

DÉLIBÉRATION N° 2024-05

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 18 janvier 2024 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité

Participaient à la séance :

Emmanuelle WARGON, présidente, Valérie PLAGNOL, Anthony-CELLIER, Ivan FAUCHEUX et Lova RINEL, commissaires.

Cadre réglementaire applicable aux mouvements des tarifs réglementés de vente d'électricité

En France métropolitaine continentale, les tarifs réglementés de vente d'électricité (ci-après « TRVE ») sont proposés aux consommateurs visés à l'article L. 337-7 du code de l'énergie. Dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (ZNI), en application des dispositions de l'article L. 337-8 du code de l'énergie, les tarifs réglementés de vente d'électricité s'appliquent à l'ensemble des clients finals.

En application de l'article L. 337-4 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a pour mission de proposer aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie les évolutions des TRVE.

Le niveau moyen des TRVE est déterminé selon la méthodologie dite « par empilement des coûts » conformément à l'article L. 337-6 du code de l'énergie.

Contexte spécifique à la présente délibération de la CRE

Les prix de gros de l'électricité pour livraison en 2024 en France sont en baisse constante depuis début 2023 en lien notamment avec une hausse de la disponibilité du parc nucléaire et une baisse des prix de gros du gaz après des niveaux historiquement élevés en 2022.

L'article 225 de la loi de finances pour 2024 prévoit qu'un bouclier tarifaire peut être mis en œuvre en 2024 si la proposition tarifaire de la CRE conduit à une hausse des tarifs TTC par rapport à leur niveau au 31 décembre 2023, dans des dispositions similaires au bouclier tarifaire pour 2023.

L'article 92 de la loi de finances pour 2024 dispose que le tarif de l'accise sur l'électricité (anciennement nommée TICFE) peut être majoré dans la limite d'un plafond fixé tel que la hausse TTC du TRVE Bleu résidentiel entre le mouvement tarifaire de janvier 2024 et le TRVE d'août 2023 soit inférieure à 10 %.

Le présent document présente les évolutions du mouvement tarifaire telles qu'elles résulteraient de l'application des dispositions législatives et réglementaires et de la méthode de la CRE en vigueur.

Les évolutions sont calculées par rapport aux TRVE en vigueur actuellement, c'est-à-dire tels qu'ils ont été fixés en août 2023 par le gouvernement.

Le Collège de la CRE a auditionné le 15 janvier 2024 l'ensemble des parties prenantes : fournisseurs alternatifs, associations de consommateurs, EDF, fédérations d'entreprises locales de distribution, administrations, pour recueillir leur avis sur cette proposition des TRVE.

S'agissant des tarifs réglementés de vente d'électricité hors taxes en France métropolitaine continentale

La CRE propose une baisse du niveau moyen des TRVE de $-0,18\%$ HT (soit $-0,38\text{ €/MWh}$) par rapport aux TRVE gelés en vigueur et qui se décompose en :

- $+0,18\%$ HT soit $+0,39\text{ €/MWh}$ HT, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- $-3,55\%$ HT soit $-7,73\text{ €/MWh}$ HT, pour les tarifs bleus professionnels.

Cette évolution est la conséquence :

- de la fin du gel lié au bouclier tarifaire 2023 (qui a un impact de $+37,1\%$ HT sur le TRVE) ;
- de la baisse du coût de l'approvisionnement en énergie ($-32,3\%$ HT) par rapport aux niveaux historiquement élevés en période de crise. Cette évolution prend en compte la décision de la CRE du 21 septembre 2023 qui fixe une période de lissage pour l'approvisionnement des volumes écrêtés de l'ARENH de 3 mois ;
- de la baisse du coût de l'approvisionnement en garanties de capacité (soit $-1,0\%$ HT). Cette évolution prend en compte la décision du 21 septembre 2023 susmentionnée ;
- de la baisse du coût des écarts au périmètre d'équilibre (soit $-0,5\%$ HT) ;
- de l'évolution des coûts de commercialisation d'EDF, incluant les coûts d'approvisionnement en certificats d'économie d'énergie (soit $+0,1\%$ HT) ;
- du solde du rattrapage au titre de 2022, soit $-0,1\%$ HT) ;
- du rattrapage au titre de l'année 2023 des coûts d'EDF non couverts par le bouclier tarifaire prévu par l'article 181 de la loi de finances pour 2023, c'est-à-dire l'écart entre les coûts et le TRVE gelé sur le mois de janvier 2023, soit $+5,6\%$ HT sur le TRVE, ainsi que l'écart entre les coûts de commercialisation prévisionnels 2023 et les coûts réalisés estimés sur cette même année (soit $+0,1\%$ HT) ;
- du rattrapage ex ante du décalage structurel du mois de janvier 2024 entre les coûts et le TRVE en vigueur, comme l'a proposé la CRE dans la consultation publique du 15 novembre 2023. La prise en compte de ce rattrapage a un impact de $-4,63\%$ HT sur le TRVE.

Délibération n° 2024-05

18 janvier 2024

L'article 92 de la loi de finances pour 2024 dispose que le tarif de l'accise sur l'électricité peut être majoré dans la limite d'un plafond fixé tel que la hausse TTC du TRVE Bleu résidentiel reste inférieure à 10 %. A partir des évolutions hors taxes présentées ci-dessus, la CRE a calculé le niveau du plafond du tarif de l'accise conduisant à une hausse de 10 % TTC du TRVE résidentiel : cela porte le tarif de l'accise sur l'électricité à 22,16 €/MWh.

Pour rappel, avant la crise en 2021, le niveau de la TICFE¹ était de 32,44 €/MWh. Le tarif de l'accise a été abaissé à son niveau minimum de 1 €/MWh ou 0,5 €/MWh, suivant la catégorie de consommateur, dans le cadre des mesures de protection des consommateurs en 2022 et 2023.

A titre informatif, et comme demandé à la CRE par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie dans un courrier daté du 6 janvier 2024, la CRE communique les évolutions TTC du tarif Bleu dans deux cas de figure :

- dans le cas où le tarif de l'accise sur l'électricité serait maintenu à son niveau actuel de 1 €/MWh : la variation des TRVE serait de + 0,16 % TTC pour les clients résidentiels et – 3,48 % TTC pour les clients non résidentiels,
- dans le cas où le tarif de l'accise serait fixé au niveau maximal permis par l'article 92 de la loi de finances pour 2024 : le tarif d'accise serait alors de 22,16 €/MWh et la variation des TRVE de + 10,00 % TTC pour les clients résidentiels et + 6,16 % TTC pour les clients non résidentiels.

*

La CRE a mené du 15 novembre 2023 au 15 décembre 2023 une consultation publique sur le niveau et la structure des tarifs réglementés de vente d'électricité pour l'année 2024. La CRE souhaitait notamment recueillir l'avis des acteurs de marché sur sa proposition de réaliser un mouvement tarifaire uniquement en niveau lors de sa proposition des TRVE pour février 2024. La CRE a reçu 25 réponses, qui sont publiées en même temps que la présente délibération dans leur version non confidentielle.

Les réponses sont très largement favorables à une évolution en niveau pour février pour pérenniser l'attractivité de l'option Heure Pleine Heure Creuse (HPHC), sauf pour deux acteurs. L'inclusion de l'option Tempo dans le mouvement en niveau reçoit un avis favorable d'environ la moitié des répondants. L'autre moitié est défavorable et indique que cette solution dégrade la répliquabilité de cette option.

Afin de préserver la stabilité des TRVE et l'attractivité de l'option HPHC, la CRE propose de réaliser un mouvement tarifaire uniquement en niveau, par homothétie, incluant les consommateurs Tempo pour ce mouvement tarifaire de février 2024.

Compte tenu de la fin du dispositif ARENH en 2026, la CRE ouvrira au premier semestre 2024 une large concertation avec l'ensemble des parties prenantes sur la structure des différentes options des TRVE et les signaux tarifaires qu'elles véhiculent.

*

¹ La TICFE intègre la taxe départementale sur la consommation finale d'électricité (TDCFE) et la taxe communale sur la consommation finale d'électricité (TCCFE) depuis 1^{er} janvier 2023

Délibération n° 2024-05

18 janvier 2024

La loi n°2023-1322 du 29 décembre 2023 de finances pour 2024 dispose au point VIII de l'article 225 qu'à compter des mouvements tarifaires de 2024, les recettes du TRVE pour l'année en cours et les deux années précédentes doivent couvrir les coûts de fourniture de l'électricité sur cette même période. Les recettes tiennent compte des compensations reçues dans le cadre des boucliers tarifaires.

Les analyses menées par la CRE concluent que les recettes des TRVE et les compensations reçues au titre des boucliers tarifaires en 2022, 2023 et 2024 permettent de couvrir les coûts de fourniture de l'électricité sur cette même période.

S'agissant des tarifs réglementés de vente d'électricité dans les Zones Non Interconnectées (ZNI)

Pour les clients dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA et raccordés en basse tension, les barèmes des tarifs réglementés bleus résidentiels et non résidentiels de la métropole continentale s'appliquent.

