	1,0	13,9	1,5	0,0	0,4	0,6	18,9	0,1
	2024 (mise à jour)	41,9	1,7	0,4	1,0	15,6	1,5	0,0	0,4	0,5	20,6	0,1

La puissance du **parc éolien terrestre** soutenu augmente de 1,6 GW entre 2023 et 2024 (+ 11 %) pour atteindre 15,6 GW. Une hausse similaire est observée par rapport à la prévision initiale au titre de 2024. La hausse par rapport à la prévision initiale s'explique notamment par le fait que les porteurs de projet renoncent désormais à bénéficier de la mesure d'urgence, introduite en 2022, permettant de reporter la prise d'effet de leur contrat de complément de rémunération afin de vendre leur production sur le marché de l'électricité sur une période donnée (il se peut également que cette période soit arrivée à son terme pour certaines installations). Il convient de noter que si la filière éolienne terrestre représente 37 % de la puissance prévisionnelle du parc en 2024 (en seconde position derrière le photovoltaïque qui représente 49 % de la puissance prévisionnelle du parc soutenu en 2024), elle représente toujours la part la plus importante (46 % contre 30 % pour la filière photovoltaïque) de l'énergie soutenue (32,3 TWh sur **69,7** TWh au total).

La puissance du **parc éolien en mer** au titre de 2024 s'établirait au double du niveau constaté en 2023 (+ 750 MW) du fait principalement des mises en service des parcs de Saint-Brieuc et Fécamp en 2024, mais à un niveau légèrement plus faible que prévu initialement (- 47 MW). Cela porte ainsi la production du parc éolien en mer global soutenu à 3,7 TWh, contre 4,7 TWh initialement prévus (il convient de noter que les profils de production de la filière, dont la production a pu être observée sur l'année 2023, ont notamment été revus à la baisse par EDF) - pour 2024 contre 1,7 TWh en 2023.

Le **parc photovoltaïque** soutenu connaît une nette accélération dans son développement entre 2023 et 2024 (+ 35 %) et pourrait représenter 20,6 GW en 2024, un niveau supérieur à la prévision initiale (+ 1,7 GW, soit + 9 %). En particulier, EDF prévoit une hausse des mises en service pour les contrats d'achat s'inscrivant dans le cadre de l'arrêté tarifaire du 6 octobre 2021 susmentionné, en cohérence avec la hausse du rythme des demandes de contrats et des conventions de raccordement signées observée depuis 2021. De même, la fin de l'effectivité de la mesure d'urgence évoquée ci-dessus a également des effets sur la puissance du parc photovoltaïque soutenu. *In fine*, l'énergie produite par ce parc progresse fortement et pourrait s'élever à 21,1 TWh en 2024 (+ 4,2 TWh par rapport à 2023).

La **filière de la cogénération au gaz naturel** devrait décroître entre 2023 et 2024, de 561 MW (- 24 %) en puissance pour atteindre 1,7 GW en 2024 et de 0,6 TWh (- 10 %) en énergie pour une production anticipée de 4,9 TWh. Les prévisions mises à jour restent similaires aux chiffres initialement prévus lors du dernier exercice. Sans mises en service prévues à compter de 2024 à la suite de l'abrogation du soutien à la filière¹⁰, le parc devrait continuer de décroître avec les arrivées à échéance naturelle des contrats existants.

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

Le **parc hydraulique** soutenu représenterait une puissance installée d'environ 956 MW fin 2024 – une puissance similaire à celle prévue initialement lors de l'exercice mené en 2023 – en baisse par rapport à 2023 (- 84 MW, soit - 8 %). En conséquence, la production prévisionnelle s'établit à 2,7 TWh, un niveau inférieur de 0,2 TWh (- 8 %) à la production constatée en 2023.

La puissance de la **filière biomasse** devrait s'élever à 546 MW en 2024, en hausse par rapport à 2023 de + 7 %. Il convient de noter que cette prévision ne tient pas compte d'un éventuel retour de l'unité Provence 4 Biomasse située à Gardanne dans le parc soutenu au périmètre d'EDF OA¹¹. S'agissant de l'énergie produite, elle diminue de - 4 % pour s'établir à 2,4 TWh.

La **filière biogaz** devrait légèrement croître entre 2023 et 2024, de + 2 % en puissance et en production, pour atteindre une puissance installée de 399 MW et une production d'énergie de 2,3 TWh. Cette relative stabilité traduit un flux de mises en service équivalent aux arrivées à échéances des contrats en cours.

La **filière incinération d'ordures ménagères** poursuit sa forte décroissance, qui l'amène à représenter une puissance marginale en 2024 (24 MW, soit - 72 % par rapport à 2023, à la suite d'une baisse de - 74 % entre 2022 et 2023) en raison de l'arrivée à échéance des contrats en cours et de l'absence de mécanisme de soutien pour d'éventuelles nouvelles installations. L'énergie produite diminue également en conséquence pour atteindre 160 GWh en 2024.

Les autres filières (**gaz de mines, géothermie, achat des surplus aux ELD**) sont plus marginales et représenteraient une production prévisionnelle de 176 GWh en 2024.

1.1.2. Surcoûts liés aux contrats d'achat

Les surcoûts d'achat prévus pour 2024 sont engendrés par les 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^{er} 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 »).

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

La mise à jour de la prévision des quantités achetées en 2024 est établie par EDF à partir des montants constatés au titre de 2023 et au cours des mois de janvier à mars 2024, ainsi que des évolutions prévues pour le reste de l'année 2024. Comme indiqué en introduction, la CRE n'a pas modifié ces nouvelles prévisions.

¹⁰ Le décret n° 2020-1079 du 21 août 2020 a supprimé l'éligibilité au complément de rémunération et à l'obligation d'achat pour les installations de cogénération d'électricité et de chaleur valorisée à partir de gaz naturel.

¹¹ L'article 229 de la loi n° 2023-1322 du 29 décembre 2023 de finances pour 2024 permet en effet aux producteurs d'électricité lauréats de l'appel d'offres n° 2010/S 143-220129 ayant résilié, durant la période comprise entre le 1^{er} juillet 2022 et le 31 décembre 2022, un contrat conclu en application de l'article 8 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité ou en application de l'article L. 311-10 du code de l'énergie de solliciter au ministre chargé de l'énergie le retrait de cette résiliation.

Les quantités d'électricité et les coûts d'achat prévisionnels déclarés par EDF en métropole continentale au titre de l'année 2024 sont présentés dans le Tableau 4.

Tableau 4 : Mise à jour des quantités d'électricité sous obligation d'achat et coûts d'achat prévus par EDF au titre de 2024

	Cogénération gaz	Hydraulique	Eolien à terre	Eolien en mer	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	Autres*	TOTAL
Janvier	1 089,4	284,8	1 940,7	221,2	13,3	189,4	147,4	569,9	13,8	4 470,0
Février	1 011,8	255,0	2 032,6	329,6	13,5	184,1	158,0	938,0	13,8	4 936,5
Mars	900,5	265,1	1 883,3	276,2	13,9	193,3	154,9	1 335,7	15,2	5 038,0
Avril	46,7	268,2	1 466,5	302,4	11,8	185,8	167,7	1 685,9	13,6	4 148,6
Mai	21,9	291,9	1 375,5	331,6	13,5	188,0	190,3	1 975,5	16,0	4 404,2
Juin	16,6	233,0	728,5	173,6	11,4	179,7	162,6	1 964,8	12,4	3 482,5
Juillet	18,1	152,4	1 026,4	239,2	14,6	186,9	166,6	2 114,3	13,9	3 932,4
Août	18,0	112,1	957,0	231,9	12,5	184,7	164,6	1 929,3	14,5	3 624,5
Septembre	25,7	95,3	859,3	215,2	15,2	180,2	169,9	1 567,4	13,0	3 141,1
Octobre	37,9	114,5	1 514,5	378,8	11,7	193,5	164,9	1 175,4	15,7	3 607,0
Novembre	755,4	196,3	1 808,3	435,5	13,0	183,9	163,7	666,8	18,3	4 241,2
Décembre	908,8	287,8	2 131,4	521,7	15,0	194,6	176,5	513,3	16,3	4 765,4
Quantités (GWh)	4 850,7	2 556,3	17 724,1	3 656,8	159,5	2 244,0	1 987,2	16 436,2	176,5	49 791,3
Prévision initiale pour 2024 (GWh)	4 849,9	2 630,2	17 706,6	4 653,7	223,5	2 227,5	1 742,3	15 366,2	220,9	49 620,9
Quantités en 2023 (GWh)	5 439,6	2 864,3	21 293,1	1 723,8	253,7	2 216,5	2 344,6	12 836,6	149,4	49 121,6
Coût d'achat (M€)	952,0	282,2	1 766,1	696,3	11,4	481,1	362,1	3 823,8	16,4	8 391,3
Prévision initiale pour 2024 (M€)	1 203,1	293,8	1 785,3	874,5	15,8	470,5	306,2	3 750,9	20,6	8 720,6
Coût d'achat en 2023 (M€)	1 275,2	304,2	2 060,9	316,8	16,6	465,9	416,5	3 382,7	14,2	8 253,0
Coût d'achat unitaire (€/MWh)	196,3	110,4	99,6	190,4	71,6	214,4	182,2	232,6	92,8	168,5
Prévision initiale pour 2024 (€/MWh)	248,1	111,7	100,8	187,9	70,5	211,2	175,8	244,1	93,0	175,7
Coût d'achat unitaire en 2023 (€/MWh)	234,4	106,2	96,8	183,8	65,5	210,2	177,7	263,5	95,2	168,0

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

La mise à jour de la prévision au titre de 2024 réalisée par EDF aboutit à un volume total prévisionnel de **49,8 TWh** de production soutenue par le mécanisme d'obligation d'achat en 2024 (en très légère hausse par rapport à la prévision initiale au titre de 2024 : + 0,3 %), pour un coût d'achat de **8 391,3 M€** (en légère baisse par rapport à la prévision initiale au titre de 2024 : - 4 %).

Par ailleurs, la quantité prévisionnelle soutenue par obligation d'achat en 2024 est en augmentation par rapport au constaté au titre de 2023 (+ 0,7 TWh, soit + 1,4 %), sous l'effet de deux évolutions contraires :

- (i) d'une part, les filières de l'éolien en mer, avec en particulier la mise en service des parcs de Fécamp et Saint-Brieuc, et du solaire, avec une dynamique de développement conséquente dans le cadre de l'arrêté tarifaire du 6 octobre 2021, amènent une hausse de **5,5 TWh** des volumes soutenus (l'éolien en mer porte 35 % de cette hausse et le solaire 64 %) ;
- (ii) d'autre part, la plupart des autres filières, dont les nouvelles installations (lorsqu'elles font l'objet d'un soutien) sont majoritairement soutenues via le régime du complément de rémunération, portent une baisse de la production soutenue de 4,9 TWh ;

En particulier, le parc éolien terrestre en obligation d'achat connaît une forte décroissance : la puissance installée des installations éoliennes diminue de - 1,1 GW pour s'établir à 8,0 GW en 2024, une décroissance qui devrait se poursuivre les années suivantes pour la raison (ii) évoquée ci-dessus. La diminution de l'énergie éolienne terrestre soutenue via le régime de l'obligation d'achat entre 2023 et 2024, de - 3,6 TWh, porte 73 % de l'évolution à la baisse de la production des filières sous obligation d'achat (4,9 TWh comme mentionné ci-dessus).

Le coût d'achat prévisionnel total au titre de 2024 connaît une augmentation de **138 M€ (+ 1,7 %)**, par rapport à 2023. Cette hausse d'un niveau équivalent à celui de l'énergie soutenue (+ 1,4 %) traduit une relative stabilité du coût d'achat unitaire entre 2023 et 2024 (+ 0,3 %). Cette stabilité à l'échelle du parc sous obligation d'achat s'explique par les baisses des coûts d'achats unitaires des filières de la cogénération au gaz naturel – dont le tarif de soutien est partiellement indexé sur les prix de marché de gros du gaz qui sont en baisse – et photovoltaïque – dont la part des nouvelles installations ayant un tarif plus bas grandit – qui viennent compenser les hausses des tarifs de soutien de toutes les autres filières, du fait de l'indexation des contrats de soutien dans un contexte inflationniste.

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 métropole continentale sont évalués « *par référence aux prix de marché de l'électricité* ».

Cas général

La méthodologie d'évaluation du coût évité prévisionnel au titre de l'année en cours pour EDF en métropole continentale est détaillée dans la délibération méthodologique de la CRE du 25 janvier 2024¹². Une distinction est faite entre le coût évité par la production dite quasi certaine et celui évité par la production dite aléatoire :

- Le coût évité par la production quasi certaine est calculé en fonction des ventes à terme réalisées par EDF dans le cadre des appels d'offres qu'elle organise et des prix de marché à terme. La production quasi certaine est composée d'une part d'un ruban de base, produit et acheté toute l'année, et d'autre part de trois blocs supplémentaires, correspondant aux surplus de production hivernaux du premier trimestre et des mois de novembre et décembre.
- Le coût évité par la production aléatoire est calculé :
 - o pour les 5 premiers mois de l'année 2024, par application du profil de production observé sur ces 5 mois du parc sous obligation d'achat au périmètre d'EDF aux prix spot constatés ;
 - o pour les 7 derniers mois de l'année 2024, par application du profil de production prévisionnel déterminé sur des données historiques aux prix de marché à terme suivants :
 - cotation du produit M6 pour le mois de juin ;
 - cotations des produits Q3 et Q4 auxquelles sont appliqués des coefficients mensuels correspondants à la moyenne, depuis 2002, des rapports du prix du mois sur le prix du trimestre correspondant (poids moyen du mois dans le trimestre) pour les mois de juillet à décembre.

Ce profilage, introduit pour la première fois dans le cadre de l'exercice en cours conformément à la délibération du 25 janvier 2024 précitée, est évalué de manière à refléter la déformation du prix de marché qui serait capturé par le profil de production particulier du parc sous obligation d'achat, mais aussi la qualité de prévision historiquement observée pour le parc sous obligation d'achat. Il permet ainsi désormais d'intégrer directement dans l'indice de prix retenu les surcoûts liés à l'imprévisibilité du parc et aux achats sur le marché spot. Ces deux termes ne font donc pas l'objet d'un calcul séparé dans les parties suivantes, comme dans les délibérations des années précédentes.

Au titre de 2024, le coût évité global pour l'énergie produite s'élève ainsi à **6 194,7 M€**, contre 9 475,2 M€ prévus lors du précédent exercice, et 10 753,1 M€ au titre de 2023.

Coût évité par la production quasi certaine

La puissance quasi certaine retenue pour l'année 2024, définie dans les délibérations de la CRE du 15 décembre 2022¹³ et du 14 décembre 2023¹⁴ est indiquée dans le Tableau 5.

¹² Délibération de la CRE n°2024-20 du 25 janvier 2024 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

¹³ Délibération de la CRE n°2022-359 du 15 décembre 2022 relative aux valeurs de la puissance équivalente quasi certaine nécessaires pour le calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale.

¹⁴ 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.

Tableau 5 : Puissance quasi certaine retenue au titre de 2024

	Puissance quasi certaine (MW)
Ruban de base	2 100
Surplus de production du premier trimestre	2 500
Surplus de production novembre	1 900
Surplus de production décembre	1 900

Il s'agit de la troisième année où les effets de la modification méthodologique introduite par la délibération de la CRE du 28 novembre 2019¹⁵ sont visibles. Le foisonnement interfilières au sein du périmètre d'équilibre d'EDF OA est pris en compte pour déterminer la puissance quasi certaine, désormais calculée avec une cible de dépassement de la puissance produite par l'ensemble du parc soutenu sur 10 % des pas de temps.

Afin de tenir cet objectif, la CRE a, dans sa délibération du 15 décembre 2022 précitée :

- modifié le niveau du ruban de base 2024 en cours de vente ;
- rehaussé la cible de dépassement précitée.

Ces modifications devaient permettre de tenir compte du phénomène massif de résiliations anticipées de contrats d'achat, qui ont eu des répercussions sur les filières de manière non uniforme (principalement l'éolien et l'hydraulique), modifiant ainsi le profil de production du parc.

En application de la délibération méthodologique du 25 janvier 2024 susmentionnée, le coût évité pour les produits des blocs correspondant à la production quasi certaine est calculé en fonction :

- des ventes effectivement réalisées le cas échéant par EDF ;
- de la moyenne des cotations EEX constatées sur la seconde quinzaine de mai 2024 pour les ventes à effectuer à compter de cette date.

Le coût évité du produit « ruban de base » est ainsi obtenu à partir des ventes réalisées par EDF entre le 1^{er} janvier 2022 et le 31 décembre 2023. Le coût évité du produit « Q1 » a été obtenu à partir des ventes réalisées par EDF entre le 1^{er} janvier 2023 et le 31 décembre 2023. Le coût évité par les blocs des mois M11 et M12 est calculé selon les références de marché retenues pour l'évaluation du coût évité mensuel par la part aléatoire, soit sur la moyenne des cotations EEX observées sur la seconde quinzaine de mai 2024 pour le produit « Q4 ». Les références de coût évité finalement retenues pour chaque bloc de puissance quasi certaine sont indiquées dans le Tableau 6.

Tableau 6 : Prix de valorisation des volumes quasi certains retenus au titre de 2024, en €/MWh

Ruban	1^{er} trimestre (Q1)	Novembre (M11)	Décembre (M12)
197,77	229,25	100,26	97,78

Ainsi, le coût évité par la production quasi certaine, correspondant à 26,6 TWh, est de **5 151,5 M€**. A titre de comparaison, en 2023, la production quasi certaine correspondait à 32,7 TWh, valorisés à 9 374,9 M€.

Coût évité par la production aléatoire

Le coût évité par la part aléatoire est évalué à partir des prix spot, des cotations des prix du produit M6 2024 et des cotations des prix des produits Q3 2024 et Q4 2024, auxquelles sont appliqués des facteurs fondés sur des données historiques, de manière à établir une référence mensuelle.