Les tarifs réglementés pour les clients dans les ZNI souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA ou raccordés en haute tension évoluent selon l'article R. 337-19-1 du code de l'énergie par catégorie tarifaire « dans les mêmes proportions que le coût de l'électricité, déterminé par la Commission de régulation de l'énergie, facturé aux consommateurs pour les mêmes puissances souscrites en France métropolitaine continentale », afin d'assurer la péréquation tarifaire.

Le mouvement tarifaire proposé consiste en une évolution du niveau moyen des TRVE (hors rémanence d'octroi de mer), par rapport aux TRVE gelés en vigueur, de :

- + 0,18 % HT soit + 0,39 €/MWh HT, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- – 3,55 % HT soit – 7,73 €/MWh HT, pour les tarifs bleus professionnels.
- + 4,3 % HT pour les tarifs jaunes, qui s'appliquent exclusivement en Corse et pour les tarifs bleus +, applicables dans toutes les ZNI à l'exception de la Corse (consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA) ;
- + 16,1 % HT pour les tarifs verts (consommateurs raccordés en HTA).

La proposition inclut également une évolution des montants de rémanence d'octroi de mer. Les valeurs de majoration à appliquer aux barèmes des TRVE Bleus sont rapportées ci-dessous pour chacun des territoires concernés.

	Guadeloupe	Martinique	Réunion	Guyane	Mayotte
Majoration liée à la rémanence d'octroi de mer en vigueur pour les tarifs Bleus (€/MWh)	4.544	9.044	8.832	-	4.110
Majoration liée à la rémanence d'octroi de mer à appliquer aux tarifs Bleus en février 2024 (€/MWh)	4.640	8.042	10.326	-	5.055

Le mouvement tarifaire proposé a vocation à s'appliquer le 1er février 2024.

La présente délibération présente les évolutions de chaque composante de l'empilement tarifaire.

La méthode de calcul est présentée en annexe A. Les barèmes de prix en résultant sont présentés en annexes B1 à B4.

Par ailleurs, conformément à sa politique de transparence, la CRE publie en open data sur son site internet (<https://www.cre.fr/pages-annexes/open-data>) les données permettant de calculer les TRVE : décomposition de l'empilement pour chaque option/puissance/poste horosaisonnier, base de données des consommations des clients aux TRVE d'EDF au 31 décembre 2022 ainsi qu'un fichier de calcul de la Price Forward Curve.

SOMMAIRE

1	Les tarifs réglementés de vente d'électricité proposés en métropole continentale.....	7
1.1	Panorama des sites aux TRVE en France métropolitaine continentale.....	7
1.2	Principes et objectifs de la tarification par empilement.....	8
1.3	Calcul de l'évolution des composantes de coûts de l'empilement tarifaire.....	8
1.3.1	Coûts d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité.....	9
1.3.1.1	Coût du complément d'approvisionnement en énergie au marché.....	9
1.3.1.2	Coût du complément d'approvisionnement en capacité au marché.....	9
1.3.1.3	Coût de l'approvisionnement à l'ARENH.....	9
1.3.1.4	Coût de complément d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité consécutif à l'écrêtement de l'ARENH.....	10
1.3.1.5	Frais divers liés à l'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité.....	11
1.3.1.6	Espérance des risques quantifiés.....	11
1.3.1.7	Synthèse de l'évolution du coût d'approvisionnement en énergie et en capacité ..	12
1.3.2	Coûts d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité.....	12
1.3.3	Coûts de commercialisation.....	12
1.3.3.1	Evolution des coûts de commercialisation incluant les coûts d'acquisition des certificats d'économie d'énergie (CEE) d'EDF au périmètre TRVE.....	13
1.3.3.2	Composante des coûts de commercialisation unitaires retenue dans les TRVE	14
1.3.4	Rémunération normale de l'activité de fourniture.....	15
1.4	Rattrapages.....	16
1.4.1	Rattrapage antérieur à 2023.....	16
1.4.2	Rattrapage au titre de janvier 2023.....	16
1.4.3	Rattrapage des coûts commerciaux sur l'année 2023.....	16
1.4.4	Rattrapage au titre de janvier 2024.....	17
1.5	Barèmes tarifaires.....	17
1.6	Couverture des coûts comptables de fourniture d'EDF.....	18
1.7	Synthèse du mouvement.....	20
2	Les tarifs réglementés de vente d'électricité proposés dans les ZNI.....	21
2.1	Tarifs réglementés de vente d'électricité proposés aux consommateurs dans les ZNI raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36kVA.....	21
2.2	Tarifs réglementés de vente d'électricité proposés aux consommateurs dans les ZNI raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est supérieure à 36kVA ou raccordés en haute tension	22
2.2.1	Etat des lieux.....	22
2.2.2	Evolution en niveau : l'ensemble des tarifs respecte le principe de péréquation tarifaire	24
2.3	Rémanence d'octroi de mer.....	25
	Décision de la CRE.....	26

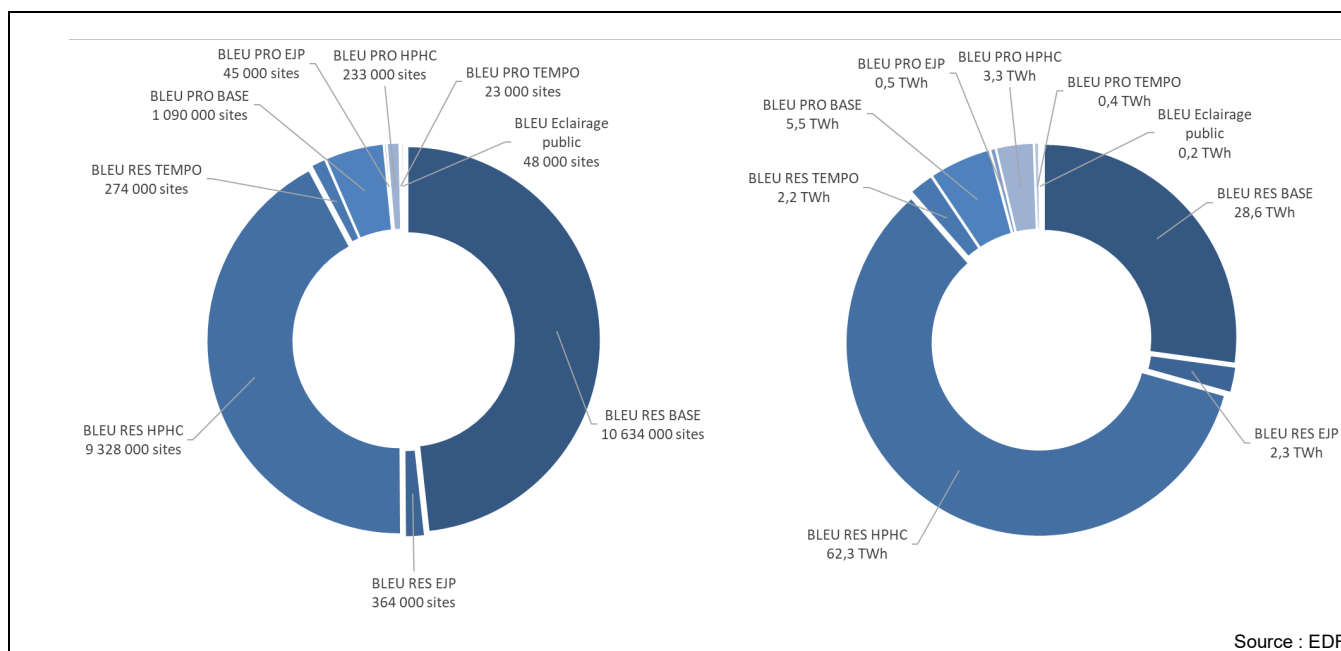
1 Les tarifs réglementés de vente d'électricité proposés en métropole continentale

1.1 Panorama des sites aux TRVE en France métropolitaine continentale

Les tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) bleus résidentiels et professionnels, maintenus pour les clients éligibles raccordés en basse tension et de puissance inférieure ou égale à 36 kVA, comprennent respectivement 4 et 5 options tarifaires. Au 30 septembre 2023, sur la zone de desserte ENEDIS, les TRVE représentent 20,1 millions de sites résidentiels (soit 60 % des sites) pour une consommation annualisée estimée à 87,7 TWh, et 1,57 million de sites « petits professionnels » (soit 34 % des sites), pour une consommation annualisée estimée à 10,8 TWh.

La figure ci-dessous présente le nombre de sites au 31 décembre 2022 et les volumes de consommation à température normale en 2022 pour les clients résidentiels et non résidentiels souscrivant aux TRVE Bleus.

Figure 1 : Répartition en nombre de sites et en volume à température normale des clients² ayant souscrit un TRVE bleu chez EDF au 31 décembre 2022 par option tarifaire.



Les TRVE verts perdurent pour les clients éligibles raccordés en haute tension (HTA) de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA, qui représentent un peu plus de 2 000 sites. Il subsiste également des offres de fourniture aux TRVE dites « atypiques³ » ou « exotiques⁴ » pour certains clients.