Ces références de marché, représentant l'estimation des prix spot moyens prévisionnels, se voient ensuite appliquer un coefficient permettant de définir le prix court terme prévisionnel capturé par le parc sous obligation d'achat. Pour cela, la CRE considère, pour chaque mois, le ratio historique entre le prix court-terme capturé par le parc sous obligation d'achat et le prix spot moyen. Dans l'objectif d'une meilleure prise en compte des modifications récentes observées sur le profil de production du parc – en particulier au printemps 2024 – la CRE retient dans son calcul un historique de trois ans au lieu des cinq ans prévus dans sa délibération méthodologique du 25 janvier 2024 précitée.

Le coût évité par la production aléatoire au titre de 2024 s'élève à **1 043,2 M€**. Ce montant est détaillé au pas mensuel dans le Tableau 7 ci-dessous avec les références de prix de marché, les prix court-terme prévisionnels et les quantités retenues.

Tableau 7 : Calcul du coût évité aléatoire au titre de 2024

Mois	Référence mensuelle	Prix court-terme prévisionnel	Quantité aléatoire	Coût évité
	(€/MWh)	(€/MWh)	(GWh)	(M€)
Janvier	76,59	48,72	1 047,6	51,0
Février	58,37	50,58	1 845,3	93,3
Mars	53,59	32,67	1 615,6	52,8
Avril	28,23	9,77	2 636,6	25,8
Mai	27,17	14,78	2 841,8	42,0
Juin	37,92	33,70	1 970,5	66,4
Juillet	58,46	51,00	2 370,0	120,9
Août	55,33	45,75	2 062,1	94,3
Septembre	65,44	56,56	1 629,1	92,1
Octobre	96,75	78,36	2 044,6	160,2
Novembre	100,26	85,93	1 361,2	117,0
Décembre	97,78	71,13	1 789,4	127,3
Total 2024	59,0	44,9	23 214	1043,2

1.1.2.3. Coût évité lié aux garanties de capacité

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

Dans sa délibération méthodologique du 25 janvier 2024¹⁶, 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 2024, la CRE considère que les enchères tenues par EPEX Spot porteront sur les années de livraison (« AL ») 2021, 2023, 2024, 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. Le mécanisme de capacité est en cours de refonte et aucune enchère en 2024 n'est prévue pour des garanties de capacité portant sur une période de livraison postérieure au 31 mars 2026.

Le coût évité prévisionnel lié aux garanties de capacité au titre de 2024 porte ainsi sur la valorisation qui peut être faite, lors de ces enchères, des garanties de capacité obtenues par EDF OA pour les AL susmentionnées.

¹⁶ Délibération de la CRE du 25 janvier 2024 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 mises à jour au titre de 2024, EDF OA a déclaré à la CRE sa meilleure estimation des niveaux de capacité certifiés pour les AL 2024 à 2026 ainsi que les volumes déjà vendus et destinés à être vendus aux enchères qui se tiennent en 2024 pour ces AL. Ces niveaux sont présentés dans le Tableau 8.

Tableau 8 : Volume prévisionnel de garanties de capacité pour les enchères organisées en 2024

	AL 2021	AL 2023	AL 2024	AL 2025	AL 2026
Garanties de capacité (MW)	0	5,0	95,6	2 015,3	1 902,5

Dans la mesure où les rééquilibrages pour l'AL 2021 étaient autorisés jusqu'au 30 septembre 2022 et qu'EDF OA a pu valoriser l'intégralité des garanties de capacité associées à la capacité certifiée (NCC), aucune vente n'est prévue pour l'enchère en 2024 portant sur l'AL 2021.

Par ailleurs, EDF OA dispose encore de 31,0 MW de garanties de capacité relative à l'AL 2022 sur son compte au registre des garanties de capacité. En effet, les résiliations anticipées de contrats d'obligation d'achat ont entraîné un retard conséquent sur les rééquilibrages d'EDF OA. Les garanties de capacité relatives au rééquilibrage relatif à l'état du parc au 31 décembre 2022 (comprenant notamment la certification du parc éolien en mer de Saint-Nazaire) ont été réceptionnées par EDF OA que postérieurement à l'enchère du 21 septembre 2023 portant sur l'AL 2022. La CRE considère que ces garanties de capacité pourront être valorisées en gré à gré en 2024.

S'agissant de l'AL 2023, EDF OA dispose encore de 5,0 MW de garanties de capacité sur son compte au registre des garanties de capacité qui pourront être valorisées lors de l'enchère unique organisée en 2024 pour l'AL 2023.

S'agissant de l'AL 2024, EDF OA anticipe des rééquilibrages à la hausse de 96,0 MW courant 2024, notamment du fait de nouveaux contrats qui prendront effet en cours d'année.

S'agissant des AL 2025 et 2026, les volumes retenus prennent en compte les contraintes d'offres¹⁷ auxquelles est soumis EDF OA, car la capacité certifiée totale liée à son périmètre de certification est supérieure à 3 GW pour chacune des AL. Les règles du mécanisme de capacité imposent dans ce cas d'offrir à la vente, via les enchères organisées par EPEX Spot, un volume minimal de garanties de capacité chaque année en amont de l'AL concernée. Ainsi, pour l'AL 2025, de premières enchères ayant eu lieu en 2023, la moitié du volume de garanties de capacité obtenu par EDF OA pour cette AL a été déjà été valorisée en 2023. L'autre moitié du volume de garanties de capacité obtenu par EDF OA pour cette AL devrait ainsi être valorisée en 2024. S'agissant de l'AL 2026, la moitié des capacités certifiées devra être valorisée en 2024.

En application de la délibération de la CRE du 25 janvier 2024 susmentionnée, la valorisation des garanties de capacité pour les AL 2022 à 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 précédente¹⁸ soit :

- pour l'AL 2022, 26 864,3 €/MW ;
- pour l'AL 2023, 46 188,6 €/MW ;
- pour l'AL 2024, 27 093,8 €/MW ;
- pour l'AL 2025, 19 975,5 €/MW ;
- pour l'AL 2026, 15 538,1€/MW.

Le coût évité total prévisionnel « capacité » retenu pour EDF au titre de 2024 est ainsi de **73,5 M€**. Sa répartition entre les filières est présentée dans le Tableau 9.

¹⁷ Cf. section 11.1.3 des règles du mécanisme de capacité en vigueur.

¹⁸ La dernière enchère prise en compte est celle du 25 avril 2024.

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

	Coût évité prévisionnel par les garanties de capacité au titre de 2024 (M€)
Cogénération au gaz naturel	21,6
Hydraulique	9,5
Eolien à terre	18,3
Eolien en mer	6,0
Incinération	0,3
Biogaz	5,3
Biomasse	8,4
Photovoltaïque	3,8
Autres	0,2
Total	73,5

1.1.2.4. Coût total évité à EDF par les contrats d'achat au titre de 2024

Le coût total évité à EDF par les contrats d'achat en métropole en 2024 est évalué à **6 268,1 M€** (5 151,5 M€ de coût évité « énergie » par la production quasi-certaine + **1 043,2 M€** de coût évité « énergie » par la production aléatoire + 73,5 M€ de coût évité « capacité »).

1.1.2.5. Surcoûts liés aux contrats d'achat pour EDF au titre de 2024

Les surcoûts liés aux contrats d'achat en métropole continentale qu'EDF prévoit de gérer dans son périmètre en 2024 s'élèvent à **2 123,2 M€** (8 391,3 M€ de coût d'achat – **6 268,1 M€** de coût évité). Ces surcoûts redeviennent ainsi positifs (- 2 603,8 M€ au titre de 2023).

L'année 2024 marque ainsi la première année d'augmentation des charges liées à l'obligation d'achat au périmètre d'EDF depuis le début de la crise, du fait très majoritairement de la baisse du coût évité « énergie » unitaire moyen, de 218,9 €/MWh à 124,4 €/MWh entre 2023 et 2024.

Il convient par ailleurs de noter que le surcoût au titre de 2024 vient s'établir à un niveau significativement supérieur à la prévision réalisée lors du précédent exercice (**- 794,1 M€**), soit une hausse de **2 917,3 M€**, conséquence également de la baisse des prix de gros de l'énergie conduisant ainsi à une diminution du coût évité de **- 3 246,6 M€** qui n'est pas compensée par la baisse de coût d'achat dont l'ampleur est bien moindre (**- 329,3 M€**).

1.1.3. Complément de rémunération

1.1.3.1. Principe du complément de rémunération

Le dispositif de complément de rémunération est défini aux articles L. 314-18 à L. 314-27 du code de l'énergie. Ces dispositions prévoient que les producteurs d'électricité à partir d'énergie renouvelable commercialisent leur énergie directement sur les marchés. Une prime est versée au producteur – ou reversée par ce dernier dans le cas où le montant de la prime est négatif. Elle correspond à l'écart entre la rémunération tirée de cette vente et un niveau de rémunération de référence fixé, selon le type d'installations :

- dans le cadre d'un arrêté tarifaire ;
- ou dans le cadre d'une procédure de mise en concurrence.

La prime est versée ou perçue par EDF qui supporte en conséquence les charges de service public correspondantes.

Cette prime consiste en une prime proportionnelle à l'électricité produite, de laquelle peut être déduite la valorisation des garanties de capacité, et à laquelle peut être ajoutée une prime de gestion, selon les formules prévues par les différents dispositifs de soutien :

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

La prime à l'énergie peut être qualifiée de prime variable, dans la mesure où son montant s'ajuste pour correspondre à la différence entre un niveau de tarif de référence T_e (défini par arrêté tarifaire ou demandé par le producteur dans le cadre d'une procédure concurrentielle) et un revenu marché de référence M_0 . Elle garantit ainsi aux producteurs un niveau de rémunération sur le long terme proche du tarif de référence tout en les intégrant aux marchés de gros.

Les dispositions de la loi ont été précisées par voie réglementaire¹⁹.

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

1.1.3.2. Complément de rémunération négatif et déplafonnement

Par construction, la prime à l'énergie devient négative lorsque le niveau du tarif de référence T_e est inférieur au revenu marché de référence M_0 . À la suite de la crise des prix de gros, lors de laquelle le prix de référence mensuel M_0 ²⁰ a atteint 492 €/MWh en août 2022, les prix ont baissé fin 2022-début 2023 : le prix de référence mensuel M_0 était ainsi de 134 €/MWh en janvier 2023. Les prix de gros ont ensuite continué à diminuer progressivement tout au long de l'année 2023, pour s'établir à 71 €/MWh en décembre 2023.

Un plafonnement des montants de primes reversés par les producteurs à EDF, lorsqu'ils excédaient les montants totaux perçus depuis le début du contrat au titre du complément de rémunération, était prévu dans la plupart des contrats de complément de rémunération²¹. L'article 230 de la loi de finances pour 2024²² a depuis introduit le déplafonnement, sans mécanisme de prix seuil, de l'ensemble des contrats de complément de rémunération à compter du 1^{er} janvier 2022, jusqu'à leur échéance. Les prévisions de charges au titre de 2024 prennent en compte, en application de cet article, un déplafonnement intégral des contrats.

A noter que lors du précédent exercice de calcul des charges en 2023, le déplafonnement des contrats de complément de rémunération était prévu par l'article 38 de la loi de finances rectificative pour 2022²³, dans la limite d'un mécanisme de prix seuil défini par un arrêté conjoint des ministres chargés de l'énergie et du budget. Cet arrêté ayant été publié le 28 décembre 2022, EDF OA n'a pas été en mesure de régulariser la situation des producteurs anciennement plafonnés dès 2022 et a donc émis les avoirs de rattrapage correspondant aux sommes issues du déplafonnement en mars 2023.

¹⁹ Voir notamment :

- Décret n°2016-691 du 28 mai 2016 définissant les listes et les caractéristiques des installations mentionnées aux articles L. 314-1, L. 314- 2, L. 314-18, L. 314-19 et L.314-21 du code de l'énergie ;
- Décret n°2016-682 du 27 mai 2016 relatif à l'obligation d'achat et au complément de rémunération prévus aux articles L. 314-1 et L. 314- 18 du code de l'énergie et complétant les dispositions du même code relatives aux appels d'offres et à la compensation des charges de service public de l'électricité.

²⁰ Le prix de référence M_0 est la moyenne mensuelle des prix spot positifs ou nuls. Les valeurs de M_0 exposées sont celles du M_0 non pondéré. Une pondération par filière de production est opérée en pratique dans la plupart des contrats de complément de rémunération.

²¹ Ce plafonnement était prévu par l'article R. 314-49 du code de l'énergie pour les arrêtés tarifaires et a été supprimé pour les nouveaux contrats par le décret n° 2021-1691 du 17 décembre 2021. Il était également prévu dans les cahiers des charges des premières périodes des appels d'offres dits « CRE4 » mais a été supprimé progressivement.

²² Loi n° 2023-1322 du 29 décembre 2023 de finances pour 2024.

²³ Article 38 de la loi n° 2022-1157 du 16 août 2022 de finances rectificative pour 2022. Par sa décision n° 2023-1065 QPC du 26 octobre 2023, le Conseil constitutionnel a conclu à la non-conformité totale de l'article 38 de la loi n°2022-1157 du 16 août 2022 de finances rectificative pour 2022 instituant un déplafonnement partiel, à compter du 1^{er} janvier 2022, des montants dus à l'État au titre des contrats offrant un complément de rémunération.

Afin de tenir compte de cette difficulté de recouvrement constatée à l'époque par EDF OA, la CRE avait intégré 75 % de ces sommes (qui représentaient au total un montant de 1,7 Mds€) aux charges au titre de 2023 et 25 % de ces sommes aux charges au titre de 2024. La prévision initiale au titre de 2024 présentée ci-dessous tient donc compte de ce montant, de 436,1 M€.

1.1.3.3. Mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2024

EDF a mis à jour sa prévision du volume d'installations susceptibles de bénéficier d'un contrat de complément de rémunération au cours de l'année 2024 et des charges en résultant. EDF estime que toutes les filières seront concernées. La mise à jour de la prévision est détaillée dans le Tableau 10 et mise en regard de la prévision initiale au titre de 2024. Le calcul du montant de la prime est fondé sur des hypothèses relatives aux prix de marché similaires à celles utilisées pour l'évaluation du coût évité de la part aléatoire de l'obligation d'achat (cf. paragraphe 1.1.2.2).

Tableau 10 : Mise à jour de la prévision relative au complément de rémunération au titre de 2024

Prévision	Puissance installée en fin d'année 2024 (MW)		Energie produite (GWh)		Charges (M€)	
	Mise à jour	Initiale	Mise à jour	Initiale	Mise à jour	Initiale
Biogaz	6	12	43	71	5,8	1,4
Biomasse	120	150	395	564	25,8	-16,7
CCG	422	422	0	0	45,7	59,0
Cogénération gaz	24	29	75	81	2,9	-7,7
Eolien terrestre	7529	5845	14619	12056	211,6	-1245,8
Géothermie	0	12	0	17	0,0	3,1
Hydraulique	51	47	127	98	6,4	-4,8
Photovoltaïque	4612	5063	4679	4331	82,5	-544,3
TOTAL	12764	11580	19937	17219	381	-1756

La puissance installée devrait être supérieure à celle prévue initialement (+10 % entre la prévision initiale et la prévision révisée). Cette hausse s'explique notamment par le fait que les porteurs de projet renoncent désormais à bénéficier de la mesure d'urgence, introduite en 2022, permettant de reporter le début de leur contrat de complément de rémunération pour vendre leur production sur le marché de l'électricité pendant une certaine période (il se peut également que cette période soit arrivée à son terme pour certaines installations). L'énergie produite est aussi revue à la hausse (+16 %).

Les charges prévisionnelles supportées par EDF résultant des contrats de complément de rémunération en 2024 s'élèvent à **380,8 M€**. Ce montant est très supérieur (+ 2,1 Md€) à la prévision initiale lors de la délibération du 13 juillet 2023, qui s'établissait à - 1 755,8 M€ (à noter cependant que la moindre charge de - 436,1 M€ provenait du rattrapage des avoirs de complément de rémunération au titre de 2022).

1.2. Mise à jour des surcoûts d'achat prévisionnels pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés au titre de 2024

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

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

22 entreprises locales de distribution ont transmis une mise à jour de leurs prévisions de charges au titre de 2024. Aucune d'entre elles n'a annoncé des surplus de production dus à l'obligation d'achat et revendus à EDF (volumes cédés à EDF au titre de contrats dits « RS41 »²⁴).

²⁴ Contrats mis en place pour l'achat de surplus tel que prévu à l'article L. 314-5 du code de l'énergie.

Pour rappel, 106 entreprises locales de distribution avaient déclaré des prévisions de charges relatives aux contrats d'achats gérés au titre de l'année 2024 lors de l'exercice mené en 2023. Parmi elles, 2 avaient déclaré des surplus de production dus à l'obligation d'achat et revendus à EDF.

Par ailleurs, depuis le 1^{er} janvier 2017, les organismes agréés mentionnés à l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie, ont la possibilité de récupérer la gestion de contrats d'obligation d'achat en métropole continentale. Ce transfert de contrat depuis un acheteur obligé « historique » (EDF ou une entreprise locale de distribution) vers l'organisme agréé est réalisé à la demande du producteur. Pour rappel, 6 organismes agréés avaient déclaré, lors de l'exercice mené en 2023, des prévisions de charges au titre de 2024. Seul l'un d'entre eux a transmis une mise à jour des prévisions de charges au titre de 2024 lors du présent exercice. Un nouvel organisme a aussi déclaré des charges au titre de 2024 pour la première fois.

Pour les opérateurs n'ayant pas transmis de mise à jour de leur déclaration, les éléments de la prévision initiale au titre de 2024 relatifs aux volumes et aux coûts d'achat prévisionnels sont repris (les calculs de coûts évités sont cependant mis à jour, cf. parties suivantes).

Les volumes et les coûts d'achat prévisionnels corrigés des surplus retenus pour la mise à jour des charges prévisionnelles au titre des 2024 s'élèvent respectivement à 3,5 TWh et à **550,9 M€**, soit une augmentation de respectivement 8,5 % et 2,8 % par rapport à la prévision initiale (3,2 TWh et 535,8 M€).

1.2.2. Coûts évités liés à l'énergie produite

En application de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, les coûts évités « énergie » pour les entreprises locales de distribution sont calculés par référence :

- aux tarifs de cession pour le volume d'achat se substituant aux quantités d'électricité acquises à ces tarifs ;
- aux prix de marché de l'électricité pour le volume restant.

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

Le démarrage de la première année de livraison du mécanisme de capacité au 1^{er} janvier 2017 a rendu possible la modification des modes d'approvisionnement des entreprises locales de distribution. Afin de bénéficier des garanties de capacité liées aux tarifs de cession, celles-ci peuvent décider d'approvisionner leurs clients aux tarifs règlementés de vente exclusivement à partir du tarif de cession. Dans ce cas, une part importante de la production sous obligation d'achat peut permettre d'approvisionner les clients en « offre de marché » ou, compte tenu des volumes correspondants, être vendue sur le marché *spot*.

Lorsque les entreprises locales de distribution ont choisi de vendre sur les marchés de gros l'électricité issue de l'obligation d'achat, cette activité peut soit être réalisée directement par l'opérateur soit être assurée par un tiers. Le coût évité « énergie » correspondant est calculé en référence aux prix de marché, comme définis dans la délibération méthodologique de la CRE du 25 janvier 2024²⁵.

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

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

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

²⁵ Délibération de la CRE n°2024-20 du 25 janvier 2024 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

La méthodologie de calcul des coûts évités « énergie » pour l'ensemble des opérateurs est définie par la CRE dans sa délibération du 25 janvier 2024 précitée. En application de celle-ci, les prix de marché²⁶ 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. Ces prix sont détaillés dans le Tableau 11.

Tableau 11 : Prix de marché de référence mensuels et pondérés pour le calcul de la mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2024

Mois	Prix mensuel	Prix pondéré éolien	Prix pondéré photovoltaïque
	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)
Janvier	76,59	67,13	75,10
Février	58,37	55,53	55,94
Mars	53,59	47,47	42,78
Avril	28,23	19,57	18,56
Mai	27,17	25,77	25,23
Juin	37,92	35,90	37,91
Juillet	58,46	55,51	59,12
Août	55,33	51,13	55,05
Septembre	65,44	62,28	65,84
Octobre	96,75	88,15	98,05
Novembre	100,26	92,89	104,24
Décembre	97,78	85,02	109,70

Parmi les 22 entreprises locales de distribution ayant mis à jour leurs charges liées aux contrats d'achat :

- 5 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 ;
- 17 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.

Pour les opérateurs n'ayant pas effectué de mise à jour de leurs charges prévisionnelles, les dernières données déclarées lors de la prévision initiale pour 2024 avaient permis d'établir un coût évité « énergie » prévisionnel (en fonction du mode d'approvisionnement pour les ELD) :

- pour la part du coût évité « énergie » prévisionnel calculé en référence aux tarifs de cession, le montant de ce coût évité « énergie » est repris ;
- pour la part du coût évité « énergie » prévisionnel calculé en référence aux prix de marché, le montant de ce coût évité est recalculé en actualisant les références de prix de marché avec les prix détaillés dans le Tableau 11, conformément à la méthodologie établie dans la délibération de la CRE du 25 janvier 2024.

Au total le coût évité « énergie » est évalué à **224,5 M€** au titre de la mise à jour de la prévision 2024, soit une diminution de – 59,2 % par rapport à la prévision initiale (550,7 M€).

²⁶ Moyennes mensuelles des prix spots.

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 25 janvier 2024 précitée est appliquée aux entreprises locales de distribution et aux organismes agréés.

Le calcul du coût évité au titre de 2024 prend désormais en compte un mode de valorisation des garanties de capacité uniquement sur les enchères organisées l'année précédant l'année de livraison. Ainsi, seule la valorisation des garanties de capacité relatives à l'année de livraison 2025 est prise en compte au titre de 2024, s'agissant des années de livraison futures. Pour les 6 opérateurs ayant valorisé en 2023 des garanties de capacité relatives à l'année de livraison 2025, seule la valorisation des garanties restantes est prise en compte au titre de 2024 (soit 6/9^e du niveau total de capacité certifié pour l'année de livraison 2025). Par ailleurs, la valorisation éventuelle de garanties de capacité relatives aux années de livraison précédentes est également prise en compte si des rééquilibrages ont été déclarés.

Dans le cadre de la mise à jour de leur déclaration prévisionnelle au titre de 2024, 18 opérateurs ont déclaré à la CRE leur meilleure estimation à date des volumes destinés à être vendus aux enchères qui se tiennent en 2024 pour les différentes années de livraisons concernées.

Tableau 12 : Volume prévisionnel de garanties de capacité de l'ensemble des entreprises locales de distribution et des organismes agréés pour les enchères organisées en 2024

Volume prévisionnel de garanties de capacité pouvant être valorisées en 2024 (MW)	AL 2023	AL 2024	AL 2025
	19,6	20,0	214,8

Au total, 254,4 MW de garanties de capacité ont été pris en compte pour la mise à jour des charges prévisionnelles des opérateurs concernés, contre 267,3 MW initialement.

En application de la délibération de la CRE du 25 janvier 2024, les volumes de garanties de capacité relatives aux années de livraison 2023, 2024 et 2025 sont valorisés, pour le calcul du coût évité prévisionnel, à la moyenne des prix des enchères qui ont eu lieu pour ces années de livraison²⁷, soit :

- pour l'année de livraison 2023, 46 188,63 €/MW ;
- pour l'année de livraison 2024, 27 093,81 €/MW ;
- pour l'année de livraison 2025, 19 975,52 €/MW.

Au total, le coût évité lié aux garanties de capacité pour les entreprises locales de distribution et les organismes agréés ayant mis à jour leurs charges prévisionnelles est évalué à 3,7 M€ au titre de l'année 2024. En ajoutant les prévisions initiales des autres opérateurs, le coût évité total lié aux garanties de capacité s'élève à **6,1 M€** pour la mise à jour de la prévision au titre de 2024.

1.2.4. Surcoûts d'achat

Les surcoûts prévisionnels retenus au titre de l'obligation d'achat s'élèvent ainsi en 2024, pour 3,5 TWh de volume d'achat, à **320,4 M€** (550,9 M€ - 224,5 M€ - 6,1 M€), soit une augmentation de 345,3 M€ par rapport aux charges initialement prévues au titre de 2024 (- 24,9 M€). Cette augmentation est principalement due à la baisse des références de prix de marché, entraînant une baisse du coût évité prévisionnel.

Les évolutions suivantes par filière sont constatées :

- une production photovoltaïque de 888 GWh pour un surcoût de 176,0 M€ (contre 830 GWh et 89,4 M€ pour la prévision initiale) ;

²⁷ La dernière enchère prise en compte est celle du 25 avril 2024.

- une production éolienne terrestre de 1 749 GWh pour un surcoût de 54,2 M€ (contre 1 533 GWh et -117,5 M€ pour la prévision initiale) ;
- une production des centrales de cogénération au gaz naturel de 288 GWh pour un surcoût de 38,0 M€ (contre 298 GWh et 9,2 M€ pour la prévision initiale) ;
- une production des autres filières de 572 GWh pour un surcoût de 52,1 M€ (contre 563 GWh et – 6,1 M€ pour la prévision initiale).

Les principaux éléments de calcul des surcoûts d'achat par opérateur sont indiqués dans le Tableau 43.

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 mises à jour résultant des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en métropole continentale au titre de 2024 s'élèvent à **2 824,3 M€**.

Elles sont détaillées 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 43.

Tableau 13 : Bilan des charges liées aux contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en métropole continentale au titre de 2024, réparties par action budgétaire

en M€		EDF Obligation d'achat	EDF Complément de rémunération	ELD	Organismes agréés	Total 2024	
Action 1	Eolien terrestre	-516,6	211,6	49,1	5,1	-250,8	2 524,6
	Eolien en mer	241,5	0,0	0,0	0,0	241,5	
	Solaire	1 928,5	82,5	170,2	5,8	2 187,0	
	Bio-énergies	311,6	31,6	42,3	0,0	385,6	
	Autres énergies	-54,9	6,4	7,2	2,6	-38,7	
Action 4	Cogénération et autres énergies thermiques	213,1	48,6	30,9	7,2	299,7	299,7
Total		2 123,2	380,8	299,6	20,7	2 824,3	

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 2020²⁸. Cet arrêté a limité l'octroi du soutien par guichet ouvert aux installations de capacité maximale de production inférieure à 300 Nm³/h. L'arrêté du 23 novembre 2020 a été ensuite abrogé par l'arrêté du 13 décembre 2021²⁹ 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 2023³⁰, qui a notamment modifié les conditions d'indexation des tarifs d'achat.

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

Conformément à l'article R. 121-30 du code de l'énergie, les fournisseurs de gaz peuvent transmettre à la CRE leur mise à jour de volumes et de coûts d'achat de biométhane au titre de l'année 2024. Pour

²⁸ 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 Nm³/h et situées en métropole continentale.

²⁹ Arrêté du 13 décembre 2021 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

³⁰ Arrêté du 10 juin 2023 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

les opérateurs n'effectuant pas de mise à jour de leurs charges, la CRE considère la prévision initiale des volumes et des coûts d'achat. Les coûts évités sont recalculés pour tenir compte des hypothèses plus récentes de prix de gros du gaz.

23 fournisseurs de gaz ont mis à jour leur déclaration de charges prévisionnelles parmi les 24 opérateurs ayant déclaré des charges prévisionnelles au titre de 2024 l'an passé. De plus, 2 nouveaux opérateurs ont déclaré des charges prévisionnelles au titre de l'année 2024.

2.1. Mise à jour des coûts d'achat prévisionnels au titre de 2024

Le Tableau 14 détaille, dans le cadre de la prévision initiale au titre de 2024 et de sa mise à jour, le nombre d'installations injectant du biométhane, le volume global de biométhane acheté par les fournisseurs et le coût d'achat global. Il convient de noter que le nombre prévisionnel d'installations injectant du biométhane et soutenues en 2024 dans la mise à jour de la prévision est inférieur à celui de la prévision initiale, probablement en raison d'un décalage de la mise en service de certaines installations.

Tableau 14 : Comparaison de la prévision initiale au titre de 2024 et de sa mise à jour relativement au nombre d'installations soutenues injectant du biométhane, au volume global de biométhane acheté et au coût d'achat global

	Prévision initiale au titre de 2024	Mise à jour de la prévision au titre de 2024
Nombre d'installations	807	736
Quantité (GWh PCS)	12 354	11 517
Coût d'achat (M€)	1 492,8	1 459,9

Le coût d'achat unitaire prévisionnel moyen pour l'année 2024 est de 126,8 €/MWh, en augmentation de + 5 % par rapport à la prévision initiale au titre de 2024 (120,8 €/MWh), notamment en raison de l'augmentation des tarifs d'achat du biométhane, en conséquence de l'entrée en vigueur de l'arrêté tarifaire du 10 juin 2023 introduisant une nouvelle formule d'indexation du tarif d'achat, dont devraient bénéficier 87% des contrats³¹.

2.2. Mise à jour des coûts évités prévisionnels au titre de 2024

Conformément à la délibération méthodologique de la CRE du 25 janvier 2024³², 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.

Le coût évité pour l'année 2024 est calculé à partir des informations sur les prix de marché disponibles au 31 mai 2024.

³¹ Peuvent bénéficier de ces nouvelles conditions d'indexation les contrats d'achat soumis à l'arrêté du 10 juin 2023, ainsi que les contrats existants soumis aux précédents arrêtés tarifaires et ayant signé des avenants en application des articles 15, 16 et 17 de l'arrêté précité afin de remplacer les dispositions relatives à l'indexation des tarifs.

³² Délibération de la CRE n°2024-20 du 25 janvier 2024 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 2024, en €/MWh

Année 2024	Cotation	Poids du mois par rapport au semestre	Prix de référence
Janvier	28,51	-	28,51
Février	24,97	-	24,97
Mars	26,42	-	26,42
Avril	28,63	-	28,63
Mai	31,34	-	31,34
Juin	32,91	-	32,91
Juillet	33,64	0,937	31,53
Août	33,64	1,047	35,22
Septembre	33,64	1,016	34,18
Octobre	36,82	0,902	33,21
Novembre	36,82	0,966	35,57
Décembre	36,82	1,132	41,66

Le prix de marché prévisionnel retenu est en moyenne de 32,0 €/MWh sur l'année 2024 et est en baisse de – 15,8 €/MWh par rapport au prix moyen retenu lors de la prévision initiale réalisée l'an passé.

Le coût évité total prévisionnel au titre de 2024 s'élève à **371,0 M€**.

2.3. Mise à jour des surcoûts d'achat prévisionnels au titre de 2024

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

Les surcoûts prévisionnels d'achat du biométhane s'élèvent donc à **1 088,8 M€** (1 459,9 M€ – 371,0 M€) au titre de 2024.

L'écart entre les surcoûts d'achat prévisionnels au titre de 2024 calculés en 2023 (900,3 M€) et cette mise à jour s'élève à + 188,5 M€. Cette augmentation s'explique principalement par la baisse des prix de gros, induisant un coût évité moins important pour les fournisseurs et donc des charges plus importantes pour l'Etat. La hausse des charges est atténuée par la révision à la baisse de l'énergie produite, de l'ordre de 837 GWh PCS (ce qui représente une baisse d'environ 7 % des injections de volumes de biométhane initialement prévues).

2.4. Mise à jour de la valorisation prévisionnelle des garanties d'origine au titre de 2024

Le I de l'article R. 121-31 précise que le montant des charges imputables à l'achat de biométhane injecté est « *réduit d'une part, fixée par arrêté du ministre chargé de l'énergie, du montant des valorisations financières des garanties d'origine pour l'acheteur de biogaz faisant l'objet d'un contrat conclu en application des articles L. 446-2 et L. 446-5 avant le 9 novembre 2020* ». Cette part a été fixée à 75 % par arrêté du 23 novembre 2011³³. Lorsque le biométhane est utilisé en tant que carburant, le fournisseur peut toutefois conserver la totalité de la valorisation financière des garanties d'origine.

Sur la base des déclarations des acheteurs de biométhane, la mise à jour de la prévision de réduction des charges de service public au titre de 2024 résultant de la valorisation des garanties d'origine s'élève à **27,0 M€**, en hausse de 2,5 M€ par rapport à la prévision initiale (24,5 M€).

³³ 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.

2.5. Mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2024

La mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2024 s'élève à **1 061,8 €** (1 088,8 M€ – 27,0 M€). Ce chiffre, ainsi que ceux qui sont présentés dessous, n'intègrent pas la mise à jour des montants de frais de gestion prévisionnels effectuée par les fournisseurs, exposée en partie 6.

Le détail de l'évaluation des charges par opérateur est indiqué dans le Tableau 16. L'évolution de ces charges par rapport aux charges constatées au titre de 2023 et à la prévision initiale des charges au titre 2024 est précisée dans le Tableau 17.

Tableau 16 : Mise à jour de la prévision des charges au titre de 2024³⁴

Opérateur	Volume acheté (kWh)	Coût d'achat (€)	Coût évité (€)	Surcoût d'achat (€)	Valorisation des garanties d'origine venant en déduction des charges (€)	Charges reprévisionnelles au titre de 2024 (€)
ALSEN	72 320 894	10 145 574	2 319 133	7 826 441	162 086	7 664 355
BCM Energy	31 060 174	4 609 381	1 012 137	3 597 243	26 874	3 570 369
CALEO	13 888 000	2 089 016	444 617	1 644 399	0	1 644 399
EKWATEUR	17 274 840	1 699 008	556 772	1 142 236	28 503	1 113 733
ENDESA ENERGIA	364 884 203	44 823 351	11 773 373	33 049 978	353 338	32 696 640
ENGIE SA	5 755 615 045	734 388 990	184 719 893	549 669 096	15 142 133	534 526 963
ES Énergies Strasbourg	77 357 363	9 755 661	2 516 714	7 238 947	284 798	6 954 149
GAZ DE BARR	18 017 499	2 395 607	570 470	1 825 137	124 745	1 700 392
GAZ DE PARIS SAS	239 165 890	27 656 297	7 668 344	19 987 953	342 059	19 645 895
GEG Sources d'Énergies	23 695 817	3 375 646	721 905	2 653 741	0	2 653 741
Nature Energy Green Sales A/S	98 123 288	11 971 041	3 524 269	8 446 772	0	8 446 772
PICOTY SAS	39 741 917	4 445 855	1 271 936	3 173 919	17 882	3 156 037
PLUM ENERGIE SAS	10 778 563	1 026 550	352 441	674 110	16 161	657 949
PROVIRIDIS	98 848 601	13 208 919	3 207 922	10 000 997	779 069	9 221 928
REDEO ENERGIES	518 835 161	70 222 207	16 651 481	53 570 726	453 820	53 116 906
SAS GAZ DE BORDEAUX	377 951 116	46 485 104	12 228 174	34 256 930	3 473 525	30 783 405
SAVE	2 834 970 931	362 409 680	91 823 872	270 585 808	3 716 370	266 869 438
SCIC Enercoop	9 627 072	1 376 671	312 129	1 064 543	37 518	1 027 025
SEGE - AIR LIQUIDE	252 661 500	28 572 818	8 096 352	20 476 467	18 950	20 457 517
SEML GEDIA	14 092 759	2 020 479	451 854	1 568 625	21 138	1 547 487
SOLVAY ENERGY SERVICES	0	0	0	0	0	0
SPECIALTY OPERATIONS FRANCE	185 776 449	23 165 222	5 959 825	17 205 397	654 730	16 550 668
SVD 17 - DALKIA	295 809 275	34 443 092	9 509 842	24 933 251	988 106	23 945 145
TERREAL SAS	0	0	0	0	0	0
Total Direct Energie & Total Energie Gaz	61 023 326	7 834 173	1 941 954	5 892 220	401 148	5 491 071
Total Gas & Power limited	105 900 000	11 736 897	3 408 993	8 327 904	0	8 327 904
TOTAL	11 517 419 682	1 459 857 240	371 044 398	1 088 812 841	27 042 954	1 061 769 888

Tableau 17 : Évolution des charges prévisionnelles mises à jour au titre 2024 par rapport aux charges constatées au titre de 2023 et prévisionnelles au titre de 2024 (prévision initiale)

	Constaté 2023	Prévisionnel 2024	Mise à jour prévisionnel 2024
Volume soutenu (TWh)	9,0	12,4	11,5
Surcoûts d'achat (M€)	800,2	900,3	1 088,8
Valorisation des GO (M€)	12,6	24,5	27,0
Charges (M€)	787,6	875,8	1 061,8

La hausse des charges prévisionnelles entre la prévision initiale et la mise à jour de cette prévision (+ 186,0 M€ par rapport aux charges prévisionnelles initialement calculée) est principalement liée à la baisse des prix de gros du gaz attendus, de l'ordre de -15,8 €/MWh en moyenne sur l'année. Cet effet est atténué par la baisse du volume de biométhane injecté prévisionnel, probablement en raison du décalage des mises en service de plusieurs installations.