² Hors clients au « tarif agent », hors effet de l'année bissextile

³ TRV verts et tarifs jaunes de puissances souscrites inférieures ou égales à 36 kVA, raccordés en basse tension

⁴ TRV bleus non résidentiels pour utilisations longues sans comptage et pour fournitures diverses.

1.2 Principes et objectifs de la tarification par empilement

L'article L. 337-6 du code de l'énergie dispose que les TRVE sont établis par addition des composantes suivantes :

- le coût d'approvisionnement de la part relevant de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) ;
- le coût d'approvisionnement du complément de fourniture, relevant des achats sur les marchés de gros de l'électricité en tenant compte de l'éventuelle atteinte du plafond de l'ARENH ;
- le coût d'approvisionnement en capacité, établi à partir des références de prix issues des enchères du mécanisme d'obligation de capacité prévu aux articles L. 335-1 et suivants du code de l'énergie, en tenant compte de l'éventuelle atteinte du plafond de l'ARENH ;
- le coût d'acheminement, correspondant au coût d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité ;
- le coût de commercialisation ;
- la rémunération de l'activité de fourniture.

1.3 Calcul de l'évolution des composantes de coûts de l'empilement tarifaire

La méthode de calcul de l'empilement est détaillée dans l'annexe A. Cette section explicite les évolutions des différentes briques de coûts issues de l'application de cette méthode depuis la dernière proposition tarifaire de la CRE ainsi que leurs impacts sur le niveau du TRVE.

Dans les paragraphes suivants, les évolutions par rapport au niveau proposé par la CRE dans sa délibération du 22 juin 2023 sont données en moyenne au portefeuille d'EDF au 31 décembre 2022 pour les clients résidentiels et hors clients non éligibles pour les clients non résidentiels. Ces évolutions correspondent à des moyennes et ne correspondent pas nécessairement aux évolutions de chaque client ou même de chaque option.

La CRE publie en open data la décomposition de l'empilement ainsi que le droit ARENH et l'obligation de capacité pour chaque option/puissance/poste horosaisonnier.

1.3.1 Coûts d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité

1.3.1.1 Coût du complément d'approvisionnement en énergie au marché

La quantité d'électricité approvisionnée sur le marché (hors approvisionnement consécutive à l'écrêtement de l'ARENH et hors diminution du coefficient de bouclage) représente en moyenne 32,78 %⁵ de la consommation des clients au TRVE.

Conformément à la méthode de calcul de l'approvisionnement en énergie, décrite dans l'annexe A, la CRE approvisionne un ruban d'énergie (produits calendaires Base et Peak) de manière lissée sur 24 mois. Le prix moyen résultant du produit Calendaire Base pour 2024 est de 191,72 €/MWh. La forme de la courbe de charge est approvisionnée de manière lissée sur 12 mois.

La baisse des prix de gros de l'électricité pour l'approvisionnement du complément en énergie – hors effet de l'écrêtement de l'ARENH – entraîne une baisse moyenne des TRVE de 44,11 €/MWh HT.

1.3.1.2 Coût du complément d'approvisionnement en capacité au marché

Le prix de référence pour le complément d'approvisionnement en capacité – hors effet de l'écrêtement ARENH – correspond à la moyenne lissée sur deux ans des prix révélés lors des dix enchères de capacité de 2022 et 2023 pour livraison en 2024. Le prix résultant s'établit à 27 094 €/MW pour l'année 2024 contre 45 622 €/MW pour l'année 2023.

La réduction du prix de marché pour l'approvisionnement du complément en garanties de capacité – hors effet de l'écrêtement de l'ARENH – entraîne une baisse moyenne des TRVE de 2,61 €/MWh HT.

Par ailleurs, la CRE tient compte dans le calcul du coût d'approvisionnement en capacité des appels d'offres long terme portant sur le développement de nouvelles capacités selon les modalités décrites dans l'annexe A.

1.3.1.3 Coût de l'approvisionnement à l'ARENH

L'arrêté du 27 juillet 2023 portant modification de l'arrêté du 17 mai 2011 relatif au calcul des droits à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique modifie le coefficient de bouclage pour les demandes d'ARENH effectuées pour les périodes de livraison commençant à compter du 1er janvier 2024 à 0,844 contre 0,964 précédemment.

Les droits ARENH représentent en moyenne 58,85 % de la consommation des clients aux TRVE en 2024 avec un coefficient de bouclage de 0,844, contre 67 % en 2023 avec un coefficient de bouclage de 0,964. La diminution des volumes reçus à l'ARENH liée à la baisse du coefficient de bouclage représente 8,37 % de la consommation des clients aux TRVE. Ces volumes, et les garanties de capacités associés sont à approvisionner au marché.

⁵ Ce chiffre ne prend pas en compte l'approvisionnement des volumes liés au changement du coefficient de bouclage. La CRE a normativement inclus ces volumes dans la brique ARENH écrêté (ces volumes représentent 8,37% de la consommation totale).

En régime établi, ces volumes sont approvisionnés sous forme de produits à terme annuels de manière lissée sur 24 mois, en application de la méthodologie en vigueur. La modification du coefficient de bouclage ayant eu lieu après le début de la période de lissage de l'approvisionnement pour l'année 2024, un tel lissage sur 24 mois n'est pas possible pour les volumes supplémentaires à approvisionner.

Conformément à sa délibération du 20 juillet 2023 portant décision sur les modalités de calcul des tarifs réglementés de vente d'électricité⁶, et sa communication du 28 août 2023⁷, la CRE utilise, pour l'approvisionnement des volumes supplémentaires lié à la baisse du coefficient de bouclage dans le calcul des TRVE 2024, les cotations des produits de marché observées à partir du 31 août 2023 inclus jusqu'au 27 décembre 2023. Cet approvisionnement représente 8,37 % de la consommation des clients aux TRVE au prix de 121,56 €/MWh.

Ensuite, les volumes d'ARENH attribués aux fournisseurs à l'issue du guichet de novembre 2023 se sont élevés à 130,41 TWh. En application de l'article R. 336-18 du code de l'énergie et de sa délibération du 26 octobre 2023⁸, la CRE a réparti les 100 TWh d'ARENH au prorata des demandes des fournisseurs, hors filiales contrôlées par EDF. Le taux d'attribution est égal à 76,68 %.

Ainsi, un consommateur au TRVE a reçu en moyenne 76,68 % de son droit ARENH pour 2024 contre 67,43 % pour l'année 2023. L'ARENH couvre donc $58,85 \% \times 76,68 \% = 45,12 \%$ de la consommation d'un consommateur aux TRVE au prix de 42 €/MWh inchangé depuis 2012. Finalement, la brique ARENH couvre 45,12 % de l'approvisionnement d'un valorisé au prix de l'ARENH à 42 €/MWh auquel s'ajoute 8,37 % de l'approvisionnement valorisé à 121,56 €/MWh pour tenir compte de la baisse du coefficient de bouclage ARENH. Ce dernier effet induit une hausse des TRVE de 10,15 €/MWh HT.

1.3.1.4 Coût de complément d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité consécutif à l'écrêtement de l'ARENH

Le complément d'approvisionnement en énergie consécutif à l'écrêtement de l'ARENH et hors révision du coefficient de bouclage est approvisionné de façon lissée sur les marchés de gros sur trois mois, entre le 2 octobre 2023 et le 22 décembre 2023 inclus, conformément à la délibération de la CRE du 21 septembre 2023⁹. En outre, le rythme de lissage a été modifié entre le 2 décembre 2023 et le 22 décembre 2023 pour prendre en compte l'écart entre l'hypothèse de taux d'attribution retenue initialement par la CRE et le taux d'attribution réel.

⁶ Délibération n°2023-208 portant avis sur le projet d'arrêté relatif au calcul des droits à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, et portant décision sur les modalités de calcul des tarifs réglementés de vente d'électricité

⁷ <https://www.cre.fr/actualites/coefficient-de-bouclage-arenh-publication-au-jo-des-valeurs-pour-2024-et-2025>

⁸ Délibération n°2022-330 portant décision sur la méthode de répartition des volumes d'ARENH en cas de dépassement du plafond prévu par la loi et portant communication sur les critères d'évaluation des demandes d'ARENH.

⁹ Délibération n°2022-296 portant décision des modalités et volumes pour le calcul des coûts d'approvisionnement, dans les TRVE 2024, des volumes non attribués du fait de l'écrêtement de l'ARENH

Le prix moyen du produit Calendaire Base 2024, tenant compte de la différence de volumes accordés entre le taux d'attribution réel et prévisionnel pour l'année 2024, sur la période du 2 octobre au 22 décembre 2023 s'élève à 102,45 €/MWh. Le prix pour l'année de livraison 2023 utilisé pour calculer le coût d'approvisionnement des volumes écartés à l'ARENH (moyenne sur les produits cotés entre le 1er novembre 2022 et le 23 décembre 2022 inclus) était de 410,21 €/MWh. L'évolution de cette composante de coût pour les TRVE représente une baisse de 75,87 €/MWh HT.

Le complément d'approvisionnement en garanties de capacité consécutif à l'écrêtement de l'ARENH est réalisé lors des enchères du 16 novembre 2023 et du 7 décembre 2023, selon la méthode décrite dans la délibération du 21 septembre 2023, au prix de 35 379,5 €/MW et 6 202,2 €/MW, soit un prix moyen de 20 791 €/MW. Le prix retenu pour l'année 2023 était de 60 000 €/MW. Cette évolution de prix entraîne une baisse de 0,94 €/MWh HT du TRVE.

1.3.1.5 Frais divers liés à l'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité

Les frais d'accès au marché, les frais des écarts du périmètre d'équilibre et la Contribution sociale de solidarité des sociétés (C3S) sont présentés à l'annexe A.

Conformément aux articles L. 137-30 et suivants du Code de la sécurité sociale, la Contribution sociale de solidarité des sociétés (C3S) est fixée à 0,35 €/MWh au lieu de 0,32 €/MWh précédemment.

Les frais d'accès au marché relatifs à l'échange de produits à terme sont fixés à 0,0375 €/MWh.

La référence de prix pour 2024 pour le calcul du coût des écarts est égale à 94 €/MWh contre 370 €/MWh en 2023, en raison de la baisse importante des prix du marché à terme en décembre de l'année précédant la livraison. Cela porte le coût des écarts intégré au TRVE à 0,6 €/MWh, contre 2,20 €/MWh en 2023. La méthode de calcul de cette brique a été fixée dans la délibération du 19 janvier 2023. Cela représente une baisse de 1,6 €/MWh HT par rapport à 2023.

1.3.1.6 Espérance des risques quantifiés

Conformément à la méthode de calcul des TRVE définie dans la délibération du 12 janvier 2023, la CRE intègre désormais aux coûts d'approvisionnement la valorisation de l'espérance des risques quantifiés. La méthode de calcul de l'espérance est décrite dans l'annexe A.

La CRE observe une baisse importante de l'espérance des risques quantifiés, en particulier le risque thermosensible, en lien avec des conditions de marché exceptionnelles. Cette diminution de l'espérance des risques est la conséquence de la baisse importante des prix sur les marchés de l'électricité fin 2023, qui induit potentiellement un écart de niveau important entre le tarif appliqué aux consommateurs et le prix d'approvisionnement à court terme.

A la suite de l'audition des acteurs le 15 janvier 2024 et au regard de l'évolution singulière des prix à la fin de l'année 2023, la CRE fixe la brique des risques quantifiés à 0 €/MWh.

La CRE mènera une étude approfondie au cours de l'année 2024 de l'évolution des risques supportés par les fournisseurs proposant des TRVE ou des offres de marché indexées sur les TRVE, notamment en prévision de l'année 2026.

1.3.1.7 Synthèse de l'évolution du coût d'approvisionnement en énergie et en capacité

Le coût de l'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité du tarif bleu baisse de 115,61 €/MWh HT par rapport à la proposition tarifaire de la CRE du 22 juin 2023. Cette évolution se décompose de la façon suivante :

Figure 2 : Synthèse de l'évolution des coûts d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité du tarif Bleu par rapport à la proposition de la CRE d'août 2023

		Proposition CRE du 01/08/2023 ¹⁰	Proposition CRE du 01/02/2024	Evolution en €/MWh HT	% du TRVE HT
Approvisionnement marché lissé 24 mois	Energie + frais	125,26	81,15	-44,11	- 12,98 %
	Capacité	7,53	4,92	-2,61	- 0,77 %
ARENH	ARENH écrêté - dont baisse du coefficient de bouclage	18,97	29,12	10,15	+ 2,99 %
	Complément énergie	89,93	14,06	-75,87	- 22,33 %
	Complément capacité	1,48	0,54	-0,94	- 0,28 %
Valorisation de l'espérance des risques quantifiés		0,63	0	-0,63	- 0,19 %
Coût des écarts		2,20	0,60	-1,60	-0,47 %
Total		246,00	130,39	-115,61	- 34,02 %

1.3.2 Coûts d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité

Les coûts d'acheminement sont évalués à partir des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) prévus dans la délibération de la CRE du 22 juin 2023 portant décision sur le TURPE 6 HTA-BT, entré en application le 1er août 2023 dans les TRVE dans la proposition tarifaire du 22 juin 2023. Ils n'évoluent pas au 1er février 2024.

1.3.3 Coûts de commercialisation

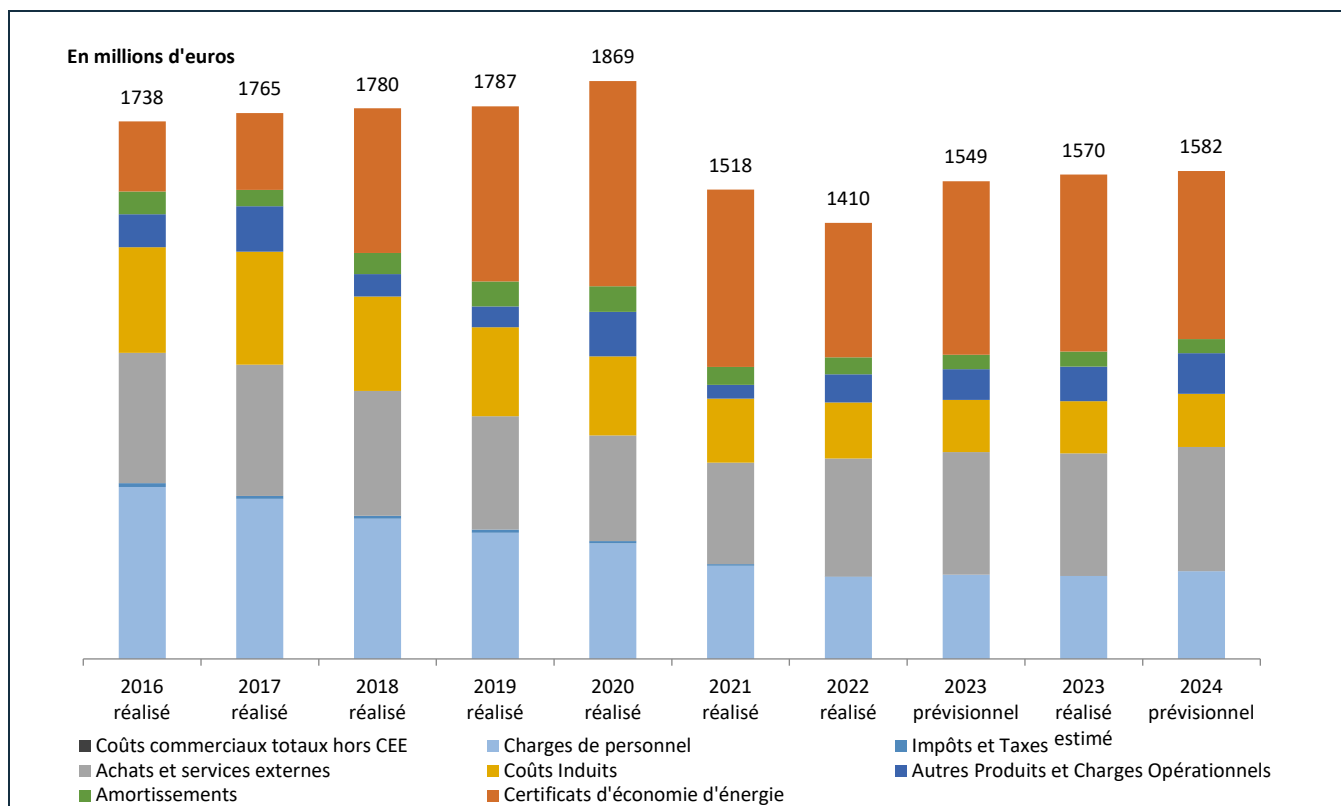
Conformément à la jurisprudence du Conseil d'Etat précisée en annexe A, la CRE maintient dans la présente proposition tarifaire une référence de coûts de commercialisation correspondant aux coûts d'EDF.

¹⁰ Fondé sur la base de données du 31 décembre 2022.

1.3.3.1 Evolution des coûts de commercialisation incluant les coûts d'acquisition des certificats d'économie d'énergie (CEE) d'EDF au périmètre TRVE

Le graphique ci-dessous représente l'évolution des coûts de commercialisation en millions d'euros sur le périmètre TRVE d'EDF Commerce en France selon les données les plus récentes transmises par EDF. Les valeurs définitives des coûts réalisés pour l'année 2023 et des prévisions pour l'année 2024 pourront faire l'objet d'une mise à jour lors du prochain mouvement tarifaire.

Figure 3 : Evolution des coûts de commercialisation et d'acquisition de CEE déclarés par EDF au périmètre TRVE entre 2016 et 2024



Comparaison entre les coûts de commercialisation prévisionnels et réalisés provisoires pour l'exercice 2023

Les données transmises par EDF montrent une hausse des coûts de commercialisation en millions d'euros pour l'année 2023 par rapport à la prévision d'août 2023 de 21,5 M€ dont 11 M€ liés à l'approvisionnement en CEE.