Par ailleurs, la mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2024 est en hausse de 274,2 M€ par rapport aux charges constatées en 2023, en raison principalement de la baisse des prix de gros du gaz naturel attendus en 2024 par rapport aux prix de marché constatés en 2023 (d'environ – 6,8 €/MWh en

³⁴ 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 associées sont préemptées par l'Etat), ainsi que pour (ii) GEG Sources d'Énergies, Nature Energy Green Sales et Total Gas & Power limited qui valorisent exclusivement leurs garanties d'origine sous forme de carburant pour véhicules.

moyenne), ainsi qu'à l'augmentation du volume soutenu (+ 2,5 TWh). Cette hausse est atténuée par l'augmentation de la réversion sur les garanties d'origine, avec un volume de garanties d'origine valorisées faisant l'objet de cette réversion plus important en 2024 qu'en 2023 (+ 63%). Les garanties d'origine ont également été valorisées en moyenne à un prix plus élevé en 2024 qu'en 2023 pour celles faisant l'objet d'une réversion sur les charges (+19% en moyenne).

Enfin, la CRE précise qu'elle a calculé un montant de compensation de [SDA] pour [SDA] au titre de 2024³⁵ fondé sur ses déclarations et contrôlées par la CRE. Néanmoins, la CRE a récemment été informée que plusieurs producteurs ne perçoivent plus le versement du tarif d'achat par l'opérateur depuis des dates différentes en 2023. La CRE évalue à date, sur le fondement des informations à sa disposition, que ce défaut de paiement pourrait s'élever à [SDA] au titre de 2024, sur la base d'une hypothèse de défaut de paiement jusqu'au 30 avril 2024 à ce stade. La CRE estime en conséquence que, en raison de cette inexécution des contrats et sans engagement ferme de [SDA] de payer les sommes dues aux producteurs, ces montants ne devraient pas lui être compensés.

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 1° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie ;
- aux surcoûts d'achat d'électricité supportés dans les territoires concernés par l'opérateur historique et mentionnés au 2° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie ;
- aux surcoûts des ouvrages de stockage d'électricité pilotés par le gestionnaire du système électrique mentionnés au b) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ;
- aux coûts supportés en raison de la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité et les consommations de gaz de pétrole liquéfié converties en équivalent électrique (MDE) par les fournisseurs d'électricité et, le cas échéant, par les collectivités et les opérateurs publics pouvant les mettre en œuvre mentionnés au d) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ;

³⁵ L'ensemble des montants présentés dans la délibération et ses annexes sont calculés en se basant sur ce montant.

- aux coûts des études mentionnés au e) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie et supportés par un producteur ou un fournisseur ou à l'initiative du représentant de l'Etat dans le département ou du gestionnaire de réseau en vue de la réalisation de projets d'approvisionnement électrique identifiés dans le décret relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie mentionnés au premier alinéa du III de l'article L. 141-5 du code de l'énergie et conduisant à un surcoût de production au titre du a) ou à un surcoût d'achat d'électricité au titre du c) du 2° de l'article L. 121-7 dudit code, même si le projet n'est pas mené à son terme ;
- aux coûts mentionnés au f) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, autres que les coûts d'études mentionnés au e) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, liés à la réalisation de projets d'approvisionnement en électricité reconnus comme des projets d'intérêt public et nécessaires à la sécurité d'approvisionnement, supportés en phase de développement et de construction par un producteur, un fournisseur ou le gestionnaire de réseau, et devant conduire à un surcoût de production au titre du a) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ou à un surcoût d'achat d'électricité au titre du c) du 2°, même si le projet n'est pas mené à son terme.

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

1. Transition énergétique :

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

2. Mécanismes de solidarité :

- les surcoûts de production d'électricité supportés par l'opérateur historique pour l'électricité produite par les installations qu'il exploite et qui fonctionnent à partir d'énergies fossiles ;
- les surcoûts d'achat d'électricité produite à partir d'énergies non renouvelables supportés par l'opérateur historique ;
- les coûts liés à la réalisation de projets d'approvisionnement en électricité 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 sous-actions. La ventilation entre ces deux sous-actions apparaît néanmoins en conclusion de chaque section.

Evolution des TRV HT

En 2023, les tarifs réglementés de vente (TRV) HT ont connu une hausse de l'ordre de 20% en moyenne au 1^{er} février 2023 et de l'ordre de 10 % supplémentaire en moyenne au 1^{er} août 2023. Ainsi les niveaux observés à fin 2023 sont supérieurs de près de 30 % à ceux observés à la fin de l'année 2022.

En février 2024, les pouvoirs publics ont pris la décision de limiter l'augmentation TTC des TRV à 10 % , en maintenant notamment les mesures de bouclier tarifaire pour les consommateurs des tarifs bleu + et vert en ZNI qui supportaient une hausse supérieure à 10 % en l'absence d'un tel mécanisme. Le niveau des TRV HT est resté globalement stable durant le mouvement de février 2024. Dans la mise à jour de leurs prévisions pour 2024, les fournisseurs historiques ont pris en compte cette relative stabilité du TRV HT par rapport à 2023. L'augmentation des recettes en 2024 par rapport à 2023 est donc principalement liée à un effet « année pleine » des hausses des tarifs réglementés de vente HT intervenues en février et en août 2023. Cette augmentation du chiffre d'affaires induit une hausse des

recettes attribuées à la production et, par conséquent, de la part production du tarif de vente (PPTV) sur tous les territoires.

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 dans cette zone* » et « *le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du tarif réglementé de vente, pour la part relative à la production* ».

En conséquence, le calcul de la mise à jour des surcoûts de production nécessite de réévaluer, dans chaque ZNI, les coûts de production et la part relative à la production dans les recettes pour 2024 sur la base des éléments constatés au titre de 2023, de l'actualisation du bilan énergétique des ZNI et de la mise à jour des hypothèses économiques retenues pour la prévision initiale au titre de 2024. Ces éléments sont présentés dans les sections suivantes.

3.1.1. Mise à jour des surcoûts de production prévus par EDF pour 2024

3.1.1.1. Coûts de production

Les coûts de production mis à jour déclarés par EDF dans les ZNI s'élèvent, pour 2024, à **167,9 M€** pour la production renouvelable et **696,8 M€** pour la production à partir d'énergies fossiles, soit un total de **864,7 M€**. La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 18 et le Tableau 19.

Tableau 18 : Mise à jour des coûts de production renouvelable dans les ZNI prévue par EDF pour 2024

M€	Nature de coûts déclarés et retenus <i>Transition Energétique</i>	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2024 reprév
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	31,5	-	20,4	-	13,9	-	-	65,8
	Amortissements	9,1	-	9,6	-	6,9	-	-	25,6
	Impôts et taxes	6,9	-	11,2	-	9,2	-	-	27,3
	Frais de personnel	3,7	-	3,0	-	5,8	-	-	12,5
	Charges externes	2,6	-	3,3	-	1,1	-	-	7,1
	Frais de structure, de siège et prestations externes	4,3	-	3,3	-	21,1	-	-	28,7
Coûts variables	Combustibles	-	-	-	-	-	-	-	-
	Quotas de CO2	-	-	-	-	-	-	-	-
	Autres achats	0,3	-	0,5	-	0,3	-	-	1,0
Coût total		58,5	-	51,3	-	58,2	-	-	167,9

Tableau 19 : Mise à jour des coûts de production à partir d'énergies fossiles dans les ZNI prévue par EDF pour 2024

M€	Nature de coûts déclarés et retenus <i>Mécanismes de solidarité</i>	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2024 reprév
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	5,3	9,4	6,0	8,5	2,2	4,8	0,5	36,7
	Amortissements	5,5	8,4	9,6	11,3	2,3	2,9	0,7	40,7
	Impôts et taxes	2,6	8,7	25,5	4,9	1,2	0,1	0,0	43,1
	Frais de personnel	11,7	8,2	15,1	10,4	0,1	4,2	-	49,8
	Charges externes	12,7	12,6	14,4	21,6	4,4	3,0	0,2	68,9
	Frais de structure, de siège et prestations externes	12,3	18,7	15,0	12,8	-	0,3	-	59,0
Coûts variables	Combustibles	57,9	60,9	95,8	50,3	13,8	17,2	3,2	299,1
	Quotas de CO2	14,4	12,1	17,7	15,3	2,8	2,5	0,4	65,2
	Autres achats	12,0	4,5	5,1	9,2	0,0	3,0	0,4	34,2
Coût total		134,5	143,5	204,2	144,3	26,8	38,0	5,4	696,8

Comme affiché dans le Tableau 20, les coûts prévisionnels mis à jour de production pour 2024 sont en baisse par rapport aux coûts constatés au titre de 2023 dans les ZNI, respectivement - 8,5 M€ pour la production renouvelable et - 12,8 M€ pour la production d'énergie fossile.

Tableau 20 : Évolution des coûts prévisionnels de production dans les ZNI mis à jour par EDF pour 2024 par rapport aux coûts constatés au titre de 2023

M€	Nature de coûts déclarés et retenus	Transition énergétique				Mécanismes de solidarité			
		2024 reprév	2023	Evolution		2024 reprév	2023	Evolution	
				en M€	en %			en M€	en %
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	65,8	67,2	-1,4	-2%	36,7	38,5	-1,8	-5%
	Amortissements	25,6	25,7	-0,1	0%	40,7	43,9	-3,2	-7%
	Impôts et taxes	27,3	25,5	1,8	7%	43,1	40,0	3,1	8%
	Frais de personnel	12,5	12,1	0,4	4%	49,8	48,1	1,7	4%
	Charges externes	7,1	7,0	0,1	2%	68,9	58,8	10,2	17%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	28,7	38,0	-9,4	-25%	59,0	68,3	-9,3	-14%
Coûts variables	Combustibles	-	-	-	---	299,1	296,9	2,3	1%
	Quotas de CO2	-	-	-	---	65,2	86,3	-21,1	-24%
	Autres achats	1,0	1,0	0,0	3%	34,2	28,9	5,4	19%
Coût total	167,9	176,5	-8,5	-4,8%	696,8	709,6	-12,8	-2%	

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2023

Les coûts prévisionnels de production renouvelable mis à jour pour 2024 sont en baisse par rapport aux coûts constatés au titre de 2023 (- 8,5 M€, - 5 %), principalement en raison de la baisse des frais de structure, de siège et de prestations externes. La baisse du poste des frais de structure, de siège et de prestations externes (- 9,4 M€) s'explique par l'absence d'achat prévisionnel de CEEs en 2024 par rapport à 2023 (- 10,1 M€). Cette baisse conjoncturelle n'est pas compensée par l'inflation structurelle des postes de support, de frais communs et de charges centrales entre 2023 et 2024 (+ 0,7 M€).

Les coûts prévisionnels de production à partir d'énergie fossile mis à jour pour 2024 marquent également une baisse relative par rapport au constaté 2023 (- 12,8 M€, - 2 %), principalement portée par la baisse du coût d'achat des quotas de CO₂ ainsi que des frais de structure, de siège et prestations externes. Le coût d'achat des quotas de CO₂ est en baisse (- 21,1 M€), sous l'effet combiné d'une baisse du prix de la tonne de CO₂ sur les marchés mondiaux (- 20,5 M€) ainsi que du volume total d'émissions (- 0,6 M€). La baisse du poste des frais de structure, de siège et de prestations externes (- 9,3 M€) s'explique par l'absence d'achat prévisionnel de CEEs en 2024 par rapport à 2023 (- 10,8 M€), qui n'est pas compensée par l'inflation des postes de support, de frais communs et de charges centrales entre 2023 et 2024 (+ 1,5 M€). Les charges externes de la sous-action « mécanisme de solidarité » augmentent de 10,2 M€ en raison de frais liés aux déconstructions des centrales historiques de EDF SEI, notamment en Martinique et la Réunion.

3.1.1.2. Recettes de production

La prévision des recettes de production mise à jour dans les ZNI pour 2024 s'élève à **488,5 M€**, dont **221,1 M€** pour la production renouvelable et **267,4 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 : Mise à jour des recettes de production prévues par EDF dans les ZNI pour 2024

M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2024 reprév	2023	Evolution	
										en M€	en %
Chiffre d'affaires total à considérer	392,1	375,2	169,6	287,777	582,2	10,6	2,1	1 819,5	1 710,2	109,4	6%
Recettes de distribution	117,6	101,7	41,8	76,8	154,9	3,4	0,6	496,9	474,1	22,8	5%
Recettes de gestion de clientèle	10,6	9,3	3,1	7,9	15,9	0,2	0,1	47,1	45,8	1,2	3%
Recettes brutes de production	263,8	264,1	124,7	203,1	411,4	7,0	1,5	1 275,6	1 190,3	85,3	7%
(x) Taux de production d'EDF SEI	30,8%	14,4%	69,0%	24,6%	14,6%	100,0%	93,4%	25,9%	27,4%		
(+) Recettes de vente pertes et services système	39,1	43,0	19,6	22,0	39,1	0,4	0,1	163,3	134,3	29,0	22%
Recettes de production totales	120,4	81,2	106,83	71,9	99,3	7,4	1,4	488,5	452,2	36,3	8%
Recettes de production - Transition Énergétique	66,8	-	65,4	-	88,9	-	-	221,1	221,0	0,1	0%
Recettes de production - Mécanisme de solidarité	53,5	81,2	41,5	71,9	10,4	7,4	1,4	267,4	231,2	36,2	16%

Part production du tarif de vente (€/MWh)	134,8	152,3	143,9	151,45	145,9	137,7	147,2
---	-------	-------	-------	--------	-------	-------	-------

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 2023

Le prévisionnel du chiffre d'affaires total à considérer en 2024, en hausse de 109,4 M€ par rapport à 2023, est établi par EDF sur la base du chiffre d'affaires constatées en 2023 en prenant en compte les hypothèses suivantes :

- consommation finale d'électricité en légère diminution entre 2023 et 2024 (- 1 %) ;
- hausse tarifaire de + 8 % HT en moyenne sur l'année 2024 par rapport aux tarifs en vigueur en 2023

Les augmentations des recettes brutes de production entre 2023 et 2024 (+ 85,3 M€) résultent de la hausse du chiffre d'affaires estimée par EDF, qui est directement corrélée à l'hypothèse de hausse tarifaire, qui s'explique par l'effet « année pleine » des hausses de TRV HT intervenues en 2023 (+ 20 % en février 2023 et + 10 % en août 2023). En conséquence, la part production des tarifs de vente (PPTV) augmente également.

En conséquence des éléments susmentionnés d'une part, et d'une augmentation des recettes de ventes de pertes et service système (+ 29,0 M€) d'autre part, les recettes de production totales connaissent une augmentation de + 36,3 M€.

3.1.1.3. Surcoûts de production

Les montants prévisionnels des coûts et des recettes de production mis à jour retenus par la CRE s'élèvent respectivement au total de **864,7 M€** et **488,5 M€**. Le montant des surcoûts de production prévisionnels mis à jour pour 2024 dans les ZNI est égal à **376,2 M€** et se décompose en **- 53,2 M€** de surcoûts de production renouvelable et **429,4 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 Tableau 23.

Tableau 22 : Surcoûts de production prévisionnels à partir d'énergies renouvelables mis à jour par EDF dans les ZNI pour 2024

Transition Energétique M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2024 reprév
Coûts de production	58,5	-	51,3	-	58,2	-	-	168
Recettes de production	66,8	-	65,4	-	88,9	-	-	221
Surcoûts de production	-8,4	-	-14,1	-	-30,7	-	-	-53,2

Tableau 23 : Surcoûts de production prévisionnels à partir d'énergies fossiles mis à jour par EDF dans les ZNI pour 2024

Mécanismes de solidarité M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2024 reprév
Coûts de production	134,5	143,5	204,2	144,3	26,8	38,0	5,4	697
Recettes de production	53,5	81,2	41,5	71,9	10,4	7,4	1,4	267
Surcoûts de production	81,0	62,3	162,7	72,4	16,4	30,6	4,0	429,4

3.1.2. Mise à jour des surcoûts de production prévus par EDM pour 2024

3.1.2.1. Coûts de production

Les coûts de production prévisionnels mis à jour s'élèvent, pour 2024, à **202,8 M€**, dont 59 % au titre des combustibles (120 M€). La décomposition par grands postes de coûts et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2023 sont présentées dans le **Erreur ! Référence non valide pour un signet.** La révision des coûts de production prévisionnels pour 2024 conduit à une hausse des coûts par rapport au constaté pour 2023 de 14,8 M€.