La hausse du coût des CEE est liée à l'augmentation de l'obligation du portefeuille TRVE en 2023 causée par une hausse des consommations par rapport aux prévisions (+2,1 TWh) compensée par une légère baisse du coût d'acquisition des CEE par rapport aux prévisions. La hausse des coûts de commercialisation hors CEE est liée à la hausse du poste « irrécouvrables » lié à une révision à la hausse de l'assiette d'impayés à provisionner pour 2023 dans le contexte de deux hausses tarifaires successives.

Cet écart entre les coûts réalisés et les coûts prévisionnels (intégrés dans les tarifs actuellement en vigueur) est pris en compte dans le calcul du rattrapage portant sur l'année 2023 (cf. section sur les rattrapages).

Coûts de commercialisation prévisionnels pour 2024

Les coûts de commercialisation prévisionnels (en valeur absolue en euros) déclarés par EDF pour l'année 2024 sont en hausse de 1 % par rapport aux coûts réalisés estimés pour l'année 2023. Cette augmentation est portée par la hausse des coûts de commercialisation hors CEE (+ 41 M€) compensée par une baisse du coût des CEE (29 M€). La hausse des coûts de commercialisation hors CEE est liée à la hausse du poste « irrécouvrables » et du poste « masse salariale ». La hausse du poste irrécouvrables s'explique par une anticipation de prolongation du niveau élevé d'impayés constaté en 2023 liés aux hausses tarifaires. La hausse du poste masse salariale s'explique par une internalisation de services qui étaient externalisés. La baisse du coût des CEE est à la fois liée à la baisse de l'obligation CEE du portefeuille TRVE, conséquence de la baisse des volumes vendus aux TRVE, et à la baisse du coût d'acquisition des CEE.

1.3.3.2 Composante des coûts de commercialisation unitaires retenue dans les TRVE

Conformément au principe d'empilement tarifaire, la construction des TRVE comprend les composantes de coûts de commercialisation incluant les coûts d'acquisition des CEE. Ces composantes sont établies sur le fondement des coûts prévisionnels de l'année 2024 tels que présentés précédemment, répartis entre les segments des clients résidentiels et non résidentiels et des hypothèses d'évolution des volumes de vente aux TRVE.

La CRE prend également en compte la contrepartie financière versée aux fournisseurs par les GRD pour la gestion des consommateurs en contrat unique. Conformément à la délibération de la CRE n° 2023-137 du 31 mai 2023, la contrepartie financière prise en compte dans la présente délibération s'élève à 7,29 € par an et par client raccordé en BT ≤ 36 kVA. La composante de commissionnement en €/MWh évolue suivant la nouvelle prévision du nombre de clients aux TRVE pour 2024 transmise par EDF.

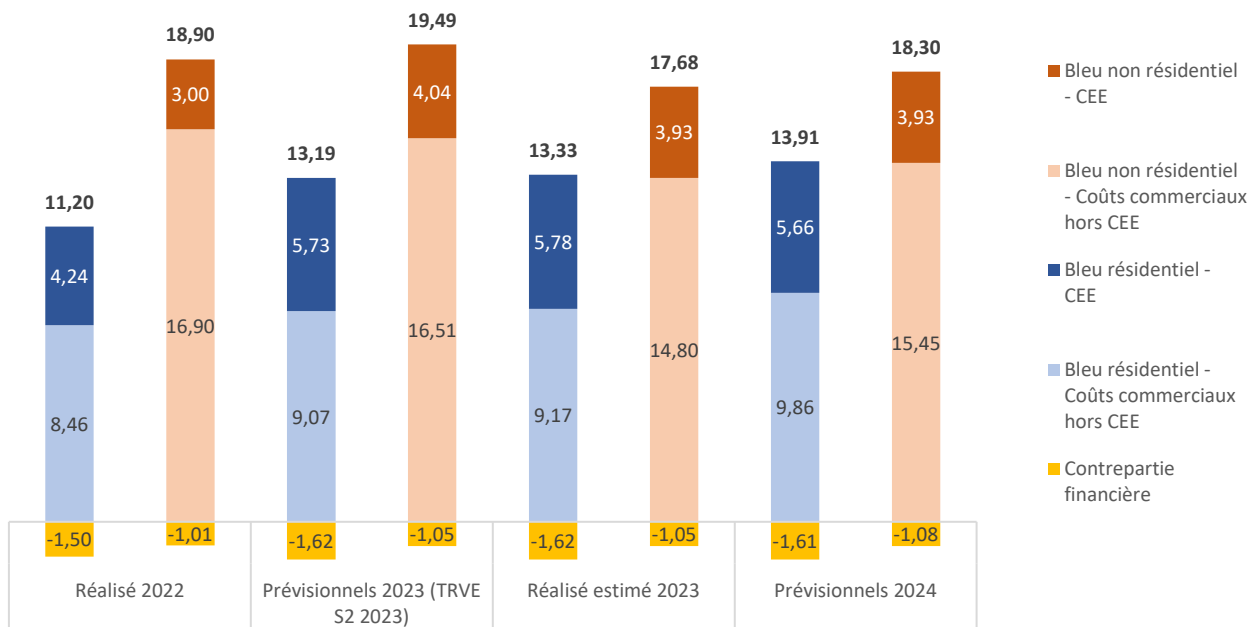
Conformément à la délibération du 12 janvier 2023, afin d'apporter davantage de transparence aux acteurs sur les coûts d'approvisionnement en CEE retenus dans les TRVE, le coût des CEE d'EDF est désormais explicité dans la brique de coûts de commercialisation.

Les coûts de commercialisation prévisionnels unitaires en €/MWh pour les clients résidentiels, que la CRE prend en compte dans la proposition tarifaire, augmentent par rapport aux coûts intégrés dans les TRVE en 2023. Cette hausse des coûts de commercialisation prévisionnels unitaires s'explique (i) par l'augmentation en valeur absolue des coûts de commercialisation prévisionnels, décrite précédemment, et (ii) par la baisse des volumes prévisionnels de consommation du portefeuille TRVE d'EDF pour 2023, liée à une érosion du nombre de sites par rapport à 2023 et à une baisse de la consommation par site prévisionnelle induite par les efforts de sobriété énergétique.

L'évolution des coûts de commercialisation retenue pour 2024 se traduit par une hausse du TRVE résidentiel de 0,72 €/MWh (dont - 0,07 €/MWh lié aux CEE), et une baisse de 1,19 €/MWh du TRVE non résidentiel (dont 0,11 €/MWh lié aux CEE).

Le graphique ci-dessous présente l'évolution des coûts unitaires au périmètre des TRVE.

Figure 4 : Coûts de commercialisation incluant le coût d'acquisition des CEE d'EDF pour les clients aux TRVE bleus résidentiels et non résidentiels (€/MWh)



1.3.4 Rémunération normale de l'activité de fourniture

Dans la délibération du 12 janvier 2023, la CRE a fait évoluer la construction de la composante de rémunération normale selon la méthode présentée dans la consultation publique. Dans ce cadre, la valorisation de l'espérance des risques quantifiés est intégrée aux coûts d'approvisionnements du TRVE, et le niveau de la brique de l'empilement relative à la rémunération normale est fixé à 2 % du tarif moyen hors taxes et hors rattrapages.

En application de cette méthode de calcul, la rémunération normale intégrée à la présente proposition, hors espérance des risques quantifiables, est de 4,12 €/MWh HT. Comme indiqué précédemment, l'espérance des risques intégrée aux coûts d'approvisionnement en énergie est évaluée à 0 €/MWh.

La somme de la rémunération normale et de l'espérance des risques quantifiables pour 2024 est de 4,12 €/MWh, en hausse de 0,01 €/MWh HT par rapport à la valeur de 2023.

1.4 Rattrapages

1.4.1 Rattrapage antérieur à 2023

La CRE avait intégré dans sa délibération du 22 juin 2023 une composante de rattrapage de 15,45 €/MWh pour les clients résidentiels aux TRVE et de 15,65 €/MWh pour les clients non résidentiels aux TRVE au titre des montants non couverts en 2022. L'application sur 6 mois de cette composante de rattrapage permettait de couvrir, d'une part, les pertes de recettes liées au gel tarifaire de 2022 (correspondant au montant unitaire pris en compte dans le bouclier tarifaire 2022), et, d'autre part, de tenir compte de la réévaluation de certains montants non couverts hors gel tarifaire ((i) évolution des coûts d'acheminement non pris en compte dans le gel des TRVE par le gouvernement et supportés par les fournisseurs entre août 2022 et janvier 2023 ; (ii) évolution des coûts commerciaux réalisés prévisionnels 2022 plus élevés que la prévision intégrée dans les TRVE en 2022 et (iii) prise en compte des volumes de consommation supérieurs aux prévisions.

L'écart entre les consommations estimées pour le calcul de la valeur de ce rattrapage et les consommations réelles sur la période a conduit à surcompenser EDF en 2023, les volumes estimés étant inférieurs aux consommations réelles. Il en résulte une composante de rattrapage négative de – 0,25 €/MWh dans les TRVE des clients résidentiels et de – 0,19 €/MWh dans les TRVE des clients non résidentiels au titre des rattrapages antérieurs à 2023.

1.4.2 Rattrapage au titre de janvier 2023

Il existe un décalage structurel d'un mois entre le calcul des TRVE, qui prend en compte les coûts de fourniture d'électricité de l'année calendaire 2023, et l'entrée en vigueur de ces TRVE, qui est intervenu le 1er février 2023.

Cet écart sur le cout de fourniture du mois de janvier 2023 fait l'objet d'un rattrapage dans la proposition tarifaire de janvier 2024 car il n'a pas été pris en charge dans le bouclier tarifaire 2023.

Il en résulte une brique de rattrapage de 19,79 €/MWh pour les clients résidentiels et de 14,98 €/MWh pour les clients non résidentiels au titre de janvier 2023.

1.4.3 Rattrapage des coûts commerciaux sur l'année 2023

EDF a transmis à la CRE une estimation de ces coûts commerciaux réalisés sur l'année 2023 (cf. section dédiée). Dans la continuité des exercices tarifaires précédents, la CRE introduit une brique de rattrapage de 0,06 €/MWh pour les clients résidentiels et de -1,74 €/MWh pour les clients professionnels afin de compenser l'écart entre les montants en euros des coûts commerciaux inclus dans les TRVE 2023 et les coûts commerciaux réalisés provisoires pour cette même année, ainsi que la différence entre les volumes consommés estimés et réalisés en 2023.

1.4.4 Rattrapage au titre de janvier 2024

La CRE a mené du 15 novembre 2023 au 15 décembre 2023 une consultation publique relative au niveau et à la structure des tarifs réglementés de vente d'électricité pour l'année 2024. La CRE souhaitait recueillir l'avis des acteurs de marché sur sa proposition de prendre en compte simultanément, dans sa proposition pour le mouvement tarifaire de février 2024, le rattrapage lié au décalage du mois de janvier 2023 calculé de manière ex post et le rattrapage lié au décalage du mois de janvier 2024 calculé de manière ex ante.

Les réponses sont unanimement favorables à la prise en compte de manière ex ante du décalage structurel du mois de janvier 2024 dans les TRVE, sauf pour un acteur qui considère cette proposition opportuniste. C'est une mesure demandée par les fournisseurs de longue date et qui avait déjà été proposée par la CRE en 2020.

La CRE retient dans la présente proposition tarifaire cette modification de méthode consistant à prendre en compte de manière ex ante le décalage structurel du mois de janvier 2024. Cela correspond à une brique de - 16,01 €/MWh pour les TRVE résidentiels et de - 13,52 €/MWh pour les TRVE non résidentiels.

La CRE indique que cette prise en compte ex ante dans les TRVE du décalage structurel du mois de janvier est une mesure pérenne, qui sera reconduite lors des futurs mouvements TRVE.

*

Au total, la composante de rattrapage totale est de 3,60 €/MWh HT pour les tarifs bleus résidentiels et de - 0,47 €/MWh HT pour les tarifs non résidentiels.

1.5 Barèmes tarifaires

En application de l'article R. 337-20-1 du code de l'énergie, « afin d'inciter à la maîtrise de la consommation, en particulier pendant les périodes de pointe, les ministres chargés de l'énergie et de l'économie peuvent fixer par arrêté pris annuellement après avis de la Commission de régulation de l'énergie :

- le pourcentage maximal que peut représenter la part fixe dans la facture hors taxes prévisionnelle moyenne à température normale pour chaque puissance souscrite de chaque option tarifaire du " tarif bleu résidentiel " ;
- le niveau minimal du rapport entre le prix de la période tarifaire le plus élevé et le prix de la période tarifaire le plus faible que doit respecter au moins une option du " tarif bleu " accessible aux consommateurs résidentiels. [...] »

L'arrêté du 29 juin 2020 pris en application de l'article R. 337-20-1 du code de l'énergie fixe à 7 le niveau minimal du ratio susmentionné et ne fixe pas de plafonnement du montant de la part fixe.

La CRE applique dans les barèmes tarifaires le ratio de 7 à la seule option Tempo bleu résidentiel de manière cohérente avec ses précédentes propositions tarifaires.

*

La CRE a mené la consultation publique n°2023-11 du 15 novembre 2023 au 15 décembre 2023 relative au niveau et à la structure des tarifs réglementés de vente d'électricité pour

l'année 2024. La CRE souhaitait recueillir l'avis des acteurs de marché sur sa proposition de réaliser un mouvement tarifaire uniquement en niveau lors de sa proposition des TRVE pour février 2024.

Les réponses sont quasi-unaniment favorables à une évolution en niveau pour février 2024 pour l'option HP/HC, sauf pour deux acteurs qui considèrent qu'une évolution qui ne respecte pas l'empilement des coûts à la maille de chaque option tarifaire ne permet plus la répliquabilité des TRVE.

Par ailleurs, la CRE interrogeait les acteurs sur l'inclusion des consommateurs Tempo dans le mouvement en niveau. Cette proposition reçoit un avis favorable d'environ la moitié des répondants qui considèrent qu'il est primordial de préserver l'attractivité des options tarifaires qui contribuent à l'équilibre du système électrique. L'autre moitié est défavorable et indique que cette solution dégrade la répliquabilité des TRVE.

Au vu de ces retours et afin préserver la stabilité des TRVE et l'attractivité de l'option HPHC, la CRE retient un mouvement tarifaire HT uniquement en niveau, par homothétie, incluant les consommateurs Tempo pour ce mouvement tarifaire de février 2024.

Dans ce cadre :

- la part fixe de chaque option des tarifs est fixée à la valeur résultant de l'empilement des coûts pour 2024, conformément à la méthode tarifaire en vigueur ;
- l'ensemble des parts variables des barèmes en vigueur sont recalées par l'application d'un coefficient multiplicatif unique par catégorie de clients, pour aboutir à l'évolution moyenne en niveau calculée par empilement ;

La CRE met en œuvre cette méthode dans l'attente des résultats des travaux qu'elle engagera au premier semestre 2024 avec l'ensemble des acteurs pour questionner en profondeur les signaux tarifaires véhiculés par les TRVE et leurs évolutions à court et moyen termes.

1.6 Couverture des coûts comptables de fourniture d'EDF

Le point VIII de l'article 225 de la loi de finances pour 2024 dispose que :

« A. - Le premier alinéa de l'article L. 337-6 du code de l'énergie est complété par deux phrases ainsi rédigées : « En outre, les tarifs réglementés sont établis de manière à ce que le produit total qu'ils procurent couvre, pour l'année en cause et les deux années qui précèdent, l'ensemble des coûts de l'activité de fourniture d'électricité à ce titre. Ce produit total est apprécié, s'il y a lieu, en prenant en compte les sommes perçues en compensation de la fixation des tarifs réglementés à un niveau inférieur à celui résultant de l'application du présent alinéa. »
B. - Le A s'applique à compter des mouvements tarifaires de 2024 »

Délibération n° 2024-05

18 janvier 2024

L'article R337 19 du code de l'énergie prévoit que « Pour chaque catégorie tarifaire mentionnée à l'article R. 337 18, le niveau des tarifs réglementés de vente de l'électricité est déterminé, sous réserve de la prise en compte des coûts de l'activité de fourniture de l'électricité aux tarifs réglementés d'Electricité de France et des entreprises locales de distribution, par l'addition du coût de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément d'approvisionnement, qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale de l'activité de fourniture. » (soulignement rajouté).

Par ailleurs, dans sa décision n° 393729 du 7 décembre 2016, le Conseil d'État indique que les tarifs réglementés de vente d'électricité, au titre de la période allant du 1er novembre 2014 au 31 juillet 2015, doivent couvrir, en application du cadre juridique alors en vigueur, les « coûts comptables complets de la fourniture de l'électricité aux tarifs réglementés par les fournisseurs historiques, incluant les frais financiers ; qu'en revanche, ces tarifs n'ont pas à garantir un niveau quelconque de rémunération des capitaux propres engagés ».