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

Tableau 24 : Evolution des coûts de production prévisionnels mis à jour par EDM pour 2024 par rapport aux coûts constatés au titre de 2023

M€	Nature de coûts retenus	2024 reprév	2023	Evolution	
				en M€	en %
Coûts variables	Achats de combustibles hors taxes	120,1	109,4	10,7	10%
	Personnel, charges externes et autres achats	38,3	37,4	1,0	3%
	Impôts et taxes	0,7	0,7	0,0	-3%
	Coûts d'acquisition des quotas de gaz à effet de serre	23,2	21,0	2,2	10%
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	12,5	11,7	0,8	6%
	Amortissements	7,2	7,0	0,1	2%
	Frais de structure, de siège et prestations externes	0,8	0,6	0,1	19%
Coût total		202,8	188,0	14,8	8%

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2023

Les coûts de production prévisionnels mis à jour au titre de 2024 sont en hausse par rapport à ceux constatés au titre de 2023 (+8 %). Cela s'explique principalement par l'hypothèse de croissance de la consommation d'électricité prise par EDM dans ses prévisions, qui prévoit une hausse de production de + 3,2 % en 2024 par rapport à l'année 2023. 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 de marché dont EDM estime qu'ils seront plus hauts en 2024 qu'en 2023. Cette hausse conjuguée à une augmentation de la production énergétique induit une augmentation du poste de +10,7 M€, soit + 10 %. Cette différence est modulée par un effet de couverture défavorable à EDM en 2023 qui n'est pas inclus dans les prévisions pour 2024.
- Une hausse des coûts d'acquisition des quotas d'émission de gaz à effet de serre qui se base sur un prix du CO₂ de 88 €/t, supérieur aux prix moyens observés de 79 €/t en 2023 et de 60 €/t sur les premiers mois de 2024. Cette hypothèse haute de 90 €/t, conjuguée à une augmentation de la production énergétique induit une augmentation du poste de + 2,2 M€, soit + 10 %.

3.1.2.2. Recettes de production

Les recettes de production³⁶ prévisionnelles mises à jour pour 2024 s'élèvent pour EDM à **57,7 M€**, réparties comme indiqué dans le Tableau 25.

³⁶ Les recettes de production sont obtenues à partir du chiffre d'affaires d'EDM (qui résulte de l'application des TRV) après soustraction des recettes d'acheminement (déterminées par application du TURPE) et des recettes de gestion de la clientèle pour la production (évaluées à 65 % des recettes de gestion de clientèle) et majoré des recettes supplémentaires qu'EDM aurait obtenues auprès des clients bénéficiant du « tarif agent » si ces derniers étaient assujettis aux tarifs réglementés de vente ainsi que des recettes provenant de la vente des pertes et des services système.

Tableau 25 : Évolution des recettes de production prévisionnelles mises à jour par EDM pour 2024 par rapport aux recettes constatées au titre de 2023

	2024 reprev	2023	Evolution	
			en M€	en %
Chiffre d'affaires total à considérer	82,70	74,80	7,90	0,11
(-) Recettes de distribution	22,10	19,94	2,17	0,11
(-) Recettes de gestion clientèle	3,08	2,35	0,73	0,31
Recettes brutes de production	57,52	52,52	5,00	0,10
(x) taux de production de EDM	90,7%	91,9%	-1,3%	-1,4%
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	5,58	4,71	0,86	0,18
Recettes de production totales ⁽¹⁾	57,73	53,00	4,73	0,09
Part production du tarif de vente (€/MWh)	142,44	134,28	8,16	6%

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 2023

Les recettes de production prévisionnelles totales mises à jour pour 2024 sont supérieures de **4,7 M€** soit 9 % à celles constatées en 2023 et la PPTV augmente donc de 6 %. Cette hausse s'explique par l'effet « année pleine » des hausses des tarifs réglementés de vente HT d'environ 20 % puis 10 % intervenues en février 2023 et août 2023. Cet effet de hausse du prix est par ailleurs renforcé par l'hypothèse de croissance de la consommation (+ 5 % par rapport à 2023). Par ailleurs, le taux de perte augmente et passe de 6,5 % en 2023 à 8,3 % en 2024. La valeur de 8,3% correspond au taux prévisionnel sur 2022-2025 retenu par la CRE pour le calcul des charges du fonds de péréquation de l'électricité (FPE)³⁷. Cette hausse des pertes accroît les recettes de vente des pertes et services systèmes (+ 18 %).

3.1.2.3. Surcoûts de production

Les coûts et recettes de production prévisionnels retenus par la CRE s'élevant respectivement à **202,8 M€** et **57,7 M€**, le montant des surcoûts de production prévisionnels mis à jour au titre de l'année 2024 est évalué pour EDM à **145,0 M€**. EDM ne disposant, en propre, que de moyens de production thermiques, ce surcoût relève en totalité de la sous-action budgétaire « Mécanismes de solidarité ».

3.1.3. Mise à jour des surcoûts de production prévus par EEFW pour 2024

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^{er} juillet 2016 et le 1^{er} janvier 2020.

³⁷ Délibération de la CRE n°2022-75 du 10 mars 2022 portant décision sur les niveaux de dotation d'Electricité de Mayotte (EDM) au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour les années 2022 à 2025, et sur le cadre de régulation associé

Depuis le 1^{er} janvier 2020, les tarifs réglementés de vente de l'électricité en vigueur en métropole s'appliquent dans les îles Wallis et Futuna et se substituent à ceux définis dans la convention de concession en cours. D'autre part, les dispositions des articles L. 121-29 à L. 121-31 du code de l'énergie relatifs au fonds de péréquation de l'électricité sont également en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2020.

3.1.3.1. Coûts de production

Les coûts de production prévisionnels mis à jour s'élèvent, pour 2024, à **11,9 M€** répartis en **0,1 M€** de coûts de production renouvelable³⁸ et **11,7 M€** de coûts de production à partir d'énergies fossiles (dont **9,6 M€** au titre des combustibles). La décomposition par grands postes de coût et leur évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2023 sont présentées dans le Tableau 26.

Tableau 26 : Évolution des coûts de production prévisionnels mis à jour par EEWf pour 2024 par rapport aux coûts constatés au titre de 2023

M€	Nature de coûts retenus	Mécanismes de solidarité	Transition énergétique	2024	2023	Evolution	
						en M€	en %
Coûts fixes	Rémunération des capitaux	0,38	0,00	0,38	0,32	0,1	19%
	Amortissements	0,37	0,00	0,37	0,32	0,1	16%
	Impôts et taxes	0,00	0,00	0,00	0,00		
	Frais de personnel, charges externes et autres achats	1,18	0,12	1,29	1,23	0,1	6%
	Fonctions support	0,22	0,02	0,24	0,23	0,01	7%
Coûts variables	Combustibles	9,58	0,00	9,58	11,73	-2,2	-18%
	Quotas de CO2	-	-	-	-	-	-
Coût total		11,72	0,14	11,87	13,82	-2,0	-14%

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2023

Les coûts prévisionnels mis à jour pour 2024 sont en baisse par rapport aux coûts constatés pour 2023 (- 2,0 M€, soit - 14 %). Cela s'explique principalement par la baisse des prix de marché des combustibles intervenue en 2023 reflétée avec un retard dû à l'isolation du territoire et la pratique de prix administrés (- 2,2 M€ soit - 18 %), qui rompt avec la dynamique d'augmentation constante observée depuis 2020. Cette baisse a lieu malgré l'hypothèse de fort accroissement de la consommation prise par EEWf (+ 12 % par rapport à l'année 2023).

3.1.3.2. Recettes de production

Les recettes de production³⁹ prévisionnelles mises à jour pour 2024 s'élèvent pour EEWf à **3,2 M€**, réparties comme indiqué dans le Tableau 27. 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.

³⁸ 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.

³⁹ Comme pour EDM, les recettes de production d'EEWF sont obtenues à partir du chiffre d'affaires après soustraction des recettes d'acheminement et des recettes de gestion de la clientèle pour la production et majoré des recettes équivalentes du « tarif agent » ainsi que des recettes provenant de la vente des pertes et des services système.

Tableau 27 : Mise à jour des recettes de production prévisionnelles mises à jour pour 2024 par EEFW par rapport aux recettes constatées au titre de 2023

	2024	2023	Evolution	
			en M€	en %
Chiffre d'affaires total à considérer	5,13	4,16	0,96	23%
(-) Recettes de distribution	1,48	1,28	0,19	15%
(-) Recettes de gestion clientèle	0,19	0,18	0,01	6%
Recettes brutes de production	3,46	2,70	0,76	28%
(x) taux de production de EEFW	90,3%	94,5%		-4,3%
(+) Recettes de vente pertes et services systèmes	0,27	0,21	0,05	26%
Recettes de production totales	3,39	2,77	0,62	22%
Recettes de production - Transition Energétique	0,16	0,13	0,03	22%
Recettes de production - Mécanisme de solidarités	3,23	2,64	0,59	22%
Part production du tarif de vente (€/MWh)	124,0	107,5	16,5	15%

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.

Evolution par rapport aux charges constatées au titre de 2023

Le montant des recettes mises à jour pour 2024 est en hausse par rapport au constaté 2023 (+ 0,6 M€ soit + 22 %) - ainsi que la PPTV qui en résulte (+ 15 %) - du fait notamment d'une hypothèse de croissance de la consommation de + 6,9 % par rapport à 2023 et de l'augmentation des TRV HT d'environ 30 % en 2023 qui bénéficie en 2024 d'un effet « année pleine », et ce malgré la réduction du taux de production de EEFW due à la mise en service de trois fermes PV à Wallis qui représentent 5% de la consommation.

3.1.3.3. Surcoûts de production

Les coûts et recettes de production prévisionnels mis à jour et retenus par la CRE s'élevant respectivement à 11,7 M€ et 3,1 M€, le montant des surcoûts de production prévisionnels au titre de l'année 2024 est évalué à **8,48 M€** pour EEFW. Il se décompose en **- 0,02 M€** de surcoûts de production renouvelable affectés à la sous-action budgétaire « Transition énergétique » et **8,50 M€** de surcoûts de production à partir d'énergies fossiles affectés à la sous-action budgétaire « Mécanisme de solidarité ».

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

3.2.1. Mise à jour des surcoûts d'achat d'électricité prévus par EDF SEI au titre de 2024

3.2.1.1. Mise à jour des quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels

La mise à jour de la prévision des quantités et des coûts d'achat d'EDF dans les ZNI pour l'année 2024 est présentée dans le Tableau 28. Le coût d'achat total prévu par EDF dans les ZNI s'élève à 2 608,4 M€ au titre de 2024.

Tableau 28 : Quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels mis à jour par EDF dans les ZNI pour 2024

	Interconnexion*	Bagasse / Charbon	Thermique	Bioliquide	Eolien	Hydraulique	Géothermie	Biomasse	PV	Autres**	TOTAL
Corse	661,9	-	483,7	-	42,1	65,4	-	-	298,7	9,8	1 561,5
Guadeloupe	-	230,2	984,0	-	105,5	28,9	102,1	142,9	120,0	19,0	1 732,6
Guyane	-	-	123,0	-	-	-	-	87,3	85,0	7,3	302,6
Martinique	-	-	701,2	-	30,9	-	-	250,2	116,9	27,0	1 126,2
La Réunion	-	40,6	61,4	1 079,6	38,7	1,8	-	1 084,4	323,5	19,8	2 649,8
Saint-Pierre et Miquelon	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Iles bretonnes	-	-	-	-	-	0,2	-	-	0,5	-	0,7
Quantités (GWh)											
Reprevision 2024	661,9	270,8	2 353,4	1 079,6	217,2	96,3	102,1	1 564,8	944,6	82,8	7 373,4
Constaté 2023	608,6	764,3	3 079,3	500,9	128,0	78,4	111,0	906,8	759,4	87,3	6 996,4
Evolution 2024-2023 (%)	9%	-65%	-24%	116%	70%	23%	-8%	73%	24%	38%	5,4%
Coût d'achat (M€)											
Reprevision 2024	105,9	107,3	841,4	483,6	36,9	10,0	15,2	618,0	372,4	17,8	2 608,4
Constaté 2023	85,9	297,8	1 099,8	240,8	26,6	8,0	20,8	398,3	294,2	13,0	2 485,2
Evolution 2024-2023 (%)	23%	-64%	-23%	101%	38%	25%	-27%	55%	27%	37%	5,0%

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

** Biogaz, incinération et hydrogène

Évolution par rapport aux quantités d'électricité et coûts d'achat constatés au titre de 2023

Les volumes d'achats prévisionnels mis à jour pour 2024 sont en hausse de 5,4 % par rapport à 2023. Cette augmentation résulte du développement prévisionnel de moyens de production d'énergie renouvelable à faible coût variable qui se substitueront aux moyens de production historiques d'EDF SEI. Le coût d'achat – toutes filières confondues – devrait quant à lui augmenter du même ordre de grandeur (+ 5,0 %).

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

- Les volumes de la filière biomasse solide devraient augmenter en 2024 par rapport à 2023 (+ 73 %). Cette augmentation est principalement portée par la conversion à la biomasse solide en substitution du charbon des centrales de Bois Rouge, dont la conversion s'est achevée début 2023, et du Gol à la Réunion, dont la conversion de la dernière tranche s'achèvera mi-2024. Ces centrales continueront de valoriser de la bagasse en période sucrière. En conséquence de l'augmentation en volume, les coûts d'achat évolueront également à la hausse (+ 55 %).
- Les conversions des centrales de Bois rouge et du Gol entraînent une baisse de volume pour la filière charbon/bagasse par rapport à 2023 (- 65 %). Les coûts d'achat devraient également suivre cette baisse (- 64 %).
- Les volumes de la filière thermique devraient diminuer (- 24 %), en raison, d'une part, du fonctionnement au bioliquide de la centrale de Port Est située à la Réunion dont la conversion s'est achevée à l'automne 2023, et, d'autre part, d'un moindre appel de ces centrales grâce au développement des énergies renouvelables fatales. Le coût d'achat associé devrait également diminuer (- 23 %). Les volumes de la filière bioliquide augmentent de 116 % par rapport à 2023, et en conséquence les coûts (+ 101 %), en raison du fonctionnement sur une année pleine de la centrale de Port Est.
- Les interconnexions reliant l'Italie, la Corse et la Sardaigne devraient atteindre un volume d'injection supérieur à celui constaté en 2023 (+ 9 %), année marquée par une indisponibilité d'un transformateur de la station de conversion de la ligne SACOI pendant un mois. Cette augmentation en volume, associée aux hypothèses de prix de marché à terme observés pour l'année 2024 en Italie, entraîne une augmentation des coûts d'achat de + 23 %.
- La filière photovoltaïque devrait connaître une hausse importante en volume en 2024 par rapport à 2023 (+ 24 %) en raison de la mise en service de nombreuses installations, dont la puissance totale nouvellement installée est estimée à près de 80 MWc. Cette hausse en volume s'accompagne d'une hausse des coûts d'achat du même ordre de grandeur (+ 27 %), entraînée également par la hausse des tarifs des installations en service en raison de l'indexation annuelle prévue dans les contrats.

- Les reprévisions 2024 intègrent, en outre, une hausse de la production éolienne (+ 70 %) avec la mise en service de nouvelles installations en Corse, en Guadeloupe et à la Réunion, ainsi qu'une hausse de la production hydraulique (+ 23 %) en raison d'une hypothèse d'hydraulicité normale considérée en Guadeloupe, supérieure à l'hydraulicité constatée en 2023 pour ce territoire, et stable pour les autres territoires disposant de centrales hydroélectriques sous contrat d'obligation d'achat.
- Enfin, les volumes de la filière biogaz (présentée dans la colonne *Autres*) augmentent (+ 68 %) avec la mise en service de nouvelles installations. Les volumes de la filière incinération (également présentée dans la colonne *Autres*) restent relativement stables par rapport à 2023.

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. Celles-ci ont été réévaluées comme présenté en section 3.1.1.2. Le coût évité s'élève à **956,8 M€**, comme détaillé dans le Tableau 29.

Le coût évité est en hausse par rapport à 2023 (+ 11,9 %, soit + 102 M€) en raison, d'une part, de l'évolution anticipée par EDF de la PPTV sur les différents territoires, conséquence d'une augmentation des recettes tarifaires, et, d'autre part, de l'augmentation des volumes achetés.

Tableau 29 : Coût prévisionnel évité à EDF mis à jour pour les contrats d'achat dans les ZNI en 2024

	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2024 reprév
Quantités achetées (GWh)	1 561,5	1 732,6	302,6	1 126,2	2 649,8	0,0	0,690	7 373,4
Taux de pertes (%)	12,7%	13,9%	13,2%	9,6%	8,6%	5,2%	4,7%	---
Quantités achetées et consommées (GWh) *	1 363,8	1 492,3	262,7	1 018,4	2 422,9	0,0	0,658	6 560,8
Part production du tarif de vente (€/MWh)	134,82	152,34	143,92	151,45	145,89	137,68	147,17	---
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	183,9	227,3	37,8	154,2	353,5	0,00	0,0968	956,8

* 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 mis à jour d'EDF résultant des contrats d'achat en 2024 s'élèvent à **1 651,6 M€** dans les ZNI (2 608,4 M€ de coût d'achat – 956,8 M€ de coût évité). Ce montant est en légère hausse par rapport aux surcoûts constatés pour 2023 (+ 1,3 %, soit + 22 M€), la hausse des coûts d'achat (+ 5,0 %, soit + 123 M€) étant compensée par la hausse des coûts évités (+ 11,9 %, + 102 M€). La conversion des centrales thermiques situées à la Réunion explique la baisse des charges imputées à la sous-action Mécanismes de solidarité (- 32,6 %) et, couplée au développement des énergies renouvelables fatales, la hausse des charges imputées à la sous-action Transition énergétique par rapport à 2023 (+ 47,8 %). 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 par compte de financement budgétaire de la manière suivante :

- 1016,2 M€ au titre des charges relevant de la sous-action « Transition énergétique » ;
- 635,4 M€ au titre des charges relevant de la sous-action « Mécanismes de solidarité ».

La décomposition des surcoûts supportés par EDF par zone et par compte de financement budgétaire est présentée dans le Tableau 30.

Tableau 30 : Surcoûts d'achat prévisionnels mis à jour d'EDF dans les ZNI en 2024

M€	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Iles bretonnes	2024 reprév	Evolution 2023-2024
Coût d'achat	428,4	565,8	106,0	397,3	1 110,8	0,0	0,092	2 608,4	5,0%
Coût évité	183,9	227,3	37,8	154,2	353,5	0,0	0,097	956,8	11,9%
Surcoûts	244,6	338,5	68,2	243,1	757,3	0,0	-0,005	1 651,6	1,3%
Transition Énergétique OA	60,2	39,1	21,8	34,4	106,5	0,0	0,028	262,0	21,5%
Transition Énergétique gré à gré	-4,6	56,3	28,8	54,8	618,9	0,0	-0,034	754,2	59,7%
Mécanismes de solidarité	189,0	243,1	17,6	153,9	31,9	0,0	-	635,4	-32,6%

3.2.2. Mise à jour des surcoûts d'achat d'électricité prévus par EDM au titre de 2024

3.2.2.1. Coûts liés aux contrats d'achat à Mayotte

Les volumes d'achat prévisionnels mis à jour pour 2024 s'élèvent à 37,4 GWh, pour un montant de **12,1 M€**. Par rapport à 2023 (cf. Tableau 31), la forte hausse du volume (+ 22 %), accompagnée d'une hausse plus modérée du coût d'achat (+ 12 %) s'explique par la mise en services d'installation bénéficiant des arrêtés tarifaires S17 et S24, dont le tarif de rachat est sensiblement moins élevé que celui des arrêtés tarifaires précédents.

Les coûts évités par ces achats d'énergie sont calculés en valorisant l'électricité achetée par EDM, à la PPTV estimée à 142,44 €/MWh (cf. paragraphe 0). La prévision de surcoût évité pour 2024 est ainsi évaluée à **4,9 M€**, comme détaillé dans le Tableau 31.. Elle est en forte augmentation par rapport à celle constatée en 2023 (+ 28 %), du fait de la hausse conjuguée de la PPTV (+ 6 %) et du volume consommé (+ 21 %).

Les surcoûts prévisionnels mis à jour par EDM et résultant des contrats d'achat en 2024 s'élèvent donc à **7,2 M€** (12,1 M€ - 4,9 M€). Ils sont globalement constants par rapport à la valeur constatée pour 2023 car la forte augmentation des coûts évités (+ 1,1 M€) compense l'augmentation du coût d'achat (+ 1,3 M€). La totalité de ces contrats portant sur des installations d'énergies photovoltaïques, la totalité de ces surcoûts relève de la sous-action budgétaire « Transition énergétique ».

Tableau 31 : Coûts d'achat et coûts évités prévisionnels mis à jour d'EDM au titre de 2024

M€	2024 reprév	2023	Evolution	
			en M€	en %
Coût d'achat (M€)	12,1	10,8	1,3	12%
Quantités achetées (GWh)	37,4	30,7	6,7	22%
Taux de pertes	8,30%	7,65%	-	8%
Quantités achetées et consommées (GWh) ⁽¹⁾	34,3	28,3	6,0	21%
Part production dans le tarif de vente (€/MWh)	142,44	134,28	8,2	6%
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	4,9	3,8	1,1	28%
Surcoûts d'achat (M€)	7,2	7,0	0,2	3%

⁽¹⁾ 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. Mise à jour des surcoûts d'achat d'électricité prévus par EEFW au titre de 2024

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

Les volumes d'achat prévisionnels mis à jour pour 2024 s'élèvent à 2,9 GWh, pour un montant de **0,60 M€**. Ces deux valeurs sont en augmentation par rapport au constaté 2023 (+ 98 % et + 162 % respectivement) en raison de l'effet « année pleine » après la mise en service en 2023 de trois nouvelles installations photovoltaïques à Wallis, sur lesquelles la CRE a délibéré le 3 septembre 2020⁴⁰ et qui font passer les capacités photovoltaïques existantes à Wallis d'environ 50 kWc à environ 2 MWc. EEFW n'a en revanche pas prévu en 2024 la mise en service de l'installation photovoltaïque à Futuna sur laquelle la CRE a délibéré le 20 janvier 2022⁴¹.

Les recettes liées à la vente de l'électricité achetée par EEFW, valorisée à la part production estimée à 119,47 €/MWh (cf. section 0), sont évaluées à **0,34 M€**, comme détaillé dans le Tableau 32. Elles progressent de 128 % par rapport à 2023, en raison de la hausse conjuguée du volume acheté (+ 98 %) et de la PPTV (+ 15 %).

Les surcoûts prévus résultant des contrats d'achat par EEFW en 2024 s'élèvent à **0,26 M€**. Ces contrats portant exclusivement sur des installations photovoltaïques, la totalité de ces surcoûts relève de la sous-action budgétaire « Transition énergétique ».

⁴⁰ Délibération de la CRE n°2020-218 du 3 septembre 2020 portant décision sur l'évaluation de la compensation relative aux projets de protocoles internes de la société EEFW pour trois installations photovoltaïques situées à Wallis.

⁴¹ Délibération de la CRE n°2022-23 du 20 janvier 2022 portant décision sur l'évaluation de la compensation relative au projet de protocole interne de la société EEFW pour une installation photovoltaïque située à Futuna.

Tableau 32 : Surcoûts d'achat prévisionnels mis à jour pour 2024, pour EEWf et comparaison par rapport aux surcoûts d'achat constatés en 2023

	2024	2023	Evolution	
			en M€	en %
Coût d'achat (M€)	0,60	0,23	0,4	162%
Quantités achetées (GWh)	2,93	1,48	1,4	98%
<i>Taux de pertes</i>	<i>6,50%</i>	<i>6,50%</i>	0,0	0%
Quantités achetées et consommées (GWh)⁽¹⁾	2,74	1,38	1,4	98%
<i>Part production dans le tarif de vente (€/MWh)</i>	<i>124,0</i>	<i>107,5</i>	16,5	15%
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	0,34	0,15	0,2	128%
Surcoûts d'achat (M€)	0,26	0,08	0,2	222%

⁽¹⁾ 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

Les modalités d'appréciation des surcoûts liés aux projets d'ouvrages de stockage d'électricité ont été définies dans la délibération du 12 janvier 2023⁴² qui remplace la délibération du 30 mars 2017⁴³. Pour la Corse, la Martinique, la Guadeloupe, la Guyane et la Réunion, la CRE a délibéré le 4 octobre 2018 sur le niveau de compensation attribué à onze projets de stockage. Pour Mayotte, la CRE a délibéré le 17 octobre 2019 sur le niveau de compensation attribué à deux projets de stockage.

3.3.1. Mise à jour des surcoûts liés aux contrats de stockage prévus par EDF au titre de 2024

3.3.1.1. Coûts prévisionnels liés aux contrats de stockage

La mise à jour des quantités brutes injectées par des ouvrages de stockage et les coûts prévisionnels associés d'EDF dans les ZNI au titre de 2024 sont présentés dans le Tableau 33. La mise à jour du coût total du stockage prévu par EDF dans les ZNI s'élève à **7,6 M€** au titre de 2024.

Évolution par rapport aux quantités d'électricité injectées et coûts du stockage constatés au titre de 2023

Les coûts et volumes présentés par EDF en 2023 correspondent à ceux associés à sept ouvrages de stockage. Les coûts et volumes associés à l'installation en service en Guadeloupe, non déclarés en 2023, devraient être exposés en reliquat l'année prochaine. Les coûts et volumes mis à jour exposés pour 2024 correspondent à la mise en service de huit installations sur les onze dont le niveau de compensation a été fixé dans la délibération du 4 octobre 2018. La construction des trois autres installations n'a pas débuté à ce jour, aucun coût prévisionnel associé à ces trois projets n'a donc été présenté par EDF au titre de 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 **1,8 M€**, comme détaillé dans le Tableau 33.

⁴² 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.

⁴³ Délibération de la CRE n°2017-70 du 30 mars 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées.

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 mis à jour au titre de 2024 s'élèvent à **5,7 M€** dans les ZNI (7,6 M€ de coût - 1,8 M€ de coût évité) au titre des charges relevant de la sous-action « Transition énergétique ». Les surcoûts dus aux contrats de stockage sont nuls à Saint-Pierre-et-Miquelon et dans les îles bretonnes puisqu'aucun contrat de stockage n'a été conclu sur ce territoire.

La décomposition des surcoûts supportés par EDF par territoire est présentée dans le Tableau 33.

Tableau 33 : Mise à jour des quantités d'électricité brutes injectées et coûts prévisionnels, coûts évités et surcoûts supportés par EDF pour les ouvrages de stockage dans les ZNI au titre de 2024

	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	La Réunion	TOTAL 2024 reprév
Quantités injectées (GWh)	4,6	0,0	1,6	4,6	3,5	14,4
Constaté 2023 (GWh)	3,5	0,0	1,2	4,7	3,5	12,9
Coûts (M€)	1,2	0,7	1,3	2,7	1,7	7,6
Constaté 2023 (M€)	1,1	0,0	1,7	2,4	2,1	7,3
Coûts évités (M€)	0,5	0,0	0,2	0,6	0,5	1,8
Taux de pertes (%)	12,7%	13,9%	13,2%	9,6%	8,6%	---
Quantités achetées et consommées (GWh) *	4,0	0,0	1,4	4,2	3,2	12,8
Part production du tarif de vente (€/MWh)	134,82	152,34	143,92	151,45	145,89	---
Surcoûts (M€) [coûts - coûts évités]	0,7	0,7	1,1	2,1	1,2	5,7

* 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 supportés par EDM au titre de 2024

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 2024 sont détaillés dans le Tableau 34.

Les coûts prévisionnels liés aux contrats des 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 **3,2 M€** au titre de 2024 pour EDM.

Le coût évité par les contrats d'achat dans les ZNI est calculé en application du a) du 2° du I de l'article R. 121-28 du code de l'énergie comme la valorisation du volume d'électricité injectée par les ouvrages de stockage à la part production des tarifs de vente. Ce coût évité est évalué à **0,5 M€** pour EDM au titre de 2024.

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 2025 à Mayotte s'élèvent donc à **2,7 M€** (**3,2 M€** de coût - **0,5 M€** de coût évité) au titre des charges relevant du programme budgétaire « Transition énergétique ».

Tableau 34 : Coûts d'achat et coûts évités et surcoûts prévisionnels à EDM par les contrats d'achat au titre de 2024

M€	2024	2023
Coût d'achat	3,20	1,81
Quantités injectées (GWh)	3,9	3,7
Taux de pertes (%)	8,3%	7,7%
Quantités achetées et consommées (GWh) *	3,6	3,4
Part production du tarif de vente (€/MWh)	142,44	134,28
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	0,51	0,45
Surcoûts	2,69	1,36

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

Pour ce qui concerne les projets de MDE dans les ZNI, en application de la délibération du 10 juin 2015⁴⁴, la CRE a adopté la distinction suivante entre les projets de MDE :

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

Aucun opérateur n'a déclaré de charges prévisionnelles au titre des projets d'infrastructure visant la MDE pour l'année 2024.

Les modalités d'appréciation des surcoûts liés aux « petites » actions de MDE ont été définies dans la délibération du 2 février 2017⁴⁵. La définition de la compensation des petites actions de MDE a été subordonnée à la constitution d'un comité MDE dans chaque ZNI et à l'élaboration d'un plan stratégique de déploiement des actions, appelé cadre territorial de compensation. Ces cadres ont été adoptés pour la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte et La Réunion par la délibération de la CRE du 17 janvier 2019⁴⁶, ainsi que pour Saint-Barthélemy et Saint-Martin par, respectivement, la délibération de la CRE du 21 avril 2022⁴⁷ et la délibération de la CRE du 30 novembre 2023⁴⁸. Depuis cette adoption, les coûts de développement des « petites » actions de MDE dans les ZNI supportés par les opérateurs historiques EDF SEI et EDM font l'objet d'un traitement à part entière alors qu'ils étaient jusque-là pris en compte pour le calcul de la compensation au travers des coûts commerciaux des opérateurs historiques. C'est l'objet de cette section.

Par ailleurs, l'ordonnance du 14 juin 2022⁴⁹ autorise la prise en charge partielle par l'Etat, dans les ZNI, de coûts des actions de MDE associées à la conversion des usages des réseaux de gaz de pétrole liquéfié à l'électricité ou aux énergies renouvelables. Toutefois, aucune charge prévisionnelle n'a été déclarée à ce titre pour 2024.

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

3.4.1. Mise à jour des coûts liés aux actions de MDE supportées par EDF dans les ZNI au titre de 2024

Les coûts mis à jour liés aux actions de MDE et déclarés par EDF dans les ZNI s'élèvent pour 2024 à **173,9 M€**. La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 35.

⁴⁴ Délibération de la CRE du 10 juin 2015 portant communication relative à la méthodologie appliquée pour l'examen d'un projet d'infrastructure visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les ZNI.

⁴⁵ 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.

⁴⁶ 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.

⁴⁷ 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.

⁴⁸ 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.

⁴⁹ Ordonnance n°2022-887 du 14 juin 2022 portant prise en charge partielle par l'Etat, dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, des coûts associés à la conversion des usages des réseaux de gaz de pétrole liquéfié à l'électricité ou aux énergies renouvelables.

Tableau 35 : Coûts prévisionnels de MDE supportés par EDF et mis à jour pour 2024

M€	Nature de coûts	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	SPM	Total
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	17,5	42,5	16,6	22,6	48,6	0,2	148,0
	Frais de personnel	4,6	3,8	1,9	3,4	5,5	-	19,2
	Autres charges	-	-	-	-	-	-	0,0
	Prestataires	1,4	1,6	1,0	1,0	1,8	-	6,7
Recettes	Participations tierces	-	-	-	-	-	-	0,0
Coût net total		23,5	47,9	19,5	27,0	55,9	0,2	173,9

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 2024.

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

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2023

La révision des coûts de MDE prévisionnels pour 2024 conduit à une légère baisse des coûts par rapport au constaté pour 2023 (- 5,1 M€). Le Tableau 36 détaille cette variation par poste.

Tableau 36 : Evolution des coûts de MDE supportés par EDF en ZNI entre la mise à jour de la prévision au titre de 2024 et le constaté au titre de 2023

M€	Nature de coûts	Total reprévision 2024	Total constaté 2023	Evolution	
				en M€	en %
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	148,0	153,8	-5,8	-4%
	Frais de personnel	19,2	9,5	9,6	101%
	Autres charges	0,0	8,7	-8,7	-100%
	Prestataires	6,7	7,1	-0,4	-6%
Recettes	Participations tierces	0,0	- 0,1	0,1	-100%
Coût net total		173,9	179,0	-5,1	-3%

La CRE ayant prolongé les cadres de compensation 2019-2023 d'une année supplémentaire, soit jusqu'au 31 décembre 2024, la trajectoire du nombre de placements et les montants des primes sont calculés en fonction des objectifs des cadres de compensation mis à jour en 2023⁵⁰ avec une pondération de 0,8. Le montant total prévisionnel des primes MDE versées sur l'année 2024 est par conséquent en légère baisse par rapport au montant constaté pour l'année 2023 (- 5,8 M€, - 4 %).

Les frais du fournisseur historique sont quant à eux, en légère hausse (+ 0,6 M€, + 2 %), en raison des hypothèses d'inflation considérées.

S'agissant des participations tierces, la CRE regrette l'arrêt total des participations financières des membres des comités MDE des territoires d'EDF autres que celui-ci.

3.4.2. Mise à jour des coûts liés aux actions de MDE à Mayotte supportées par EDM au titre de 2024

Les coûts mis à jour liés aux actions de MDE et déclarés par EDM s'élèvent pour 2023 à **8,2 M€**. La décomposition par grands postes de coût est présentée dans le Tableau 37.

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. Comme pour l'année 2023, EDM ne prévoit pas de participations tierces pour 2024.

⁵⁰ Délibération de la CRE n°2023-347 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.

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

Tableau 37 : Coûts prévisionnels de MDE supportés par EDM et mis à jour pour 2024 et comparaison par rapport aux coûts constatés en 2023

M€	Nature de coûts	2024 reprév	2023	Evolution	
				en M€	en %
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	7,1	8,2	-1,09	-13%
	Frais de personnel	0,7	0,6	0,07	12%
	Autres charges	0,3	0,3	0,06	23%
Recettes	Participations tierces	0,0	0,0	0,00	-100%
Coût total		8,2	9,1	-0,95	-10%

Évolution par rapport aux coûts constatés au titre de 2023

Le cadre territorial de compensation, adopté début 2019 et mis à jour en 2021, a vu ses placements exploser en 2023 grâce au déploiement massif des brasseurs d'air, sans que les effectifs connaissent la même augmentation. En 2024 et 2025, EDM prévoit donc un ralentissement de cette dynamique (- 13 % de primes), liée à la saturation du gisement, tandis que les effectifs vont continuer d'augmenter de manière plus lente (+12 %), afin de retrouver une cohérence avec le rythme de déploiement et garantir ainsi la qualité des prestations.

3.4.3. Coûts liés aux actions de MDE prévus par l'AUE en Corse pour 2024

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 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 38 et s'élèvent pour 2024 à **3,3 M€**, dont 1,5 M€ d'aide commerciale et 1,7 M€ de frais de déploiement. Ces montants sont en forte augmentation par rapport à l'année 2023, première année pour laquelle l'AUE a pu être compensée de ses charges d'opérateur de MDE.

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 **0,2 M€**.

Le faible ratio des primes et des CEE valorisés par rapport aux frais de déploiement vient du fait qu'une large partie des actions menées par l'AUE ont bénéficié d'un accompagnement par EDF avant leur transfert à l'AUE en 2023. Les primes et les CEE afférents à ces actions sont donc imputés aux charges de SPE de EDF SEI pour la Corse.

Les couts prévisionnels nets déclarés par l'AUE au titre de 2025 s'élèvent donc à **3,1 M€**.