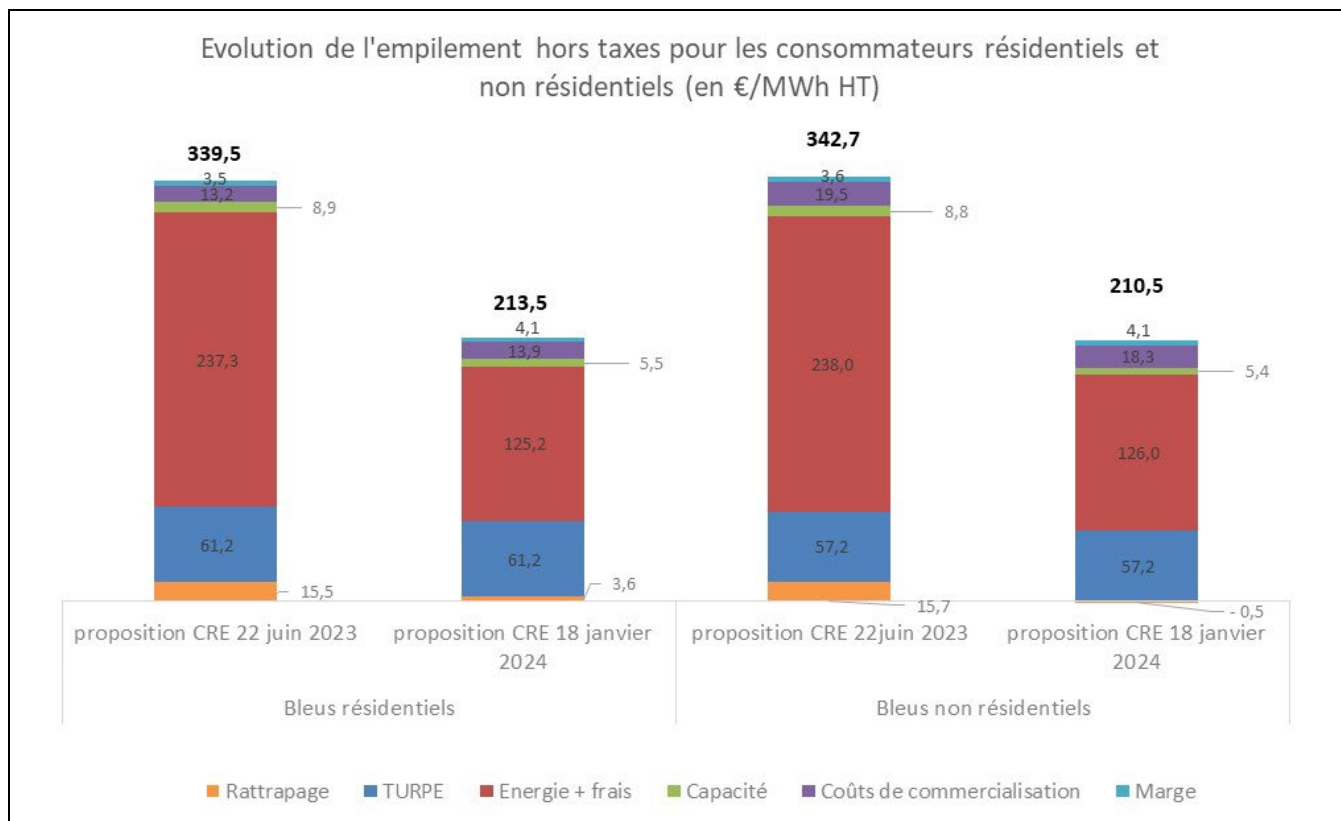
Dans ce cadre, pour 2024, la CRE a vérifié la couverture des coûts de fourniture d'EDF par les TRVE sur le fondement des données transmises par EDF et comme étant la somme des coûts comptables, incluant les frais financiers mais hors rémunération des capitaux propres pour 2022, 2023 et 2024.

La CRE constate que les recettes prévisionnelles d'EDF issues de sa proposition tarifaire pour 2024, ajoutées aux recettes d'EDF issues des TRVE pour 2022 et 2023 et aux sommes perçues par EDF en compensation de la fixation des TRVE à un niveau inférieur à celui résultant de l'empilement des coûts permet de couvrir la somme des coûts de fourniture d'EDF pour les années 2022, 2023 et 2024.

1.7 Synthèse du mouvement

Le graphique ci-dessous présente la décomposition des TRVE et leur évolution moyenne, en niveau, évaluées selon les données portant sur le nombre de sites et les volumes de consommation à température normale des clients au TRVE chez EDF.

Figure 5 : Evolution moyenne en niveau des tarifs réglementés de vente hors taxes depuis la proposition de la CRE du 22 juin 2023 (en €/MWh HT)



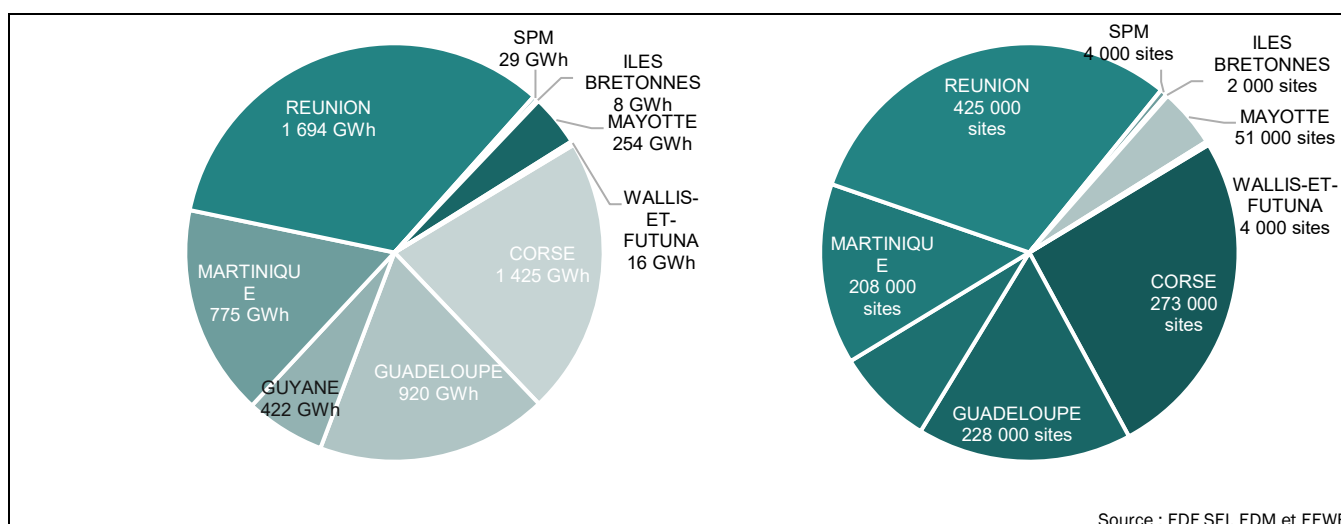
2 Les tarifs réglementés de vente d'électricité proposés dans les ZNI

La CRE a pour mission de proposer les tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) dans les territoires suivants : Corse¹¹, Guadeloupe, Guyane, Martinique, Mayotte, Réunion, Saint Pierre et Miquelon (SPM) et Wallis-et-Futuna.

2.1 Tarifs réglementés de vente d'électricité proposés aux consommateurs dans les ZNI raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36kVA

Les consommateurs raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA représentent 5,5 TWh soit 1 274 000 sites au 31 décembre 2022 qui se décomposent comme suit :

Figure 6 : Etat des lieux au 31 décembre 2022 du nombre de sites et de l'énergie consommée, par tarif et par ZNI pour les clients dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA (TRVE bleus)



En continuité avec les barèmes actuellement en vigueur, les tarifs bleus résidentiels et non résidentiels applicables en France métropolitaine continentale s'appliquent à l'identique, en niveau et en structure, aux consommateurs résidentiels et petits professionnels des ZNI raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA. A ces barèmes s'ajoute, le cas échéant, un montant pour couvrir les coûts de la rémanence d'octroi de mer (cf. infra).

Il en résulte que le niveau moyen des TRVE évolue, hors évolution de la rémanence d'octroi de mer, par rapport aux grilles gelées en vigueur comme suit :

- + 0,18 % HT soit + 0,39 €/MWh HT, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- - 3,55 % HT soit - 7,73 €/MWh HT, pour les tarifs bleus professionnels.

¹¹ La CRE a également pour mission de proposer les TRVE pour les sites situés sur les îles d'Ouessant, Molène, Sein et Chausey. Dans les annexes, le terme « zones non interconnectées de France métropolitaine » regroupe Corse et les îles évoquées précédemment.

2.2 Tarifs réglementés de vente d'électricité proposés aux consommateurs dans les ZNI raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est supérieure à 36kVA ou raccordés en haute tension