Tableau 38 : Coûts prévisionnels de MDE supportés par l'AUE au titre de 2024 et évolution par rapport au constaté au titre de 2023

M€	Nature de coûts	2024 reprév	2023	Evolution	
				en M€	en %
Coûts	Aides commerciales (prime MDE)	1,53	0,21	1,32	627%
	Frais de personnel	1,74	0,68	1,06	155%
Coûts bruts		3,27	0,90	2,38	266%
Recettes	Participations tierces	-	-	-	
	CEE	0,21	-	0,21	
Coût total		3,07	0,9	2,17	243%

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 2024.

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

En 2024, les charges prévisionnelles 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'arrêté du 11 décembre 2023⁵¹, s'élèvent à **43,5 M€**. La somme de ce montant et du montant compensé en 2023 reste en deçà du plafond de 327 M€ fixé par l'article 2 de ce même arrêté. La CRE retient donc le montant de **43,5 M€** au titre de 2024.

3.7. Synthèse de la mise à jour des charges en ZNI au titre de 2024

Au total, les charges de SPE qui relèvent du soutien en ZNI, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux, s'élèvent à **2 425,8 M€** pour l'année 2024 et se répartissent de la manière suivante entre les deux sous-actions :

- Transition énergétique : **1 164,0 M€**.
- Mécanismes de solidarité : **1 261,8 M€**.

Tableau 39 : Synthèse de la mise à jour des charges en ZNI au titre de 2024, en dehors des charges liées aux dispositifs sociaux

en M€	EDF	EDM	EEWF	Autres acteurs	TOTAL
Transition énergétique	1 142,7	18,0	0,25	3,1	1 164,0
Surcoûts achats OA	262,0	7,2			269,2
Surcoûts achats GAG ENR	754,2		0,26		754,5
Surcoûts production FH ENR	-53,2		-0,02		-53,2
MDE	173,9	8,2		3,1	185,1
Stockage	5,7	2,7			8,4
Etudes ZNI identifiées dans PPE					0,0
Mécanismes de solidarité	1 108,3	145,0	8,5		1 261,8
Surcoûts achats GAG non ENR	635,4				635,4
Surcoûts production FH non ENR	429,4	145,0	8,5		582,9
Coûts des projets d'approvisionnement d'intérêt public	43,5				43,5

FH : fournisseur historique ; GAG : contrat d'achat en gré à gré conclu entre l'opérateur historique et un producteur tiers

⁵¹ 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.

4. Soutien aux effacements

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 de consommation. En particulier, l'article L. 121-8-1 du code de l'énergie dispose que « *les charges imputables aux missions de service public comprennent les coûts supportés par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité résultant de la mise en œuvre des appels d'offres incitant au développement des effacements de consommation mentionnés à l'article L. 271-4* ».

Ce dispositif a remplacé la prime aux opérateurs d'effacement abrogée par cette même loi.

4.2. Montant des charges prévisionnelles au titre de 2024

Pour l'année 2024, les charges prévisionnelles mises à jour déclarées par RTE pour la mise en œuvre des contrats d'effacement s'élèvent à **198,7 M€**. Elles correspondent principalement aux primes prévues dans le cadre de l'appel d'offres « Effacement 2024 », dont l'enveloppe budgétaire attribuée pour l'année 2024 est de 179,1 M€ de primes fixes. Les charges intègrent également des factures tardives ou le reversement de réduction de primes ou de pénalités au titre des appels d'offres « Effacement » des années 2018 à 2023.

Cette évaluation est en forte hausse par rapport à la prévision initiale de 63 M€, du fait de la baisse des prix résultant des enchères sur le mécanisme de capacité pour l'année 2024.

5. Dispositifs sociaux

5.1. Charges liées aux dispositifs sociaux – électricité

Participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité

En application de l'article L. 121-8 du code de l'énergie, les opérateurs peuvent bénéficier d'une compensation en cas de participation aux fonds de solidarité logement.

En application des dispositions de l'arrêté du 6 avril 2018 fixant le montant et la limite de compensation des contributions des fournisseurs d'électricité aux fonds de solidarité logement à partir du 1^{er} janvier 2018, la compensation des versements aux fonds de solidarité pour le logement est désormais fixée à 1 € par client résidentiel titulaire d'un contrat dont la puissance électrique souscrite est égale ou inférieure à 36 kilovoltampères, dans la limite de 90 % du montant versé.

Tarif de première nécessité

La tarification spéciale « produit de première nécessité », entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2005 et renommée par la suite « tarif de première nécessité » (TPN), a été abrogée à partir du 1^{er} 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 2023. En l'absence d'avancées réglementaires à date, la compensation est également prévue pour 2024.

Ainsi, seule EDF prévoit de supporter des charges liées au tarif de première nécessité en 2024, 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 2013⁵², dans le cas d'une résidence sociale (au sens de l'article L. 633-1 du code de la construction et de l'habitation) dont les résidents ne disposent pas d'un contrat individuel de fourniture, le gestionnaire de ladite résidence perçoit une déduction sur le prix de fourniture contractuellement établi entre le gestionnaire et son fournisseur d'électricité, qui est calculée en fonction du nombre de logements de la résidence sociale concernée.

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

Les pertes de recettes et coûts de gestion additionnels associés à la mise en œuvre du TPN font l'objet d'une compensation au profit des opérateurs concernés. Les coûts de gestion additionnels supportés par les fournisseurs correspondent aux frais spécifiques dus à la mise en œuvre du TPN (gestion d'un centre d'appel, envoi et traitement des attestations, affranchissement et retour par lettre T, développement d'outils informatiques, etc.).

Dispositions applicables aux bénéficiaires du chèque énergie

La loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a instauré le chèque énergie. L'article L. 124-1 du code de l'énergie définit le chèque énergie comme « *un titre spécial de paiement permettant aux ménages dont le revenu fiscal de référence est, compte tenu de la composition du ménage, inférieur à un plafond d'acquitter tout ou partie du montant des dépenses d'énergie relatives à leur logement ou des dépenses qu'ils assument pour l'amélioration de la qualité environnementale ou la capacité de maîtrise de la consommation d'énergie de ce logement comprises parmi celles mentionnées à l'article 200 quater du code général des impôts.* ».

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

En revanche, en application de l'article R. 124-16 du code de l'énergie, les bénéficiaires du chèque énergie bénéficient des mêmes réductions portant sur les services liés à la fourniture que les clients bénéficiant du TPN, à savoir la gratuité de la mise en service et une réduction de 80 % sur les frais de déplacement pour impayés. Les coûts supportés par les fournisseurs à ce titre sont intégrés au périmètre des charges de service public de l'énergie.

Par ailleurs, en application de l'article L. 124-5 du code de l'énergie, les fournisseurs d'électricité doivent proposer à leurs clients domestiques bénéficiant du chèque énergie la mise à disposition des données de consommation, exprimées en euros, en temps réel. Le décret n° 2021-608 du 19 mai 2021⁵³ 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 2021⁵⁴.

* * *

Au titre de l'année 2024, une mise à jour de la prévision des charges liées aux dispositifs sociaux – électricité a été déclarée :

- par EDF en métropole continentale et en ZNI⁵⁵ ;
- par 13 entreprises locales de distribution et 4 fournisseurs alternatifs en métropole continentale.

Pour les fournisseurs ayant prévu de supporter des charges au titre de 2024 mais n'ayant pas fourni de mise à jour de leurs prévisions, les éléments relatifs à la prévision initiale ont été repris.

⁵² 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.

⁵³ 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 mai 2021.

⁵⁴ 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.

⁵⁵ EDM n'a pas déclaré de charges associées aux dispositifs sociaux – électricité au titre de 2024. De plus, les dispositifs ici décrits ne sont pas applicables à Wallis-et-Futuna.

5.1.1. Charges liées au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité

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

Pour 2024, EDF, 11 entreprises locales de distribution et 1 fournisseur alternatif ont fait état de versements aux fonds de solidarité logement dans le cadre de la mise à jour de leurs charges. Pour les autres fournisseurs dont les versements prévisionnels aux fonds de solidarité logement n'ont pas été mis à jour cette année, l'intégralité de la prévision initiale a été reprise.

La compensation après mise à jour des charges s'élève à **28,2 M€** pour l'ensemble des opérateurs ayant déclaré des charges afférentes à ce dispositif au titre de 2024 (contre 26,7 M€ pour la prévision initiale au titre de 2024).

5.1.2. Charges liées à la mise à disposition des données de consommation

Pour 2024, 8 opérateurs uniquement ont mis à jour leurs charges prévisionnelles.

Les charges prévisionnelles liées à la conception et au développement du dispositif au titre de l'année 2024 sont estimées à **6,0 M€**.

L'arrêté du 19 mai 2021 susmentionné fixe le montant unitaire maximal par ménage de la compensation du déploiement des dispositifs. Les coûts prévisionnels exposés pour l'année 2024 ont été retenus en intégralité. Les régularisations nécessaires, y compris la vérification des plafonds fixés par l'arrêté précité, seront opérées lors de l'évaluation des charges constatées, en fonction du nombre de dispositifs effectivement déployés.

5.1.3. Charges liées aux autres dispositifs de lutte contre la précarité énergétique

5.1.3.1. Charges associées au « tarif de première nécessité »

Compte-tenu de l'abrogation du dispositif, à l'exception des îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy, seule EDF a déclaré des charges prévisionnelles associées au « tarif de première nécessité » pour l'année 2024 :

- Le nombre prévisionnel de bénéficiaires du TPN dans les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy pour lesquels EDF prévoit des facturations courant 2024 est estimé à 2 098. Les déductions et versements forfaitaires associés s'élèvent à **0,16 M€**.
- Le montant des charges prévisionnelles résiduelles relatives aux services liés à la fourniture au TPN s'élève à **0,002 M€** pour les clients d'EDF dans les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy.

Le total des charges prévisionnelles liées au TPN à compenser à EDF au titre de 2024 s'élève ainsi à **0,2 M€** (0,16 M€ + 0,002 M€).

5.1.3.2. Charges relatives aux services liés à la fourniture des bénéficiaires du chèque énergie

Le montant des charges prévisionnelles relatives aux services liés à la fourniture des bénéficiaires du chèque énergie au titre de 2024 s'élève à **4,6 M€**.

Ce montant est stable par rapport à la prévision initiale pour 2024 (4,6 M€).

* * *

Au titre de l'année 2024, la somme des charges associées aux réductions sur les services liés à la fourniture est de **4,7 M€** (dont 0,2 M€ associés au tarif de première nécessité et 4,6 M€ liés au chèque énergie). Ce montant est stable par rapport à la prévision initiale au titre de 2024 (4,8 M€).

5.1.4. Bilan des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux – électricité par opérateur

La mise à jour de la prévision de charges à compenser aux opérateurs au titre de 2024 s’agissant des dispositifs sociaux – électricité en métropole continentale et dans les ZNI s’élève à 38,9 M€ (28,2 M€ + 6,0 M€ + 4,7 M€). Elle est inférieure de 4,0 M€ par rapport à la prévision initiale de 42,9 M€.

Le détail des charges par type d’opérateur est indiqué dans le Tableau 40. Les détails par entreprises locales de distribution et autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 43.

Tableau 40 : Mise à jour de la prévision de charges liées aux dispositifs sociaux - électricité au titre de 2024 et comparaison par rapport aux charges constatées au titre de 2023 et initialement prévues au titre 2024

	Charges retenues au titre du FSL	Charges retenues au titre du dispositif de mise à disposition des données de consommation	Charges retenues au titre des autres dispositifs contre la précarité énergétique (TPN, chèque énergie)	2024 prévision actualisé	2023 constaté	2024 prévision initiale
	M€	M€	M€	M€	M€	M€
EDF	20,5	4,9	1,8	27,2	24,3	31,2
EDF MC	20,3	4,9	1,5	26,6	23,9	30,5
EDF ZNI	0,3	0,0	0,3	0,5	0,4	0,6
EDM	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ELD	0,7	0,2	0,2	1,0	1,3	1,2
Autres fournisseurs	6,9975	0,9	2,8	10,7	9,8	10,5
Total	28,2	6,0	4,7	38,9	35,4	42,9

5.2. Charges liées aux dispositifs sociaux – gaz

Tarif spécial de solidarité

À l’instar des bénéficiaires de la tarification de l’électricité comme produit de première nécessité (cf. section 5.1), le tarif spécial de solidarité (TSS) est abrogé à partir du 1^{er} janvier 2018 au profit du dispositif du chèque énergie.

Dispositions applicables aux bénéficiaires du chèque énergie

En application de l’article L. 445-6 du code de l’énergie, les fournisseurs de gaz naturel doivent proposer à leurs clients bénéficiant de l’aide en forme du chèque énergie la mise à disposition des données de comptage et, en application des articles L. 341-4 et L. 453-7 du code de l’énergie, une offre de transmission des données de consommation, exprimées en euros. Les coûts correspondants à ce dispositif sont compensés, dans la limite d’un montant unitaire maximal par ménage fixé par l’arrêté du 19 mai 2021 susmentionné.

* * *

Au titre de l’année 2024, 4 fournisseurs ont déclaré la mise à jour de leurs charges prévisionnelles pour 2024. Les éléments relatifs à la prévision initiale sont repris pour les autres fournisseurs ayant prévu de supporter des charges en 2024.

5.2.1. Charges liées aux services de la fourniture aux bénéficiaires du chèque énergie

4 opérateurs ont révisé leurs prévisions, en baisse de 35 k€..

La mise à jour de la prévision des charges liées aux services de la fourniture aux bénéficiaires du chèque énergie conduit à retenir au titre de 2024 un montant de 2,2 M€, contre 1,7 M€ retenus pour la prévision initiale.

5.2.2. Charges liées à la mise à disposition des données de consommation

Aucun opérateur n’a révisé ses prévisions de charges liées à la mise à disposition des données de consommation. Un montant de 0,2 M€ est retenu au titre de 2024, identique à la prévision initiale.

5.2.3. Bilan des charges liées aux dispositifs sociaux – gaz supportés par opérateur

La mise à jour de la prévision des charges liées aux dispositifs sociaux conduit à retenir, au titre de 2024, un montant de charges de 2,5 M€, supérieur de 19 % par rapport aux charges constatées en 2023 et de 27% par rapport à la prévision initiale pour 2024.

Le détail des charges par type de fournisseur est indiqué dans le Tableau 41. Les détails par entreprises locales de distribution et par autres fournisseurs sont indiqués dans le Tableau 43.

Tableau 41 : Mise à jour de la prévision des charges liées aux dispositifs sociaux - gaz de 2024 et comparaison par rapport aux charges constatées au titre de 2023 et initialement prévues pour 2024

	Mise à disposition des données de consommation	Perte de recettes liée aux réductions sur les services pour les bénéficiaires du chèque énergie	2024 mise à jour de la prévision	2024 prévision initiale	2023 constaté
	M€	M€	M€	M€	M€
EDF	0,0	0,6	0,6	0,6	0,5
ELD	0,2	0,1	0,3	0,1	0,1
Autres fournisseurs	0,0	1,6	1,6	1,3	1,5
Total	0,2	2,2	2,5	2,0	2,1

5.3. Bilan des charges prévisionnelles liées aux dispositifs sociaux

Le total des charges prévisionnelles mises à jour au titre de 2024 s'agissant des dispositifs sociaux électricité et gaz s'élève à 41,4 M€ (dont 38,9 M€ en électricité, et 2,5 M€ en gaz). Ce montant est en hausse par rapport au montant constaté sur l'année 2023, s'élevant à 37,6 M€ (voir Annexe 3). Ce montant est légèrement en baisse par rapport à la prévision initiale réalisée au titre de 2024 (44,9 M€, dont 42,9 M€ en électricité et 2,0 M€ en gaz).

6. Frais divers - Coûts liés à la conclusion et à la gestion des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération en métropole continentale (électricité et gaz)

En matière d'électricité, le 5° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie dispose que les coûts directement induits par la conclusion et la gestion des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération pour les gestionnaires de ces contrats sont imputables aux charges de ces opérateurs « dans la limite des coûts qu'une entreprise moyenne, bien gérée et adéquatement équipée des moyens nécessaires, aurait encourus ».

S'agissant des coûts supportés au titre de l'obligation d'achat de biogaz et du contrat d'expérimentation relatif au biogaz, le 3° et 4° de l'article L. 121-36 du code de l'énergie disposent notamment que la compensation des charges comprenne « les coûts de gestion supplémentaires directement induits par la mise en œuvre » de l'obligation d'achat de biogaz ou du contrat d'expérimentation.

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

En application des dispositions de ces articles, les règles relatives à la comptabilité appropriée, délibérées par la CRE le 15 février 2024⁵⁶, 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 mettre à jour les coûts correspondants initialement prévus au titre de 2024. Pour les opérateurs n'ayant pas fourni de mise à jour de leurs prévisions, les éléments relatifs à la prévision initiale ont été repris.

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 gestions facturés par des organismes tiers intégrant ces installations dans leur périmètre d'équilibre.

Au total, les opérateurs ont déclaré **94,5 M€** de charges prévisionnelles au titre de 2024 (contre 92,0 M€ dans la prévision initiale) :

- 92,3 M€ sont relatifs aux contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération dans le cadre du soutien à la production d'électricité (dont 84,3 M€ prévus par EDF, 7,7 M€ prévus par 76 entreprises locales de distribution et 0,3 M€ prévus par 5 organismes agréés), contre 86,7 M€ dans la prévision initiale (dont 75,4 M€ prévus par EDF, 10,1 M€ par 78 entreprises locales de distribution et 1,2 M€ par 4 organismes agréés).
- 2,2 M€ sont relatifs aux contrats d'achat de biométhane (dont 0,1 M€ prévus par 4 entreprises locales de distribution et 2,1 M€ par 19 fournisseurs de gaz naturel), contre 5,3 M€ dans la prévision initiale (dont 0,3 M€ prévus par 4 entreprises locales de distribution et 5,0 M€ prévus par 20 fournisseurs autres de gaz).

Ces montants ont été retenus par la CRE dans le cadre de l'exercice de mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2024. Cela ne préjuge cependant pas des montants qui seront finalement retenus en tant que charges constatées au titre de 2024.

La CRE a appliqué les principes retenus dans sa délibération du 25 janvier 2024⁵⁷, 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.

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 26 ELD et 3 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 3 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 1,8 M€

Les détails de charges par type d'opérateur sont présentés dans le Tableau 42.

⁵⁶ Délibération de la CRE n°2024-38 du 15 février 2024 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.

⁵⁷ Délibération de la CRE n°2024-20 du 25 janvier 2024 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en métropole continentale.

Tableau 42 : Charges liées aux frais de gestion supportées par les opérateurs au titre de 2024

M€	Gestionnaires de contrats d'obligation d'achat ou de complément de rémunération d'électricité			Acheteurs de biométhane		Total
	EDF	ELD	Organismes agréés	ELD	Fournisseurs de gaz	
Prévision mise à jour au titre de 2024	84,3	7,7	0,3	0,1	2,1	94,5
Prévision initiale au titre de 2024	75,4	10,1	1,2	0,3	5,0	92,0

7. Détails de la mise à jour des charges de service public prévisionnelles au titre de 2024 pour les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEFW, RTE

Le Tableau 43 présente les détails de la mise à jour des charges de service public prévisionnelles au titre de 2024 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEFW, RTE et les acheteurs en dernier recours⁵⁸.

Tableau 43 : Détails de la mise à jour des charges de service public prévisionnelles au titre de 2024 par les opérateurs autres qu'EDF, EDM, EEFW, RTE et acheteurs de dernier recours

Nom opérateur	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat total				
	MWh	€	€	€	€	€	€	€	
S.I.C.A.E. REGION DE PITHIVIERS	124 134	13 399 786	15 162 782	-	- 1 762 996		14 500	76 148	- 1 672 348
Régie Municipale Électrique SAINT-LÉONARD DE NOBLAT	756	73 950	88 279	-	- 14 329		733	-	- 13 597
Régie Électrique Municipale VILLAROGGER	12	2 048	896	-	1 152		-	-	1 152
Régie Communale d'Électricité PIERREVILLERS	-	-	-	-	-		1 482	-	1 482
Régie Municipale d'Électricité SAINT-PAUL CAP DE JOUX	6	2 473	892	-	1 581		-	620	2 201
Régie municipale d'Électricité QUIÉ	7	2 644	937	-	1 707		-	972	2 679
ENARGIA	-	-	-	-	-		2 988	-	2 988
Régie Électrique AVRIEUX	9	4 297	670	-	3 627		-	267	3 894
Régie Municipale d'Électricité AMNÉVILLE	548	72 857	70 790	-	2 068		2 200	-	4 268
Régie Électrique Communale AUSSOIS	18	5 698	1 271	-	4 427		-	267	4 694
Régie Municipale d'Électricité MERENS LES VALS	9	5 489	1 451	-	4 037		-	852	4 889
SIVOM d'Énergie du Pays Toy	14	4 776	1 185	-	3 591		1 350	-	4 941
Régie Électrique MERCUS GARRABET	12	5 946	1 599	-	4 347		-	1 262	5 609
Régie Communale Électrique SAULNES	14	6 699	1 469	-	5 230		-	1 693	6 923

⁵⁸ 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 – Annexe 2

11 juillet 2024

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 MONTOIS LA MONTAGNE	33	10 110	3 270	-	6 840		284	-	7 124
Régie Électrique Municipale SAINT-LAURENT DE CERDANS	34	10 512	3 755	-	6 757		375	-	7 132
Régie Électrique LA CABANASSE	37	11 677	5 146	-	6 531		-	1 049	7 580
Régie Électrique MONTVALEZAN	12	7 706	1 262	-	6 445		-	1 235	7 680
Régie Municipale d'Électricité VICDESSOS	17	7 964	1 683	-	6 281		-	1 650	7 931
Régie Électrique CAPVERN LES BAINS	22	8 335	-	-	8 335		-	-	8 335
Régie Municipale Multiservices de LA REOLE	28	11 861	2 487	-	9 374		-	-	9 374
Régie Électrique VILLARODIN BOURGET	23	11 732	1 613	-	10 119		-	445	10 564
Régie Électrique SAINTE-FOY TARENNAISE	33	12 063	2 607	-	9 457		-	1 550	11 007
COMPARELEC	-	-	-	-	-		13 802	-	13 802
S.I.C.A.E. CARNIN	55	19 001	4 481	-	14 520		-	-	14 520
Régie Municipale de Distribution CLOUANGE	153	32 207	17 558	-	14 649		-	-	14 649
OUI ENERGY	-	-	-	-	-		16 300	-	16 300
Régie Municipale d'Électricité LARUNS	55	24 805	7 373	-	17 431		-	-	17 431
Coopérative d'Électricité VILLIERS SUR MARNE	74	28 806	11 316	-	17 490		-	-	17 490
Régie Municipale d'Électricité MARTRES TOLOSANE	117	30 978	12 531	-	18 447		-	-	18 447
SEM BEAUVOIS DISTRELEC	53	23 658	4 555	-	19 103		-	-	19 103
Régie Municipale d'Électricité HOMBURG HAUT	57	22 836	5 301	-	17 535		709	966	19 210
Régie Municipale d'Électricité ROQUEBILLIERE	36	22 812	3 135	-	19 677		-	-	19 677
MINT	-	-	-	-	-		21 350	-	21 350
Régie Municipale d'Électricité LOOS	62	24 584	7 273	-	17 311		5 181	-	22 492
Régie Municipale d'Électricité et de Télédistribution MARANGE SILVANGE TERNEL	41	22 989	2 874	-	20 116		2 797	800	23 713
S.I.V.O.M. LABERGEMENT SAINTE-MARIE	2 844	350 454	335 071	-	15 383		1 260	7 916	24 559
Régie d'Électricité BITCHE	70	35 220	6 809	-	28 411		1 550	1 267	31 228
Régie Communale de Distribution d'Électricité MITRY MORY	60	29 240	4 436	-	24 803		5 196	1 288	31 287
Régie Municipale de Distribution d'Électricité de HAGONDANGE	97	32 916	7 831	-	25 085		4 417	2 420	31 922
Régie Municipale d'Électricité SALINS LES BAINS	72	36 348	7 558	-	28 791		505	3 140	32 435
Régie Communale d'Électricité SAINTE-MARIE AUX CHENES	96	27 368	10 365	-	17 003		516	16 704	34 224
ILEK	-	-	-	-	-		35 264	-	35 264

Délibération – Annexe 2

11 juillet 2024

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.M.E.T. TALANGE	411	66 377	34 879	-	31 498		731	4 390	36 619
Régie d'Électricité SCHOENECK	79	44 778	7 188	-	37 590		135	1 159	38 884
S.I.C.A.E. VALLEE DU SAUSSERON	96	48 403	9 391	-	39 012		3 023	2 737	44 772
Régie Électrique DALOU	58	51 900	6 309	-	45 592		-	1 350	46 942
Régie Municipale d'Électricité ROMBAS	618	105 135	54 343	-	50 792		709	-	51 501
Régie municipale d'Électricité MIRAMONT DE COMMINGES	317	70 635	22 602	-	48 033		28	4 861	52 923
S.A.I.C. PERS LOISINGES	409	95 626	44 227	-	51 399		-	7 331	58 730
Régie Municipale d'Électricité ARIGNAC	425	103 563	39 998	-	63 565		-	2 262	65 827
Régie Électrique Municipale PRATS DE MOLLO LA PRESTE	1 214	140 222	69 122	4 707	66 393		158	691	67 243
Régie Municipale d'Électricité LA BRESSE	369	103 569	34 197	-	69 372		-	7 362	76 734
Régie Communale d'Électricité MONTDIDIER	597	129 940	55 794	-	74 145		1 350	7 426	82 921
Régie Communale d'Électricité GATTIÈRES	183	87 347	10 665	-	76 681		330	6 020	83 031
Régie Gaz Électricité de la Ville BONNEVILLE	4 097	410 535	333 750	-	76 785		3 150	6 783	86 718
VATTENFALL ÉNERGIES	-	-	-	-	-		88 277	-	88 277
Régie d'Électricité d'Elbeuf	190	83 527	10 851	-	72 676		10 070	5 587	88 334
Régie SDED EROME-GERVANS	184	109 745	16 654	-	93 091		-	3 775	96 866
SAEML HUNELEC Service de Distribution Public HUNELEC	184	111 637	10 824	-	100 813		180	2 086	103 079
Régie Communale d'Électricité MONTATAIRE	195	119 751	13 638	-	106 113		-	-	106 113
Régie Électrique TIGNES	5 933	462 430	332 646	18 652	111 133		-	-	111 133
Régie Municipale d'Électricité CAZOULS LÈS BÉZIERS	320	143 395	24 857	-	118 538		204	10 612	129 354
ARC ÉNERGIES MAURIENNE	1 538	250 451	101 308	-	149 143		-	4 998	154 141
Régie Municipale de Bazas Énergie	905	308 377	54 640	93 239	160 499		547	-	161 046
Régie municipale d'Électricité TARASCON-SUR-ARIÈGE	4 463	650 091	491 568	-	158 523		1 200	2 280	162 003
S.I.C.A.E. CANTONS DE LA FERTE-ALAIS & LIMITROPHES	1 291	302 019	147 467	-	154 552		-	7 703	162 254
Energie Quillan Occitanie	4 827	598 231	424 592	-	173 639		1 810	6 134	181 582
Régie Intercommunale d'Électricité NIEDERBRONN REICHSHOFFEN	458	199 364	28 380	-	170 984		900	17 551	189 435
Régie d'Électricité SAINT-QUIRC - CANTE - LISSAC - LABATUT	407	238 223	47 270	-	190 953		-	1 581	192 534
Régie Municipale d'Électricité GIGNAC	1 067	260 578	75 123	-	185 455		562	12 760	198 777

Délibération – Annexe 2

11 juillet 2024

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 VALLEE DE THONES	566	264 210	62 445	-	201 765		-	21 329	223 094
Syndicat d'Electricité SYNERGIE MAURIENNE	837	289 751	62 300	-	227 451		-	7 592	235 043
Régie Municipale d'Électricité CAZÈRES	957	343 220	98 597	-	244 623		-	-	244 623
SELFEE	1 352	312 207	70 480	-	241 727		-	3 820	245 547
Energies Services LANNEMEZAN	615	339 804	51 231	-	288 573		4 807	-	293 379
Régie Municipale d'Électricité SALLANCHES	2 372	494 752	204 790	-	289 962		4 050	10 044	304 056
Régie Municipale Électrique LES HOUCHES	7 264	546 808	204 102	-	342 706		1 800	4 860	349 366
Syndicat des Énergies Électriques de TARENTEISE	6 898	854 134	396 135	-	457 999		-	-	457 999
S.I.C.A.E. E.L.Y. : RÉGION EURE & LOIR YVELINES	2 926	803 375	357 283	-	446 092		-	19 875	465 967
Régie municipale d'Électricité VARILHES	1 290	590 352	110 770	-	479 582		1 350	4 442	485 374
Régie Municipale d'Électricité et de Gaz Énergie Services Occitans CARMAUX ENEO	2 567	608 677	164 788	-	443 889		26 746	31 722	502 357
Total Energie Gaz (Tegaz)							520 746		520 746
Union des producteurs locaux d'électricité	15 521	1 475 750	896 084	15 965	563 701		12 723	13 502	589 926
Régie Municipale d'Électricité ENERGIS SAINT-AVOLD	4 883	1 522 437	872 827	-	649 610		9 726	-	659 335
PLUM ENERGIE						657 949		9 082	667 031
R.S.E. REGIE SERVICES ENERGIE AMBERIEUX	4 431	1 100 669	355 886	-	744 783		2 250	52 500	799 533
EPIC ENERGIES SERVICES LAVAUR - Pays de Cogne	16 779	2 710 829	1 944 150	-	766 680		5 441	36 059	808 180
Énergie Développement Services du BRIANÇONNAIS	15 437	2 064 916	1 163 482	-	901 434		4 024	10 183	915 642
Régie Municipale d'Électricité MAZÈRES	2 634	1 280 503	267 921	-	1 012 582		900	873	1 014 355
SICAE de l'Aisne	5 878	1 673 414	585 262	-	1 088 152		12 000	-	1 100 151
Régie Municipale d'Électricité CREUTZWALD	7 377	1 805 397	555 487	129 716	1 120 194		1 390	27 458	1 149 041
Régie municipale d'Électricité SAVERDUN	7 179	1 772 003	625 059	-	1 146 944		-	9 157	1 156 101
Joul	138	38 996	8 574	-	30 421	1 113 733	14 000	15 341	1 173 495
GAZELEC DE PERONNE	33 612	3 439 910	1 962 803	279 716	1 197 391		5 350	3 395	1 206 136
UME	7 120	1 731 968	475 728	37 295	1 218 944		416	18 218	1 237 577
Coopérative de droit suisse ELEKTRA BIRSECK	4 031	1 425 656	228 149	5 987	1 191 520		857	45 867	1 238 244

Délibération – Annexe 2

11 juillet 2024

Nom opérateur	Charges dues aux contrats d'achat					Soutien à l'injection de biométhane	Charges liées aux dispositifs sociaux	Frais de gestion	Montant de la compensation
	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité énergie	Coût évité capacité	Surcoût d'achat total				
	MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
Régie Municipale d'Electricité de la ville de SARRE UNION	15 900	2 528 576	1 231 055	-	1 297 521		1 727	11 448	1 310 696
GASCOGNE ENERGIES SERVICES AIRE SUR L'ADOUR (ex Régies Municipales)	5 266	1 616 631	304 319	1 998	1 310 314		769	-	1 311 082
SOREA	32 904	3 049 342	1 732 104	-	1 317 238		-	-	1 317 238
AXPO Solutions AG	-	2 550 842	-	1 109 541	1 441 301		-	-	1 441 301
Régie d'Électricité du Syndicat du SUD DE LA REOLE	4 964	1 767 817	306 722	9 326	1 451 770		-	45 847	1 497 617
Société d'économie mixte locale DREUX - GEDIA	105	41 290	7 981	-	33 309	1 547 487	9 467	19 722	1 609 984
ENERGIE ET SERVICES DE SEYSSSEL (SAEML)	7 930	2 394 765	898 735	-	1 496 030		16 183	128 945	1 641 159
CALEO						1 644 399	3 500	-	1 647 899
GAZ DE BARR	265	89 158	20 862	-	68 296	1 700 392	12 020	9 905	1 790 614
S.I.C.A.E. DE LA REGION DE PRECY SAINT-MARTIN	9 599	2 693 616	641 390	65 267	1 986 958		288	20 001	2 007 247
VOLTERRES	13	2 029 851	793	57 909	1 971 149		-	42 124	2 013 273
GEG Source d'Energies						2 653 741		17 478	2 671 219
ENERCOOP	29 328	3 744 343	1 813 608	42 660	1 888 074	1 027 025	-	89 380	3 004 479
PICOTY						3 156 037		15 462	3 171 499
BCM ENERGY						3 570 369		24 450	3 594 819
SICAE du CARMAUSIN	20 025	5 166 386	1 314 058	7 983	3 844 345		5 615	69 655	3 919 615
VIALIS	25 619	5 748 818	1 669 385	39 951	4 039 482		35 898	-	4 075 380
SYNELVA COLLECTIVITÉS	81 634	10 614 240	4 967 225	131 838	5 515 176		10 800	-	5 525 976
Coopérative d'Électricité SAINT-MARTIN DE LONDRES	40 758	9 639 296	2 466 443	-	7 172 853		12 365	161 820	7 347 038
SICAE EST	75 745	12 019 025	4 531 648	121 851	7 365 527		8 100	194 233	7 567 860
ALSEN						7 664 355		20 713	7 685 068
GAZ ÉLECTRICITÉ DE GRENOBLE	108 126	14 655 162	6 990 388	155 809	7 508 966		51 556	281 408	7 841 930
Total Gas& Power limited						8 327 904		15 740	8 343 644

Délibération – Annexe 2

11 juillet 2024

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	€	€	€	€	€	€	€	€
Nature Energy Green Sales A/S						8 446 772		19 700	8 466 472
PROVIRIDIS SAS						9 221 928		23 519	9 245 447
TotalEnergies Electricité et Gaz France	-	-	-	-	-	5 491 071	4 386 428	20 504	9 898 004
S.I.C.A.E. OISE	198 682	23 045 959	12 431 254	389 523	10 225 183		-	328 171	10 553 354
TotalEnergies GPL	266 584	31 616 356	16 603 450	421 483	14 591 423		-	172 880	14 764 303
SPECIALTY OPERATIONS FRANCE						16 550 668		56 613	16 607 280
S.I.C.A.E. de la SOMME et du CAMBRAISIS	428 655	42 766 314	25 321 376	373 542	17 071 396		7 200	768 643	17 847 239
Gaz de Paris						19 645 895		39 002	19 684 897
SOCIETE EUROPEENNE DE GESTION DE L'ENERGIE						20 457 517		73 426	20 530 943
SOCIETE VALMY DEFENSE 17 SVD 17						23 945 145		85 012	24 030 157
SAEML UEM USINE D'ELECTRICITE DE METZ	176 409	37 463 523	11 917 503	614 099	24 931 921		78 097	773 872	25 783 890
Gaz de Bordeaux						30 783 405	13 000	68 729	30 865 134
ENDESA ENERGIA SA						32 696 640		96 247	32 792 887
SEOLIS	661 131	89 140 591	40 339 499	505 381	48 295 711		126 174	1 625 325	50 047 210
REDEO ENERGIES SAS						53 116 906		178 624	53 295 530
Régie d'Électricité du Département de la Vienne SOREGIES	626 469	100 966 114	35 544 281	661 190	64 760 644		154 562	1 326 381	66 241 586
ES ENERGIES STRASBOURG	367 582	98 322 346	23 390 165	764 880	74 167 301	6 954 149	419 609	1 448 175	82 989 234
SAVE						266 869 438		509 141	267 378 579
ENGIE	-	-	-	-	-	534 526 963	7 409 202	846 360	542 782 524
TOTAL	3 496 909	550 898 797	224 473 375	6 059 507	320 365 915	1 061 769 888	13 637 259	10 223 925	1 405 996 986