2.2.1 Etat des lieux

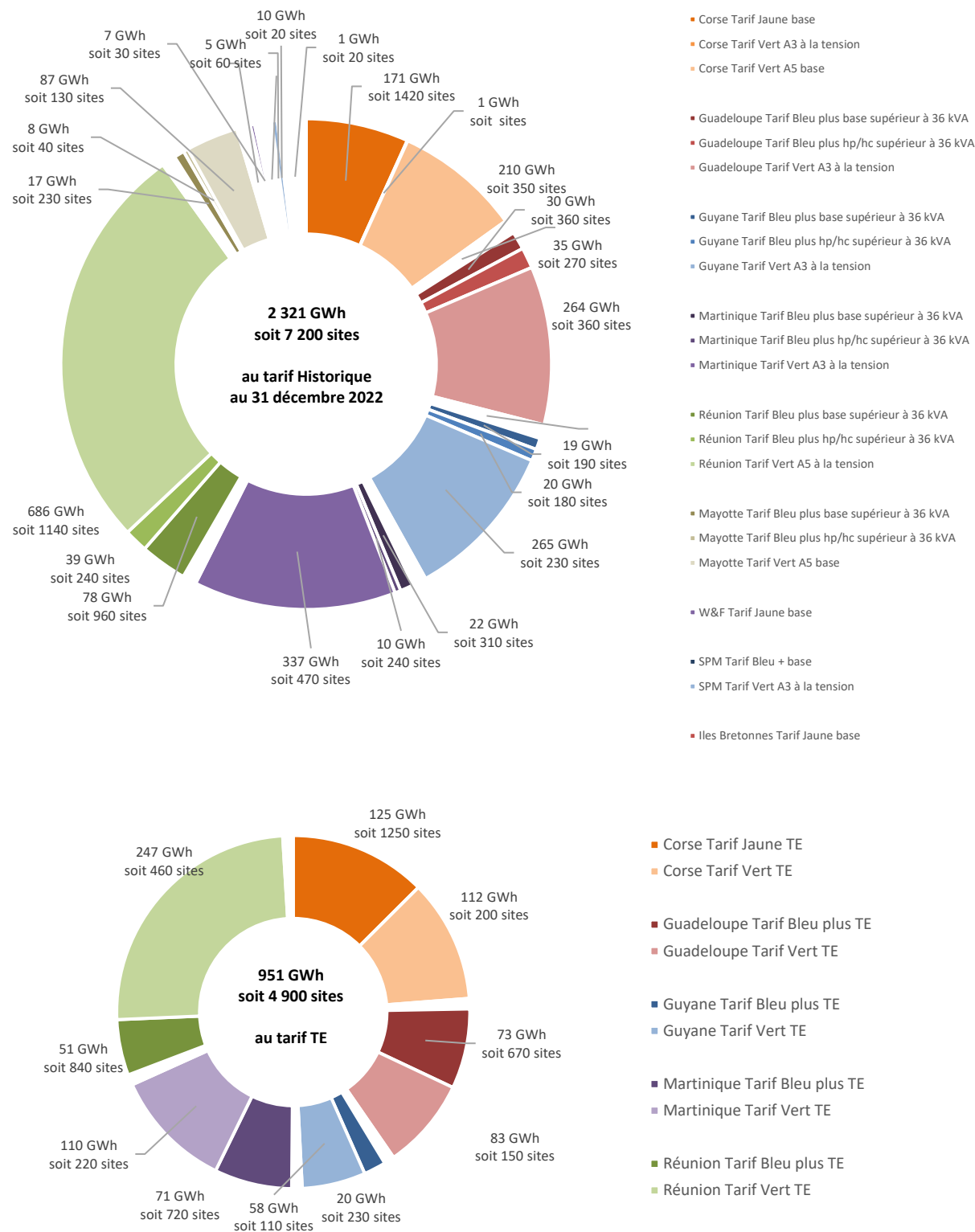
La répartition de la consommation et du nombre de sites par couleur tarifaire et par territoire pour les consommateurs raccordés en basse tension et souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA d'une part et pour les consommateurs raccordés en haute tension d'autre part est présentée dans les graphiques suivants. Le premier graphique présente la répartition des clients souscrivant le tarif « historique », et le deuxième graphique les clients souscrivant le tarif « Transition énergétique » (TE) entré en vigueur au 1er août 2017.

Ces consommateurs représentent un total de 3,3 TWh pour 12 000 sites au 31 décembre 2022.

Délibération n° 2024-05

18 janvier 2024

Figure 7 : Etat des lieux au 31 décembre 2022 du nombre de sites et de l'énergie consommée, par tarif et par ZNI pour les clients raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA et pour les clients raccordés en haute tension



Source : EDF SEI, EDM et EEWf

2.2.2 Evolution en niveau : l'ensemble des tarifs respecte le principe de péréquation tarifaire

La méthode de construction des TRVE dans les ZNI est rappelée en annexe A. La péréquation tarifaire pour les tarifs Jaunes et Verts en ZNI consiste à calculer la variation que subirait un consommateur identique en métropole continentale et à l'appliquer aux tarifs Jaunes, Bleu + et Verts en vigueur. Cette méthodologie est en mise en œuvre depuis 2016.

Par rapport à la proposition tarifaire de la CRE du 22 juin 2023, le coût de l'approvisionnement à l'ARENH et du complément d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité évolue :

- de - 106,1 €/MWh HT soit un impact de - 64 % sur le TRVE HT pour les consommateurs aux tarifs jaunes et bleus + ;
- de - 103,3 €/MWh HT soit un impact de - 60 % sur le TRVE HT pour les consommateurs aux tarifs verts.

Conformément à sa méthodologie, la CRE fait évoluer la composante de coûts de commercialisation à l'inflation¹².

La composante d'acheminement a évolué en août 2023 et n'évolue pas en février 2024. A l'instar des TRVE en métropole, le niveau de rémunération normale représente 2 % du tarif moyen hors taxes et hors rattrapage.

La CRE propose de porter la composante de rattrapage à 4,08 €/MWh pour les tarifs jaunes et bleus+ et à 3,56 €/MWh pour les tarifs verts afin de tenir compte du décalage entre l'évolution des coûts, au 1er janvier 2023 et l'évolution effective des TRVE, au 1er février suivant ainsi que l'anticipation ex ante de ce même décalage temporel pour 2024.

Enfin, la fin du bouclier tarifaire induit une hausse importante des tarifs :

- de + 158 €/MWh HT pour les consommateurs aux tarifs jaunes et bleus + ;
- de + 170 €/MWh HT pour les consommateurs aux tarifs verts.

La proposition tarifaire de la CRE conduit à des évolutions en niveau, par rapport au TRVE en vigueur en 2022, hors évolution de la rémanence d'octroi de mer, de :

- + 4,3 % HT pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA ;
- + 16,1 % HT pour les consommateurs raccordés en HTA dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA.

¹² Le taux d'inflation pris en compte ici correspond à l'indice des prix à la consommation - Base 2015 - Ensemble des ménages - France - Ensemble hors tabac Identifiant 001763852 publié par l'INSEE, à savoir + 4,94 % en 2023

2.3 Rémanence d'octroi de mer

Depuis août 2021, la majoration tarifaire liée à la rémanence d'octroi de mer évolue chaque semestre en même temps que les mouvements tarifaires afin de limiter les variations de rémanence d'une année à l'autre, au bénéfice des consommateurs.

Sur les territoires d'EDF SEI, les dépenses d'octroi de mer du semestre à recouvrer sont stables. A Mayotte, les dépenses d'octroi de mer sont significativement en hausse à cause d'opérations de maintenance lourdes.

Ces montants étant importants à Mayotte, la CRE décide de lisser sur trois ans leur prise en compte dans la rémanence. Le lissage des montants d'octroi de mer résiduel introduit dans les précédents mouvements tarifaires est poursuivi au rythme planifié. Par ailleurs, la CRE poursuit les lissages déjà en cours sur les autres territoires.

	Guadeloupe	Martinique	Réunion	Guyane	Mayotte
Majoration liée à la rémanence d'octroi de mer à appliquer aux tarifs Bleus (€/MWh)	4.640	8.042	10.326	-	5.055
Evolution HT des tarifs Bleus induite par l'évolution de la rémanence d'octroi de mer (% HT)	+ 0.1 %	-0.4 %	+0.7 %	-	+0.4 %

Décision de la CRE

La CRE propose une évolution du niveau moyen des tarifs réglementés de vente d'électricité en France métropolitaine continentale de - 0,18 % HT (soit - 0,38 €/MWh HT) par rapport aux tarifs gelés en vigueur, qui se décompose en :

- + 0,18 % HT soit + 0,39 €/MWh HT, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- - 3,55 % HT soit - 7,73 €/MWh HT, pour les tarifs bleus professionnels.

Les propositions intègrent l'évolution des coûts de l'approvisionnement en énergie et en capacité au marché, à l'ARENH, du complément d'approvisionnement en énergie et en capacité consécutif à l'écrêtement de l'ARENH, des coûts de commercialisation et d'approvisionnement en certificat d'économie d'énergie, de la rémunération normale et des rattrapages au titre de 2022, 2023 et 2024.

La CRE propose que les tarifs réglementés de vente d'électricité dans les Zones Non Interconnectées évoluent comme suit (hors rémanence d'octroi de mer) par rapport aux tarifs gelés en vigueur :

- + 0,18 % HT soit + 0,39 €/MWh HT, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- - 3,55 % HT soit - 7,73 €/MWh HT, pour les tarifs bleus professionnels.
- + 4,3 % HT pour les tarifs jaunes, qui s'appliquent exclusivement en Corse et pour les tarifs bleus +, applicables dans toutes les ZNI à l'exception de la Corse (consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA) ;
- + 16,1 % HT pour les tarifs verts (consommateurs raccordés en HTA).

La CRE propose les barèmes de prix, figurant en annexe B de la présente délibération, applicables respectivement aux clients résidentiels en métropole continentale, aux clients non résidentiels éligibles en métropole continentale, aux clients aux tarifs jaunes et verts de métropole continentale qui y demeurent éligibles et à l'ensemble des clients dans les ZNI. La CRE recommande que ces barèmes fassent chacun l'objet d'un arrêté spécifique.

Le mouvement tarifaire proposé a vocation à s'appliquer le 1er février 2024.

Cette délibération sera publiée sur le site de la CRE et transmise aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie.

Délibéré à Paris, le 18 janvier 2024.
Pour la Commission de régulation
de l'énergie,
La Présidente,

Emmanuelle WARGON