

DELIBERATION N° 2023-17

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 19 janvier 2023 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Anthony CELLIER, Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX et Valérie PLAGNOL 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 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 2023 se sont maintenus depuis plus d'un an à des niveaux historiquement élevés (218 €/MWh en moyenne pour le produit « *calendar base 2023* » sur les deux dernières années de cotations et 369 €/MWh en moyenne sur les cotations relevées en 2022).

La loi de finances pour 2023 instaure un bouclier tarifaire pour 2023 à destination des clients résidentiels et petits professionnels éligibles aux TRVE. Tout comme avec le bouclier tarifaire mis en place en 2022, le gouvernement a la possibilité de maintenir le niveau de la taxe TICFE¹ à son taux minimal, soit 1 €/MWh HT. De surcroît, le gouvernement peut s'opposer aux propositions de la CRE dès lors celles-ci excèdent de 15% TTC les tarifs applicables au 31 décembre 2022 et fixer des niveaux de tarifs inférieurs.

Parallèlement, la loi de finances pour 2023 prévoit un mécanisme de compensation des fournisseurs historiques et alternatifs pour leurs pertes de recettes au titre du bouclier tarifaire.

Le gouvernement a annoncé son intention de limiter la hausse moyenne des TRVE à + 15% TTC. Les barèmes proposés dans la présente délibération ne seront donc a priori pas appliqués aux consommateurs, et ce sont les barèmes de prix gelés, fixés par le gouvernement, qui entreront en vigueur le 1^{er} février 2023.

La CRE a publié le 13 janvier 2023 une délibération portant communication sur la méthode de fixation des tarifs réglementés de vente d'électricité², prise après une consultation publique³ menée du 22 septembre au 17 octobre 2022, ainsi que des auditions des acteurs. La présente proposition tarifaire intègre l'ensemble des modifications spécifiées dans la délibération mentionnée précédemment. Ces modifications sont intégrées à l'annexe A de la présente délibération.

¹ https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/article_jo/JORFARTI000044637680 . La Taxe communale sur la consommation électrique est intégrée à partir du 1er janvier 2023 à la TICFE augmentant la portée de ce levier d'action.

² Délibération n° 2023-03 du 12 janvier 2023 portant communication sur la méthode de fixation des tarifs réglementés de vente d'électricité

³ Consultation publique n° 2022-08 du 22 septembre 2022 relative aux évolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité

La présente délibération propose les évolutions hors taxes des TRVE conformément au cadre juridique en vigueur, sans anticipation du bouclier tarifaire qui sera mis en œuvre par le gouvernement. Les évolutions en % TTC sont précisées à titre indicatif sur le fondement des taxes et des contributions envisagées au 1^{er} février 2023 (en particulier les évolutions intègrent le maintien à son taux minimal de la TICFE). Les évolutions sont calculées par rapport aux TRVE en vigueur actuellement, c'est-à-dire par rapport au niveau des TRVE qui ont été gelés à + 4% TTC en 2022 par le gouvernement. Les évolutions par rapport aux TRVE qui avaient été proposés par la CRE pour le mouvement de février 2022 sont également indiquées.

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

La CRE propose une hausse du niveau moyen des TRVE de + 108,70 % HT (soit 175,61 €/MWh ou 99,22 % TTC) par rapport aux TRVE gelés en vigueur et qui se décompose en :

- + 108,91 % HT soit + 175,41 €/MWh HT ou + 99,36 % TTC, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- + 106,88 % HT soit + 177,52 €/MWh HT ou + 97,94 % TTC, pour les tarifs bleus professionnels.

Cette hausse très importante par rapport aux grilles gelées en vigueur est la conséquence des deux effets principaux suivants :

- 1) le niveau exceptionnellement élevé des prix de gros l'année 2023 par rapport à ceux de 2022, qui induit une hausse considérable des coûts d'approvisionnement des fournisseurs, que le niveau des TRVE doit prendre en compte (soit **+72,4 % TTC**).
- 2) les conséquences à apurer du gel tarifaire appliqué en 2022 pour refléter la réalité in fine des coûts de l'empilement tarifaire, incluant les effets des 20 TWh d'ARENH supplémentaires (soit **+25,2 % TTC**),

Par rapport au niveau proposé par la CRE dans sa délibération du 18 janvier 2022 pour le mouvement du 1^{er} février 2022 (tarifs non gelés), la hausse est de + 79,7 % HT soit + 149,49 €/MWh HT ou + 72,7 % TTC, soit,

- + 79,9 % HT soit + 149,47 €/MWh HT ou + 72,9 % TTC, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- + 77,1 % HT soit + 149,64 €/MWh HT ou + 70,6 % TTC, pour les tarifs bleus professionnels

Cette hausse est la conséquence :

- de l'augmentation du coût de l'approvisionnement en énergie (soit + 65,6 % HT). Cette évolution tient compte :
 - des modifications de méthode prévues par la délibération du 12 janvier 2023 (lissage de l'approvisionnement de la forme de la consommation sur 1 an et réévaluation des frais d'accès aux marchés, hors espérance des risques quantifiables) ;
 - de la décision du 22 octobre 2022 de la CRE qui modifie la période de lissage pour l'approvisionnement des volumes écrêtés de l'ARENH, en la faisant passer à 2 mois pour 2023 ;
- de l'augmentation du coût de l'approvisionnement en garanties de capacité (soit + 2,1 % HT). Cette évolution tient compte de la décision du 22 octobre 2022 susmentionnée ;
- de l'augmentation du coût des écarts au périmètre d'équilibre conformément à la délibération du 12 janvier 2023 (soit +1,0 % HT) ;
- de la mise à jour des coûts d'acheminement qui n'avaient pas évolué le 1^{er} août 2022 en raison du maintien du gel décidé par le gouvernement (soit +0,8 % HT) ;
- de l'évolution des coûts de commercialisation, incluant les coûts d'approvisionnement en certificats d'économie d'énergie (soit + 1,0 % HT) ;
- des rattrapages au titre de l'exercice 2022, dont celui prévu au VII de l'article 181 de la loi de finances pour 2022 permettant de couvrir les pertes de recettes d'EDF à la suite du gel des TRVE par le gouvernement à 4% TTC début 2022 (soit +8,9 % HT). Cette composante de coûts tient compte de la mise à disposition des fournisseurs de 20 TWh d'ARENH supplémentaires sur cette période ;
- et d'une réévaluation de la rémunération normale (soit + 0,2 % HT incluant l'évaluation de l'espérance des risques quantifiables). La rémunération normale, hors espérance des risques quantifiables est, conformément à la délibération du 12 janvier 2023, égale à 2 % du tarif moyen hors taxes et hors rattrapage applicable au 1^{er} août 2022, augmenté de 15 %.

Conformément à sa délibération du 13 janvier 2023, la CRE propose une évolution en structure qui répond au double objectif de (i) maintenir une structure de prix incitative, s’agissant notamment de l’option heures pleines/heures creuses et (ii) garantir, dans un contexte de gel tarifaire, la meilleure homogénéité des impacts facture pour les consommateurs. En effet, le gel à 4% TTC, qui avait été appliqué sur la structure de l’empilement au 1^{er} février 2022, avait entraîné des évolutions de factures différenciées par client. Dans ce cadre, et en cohérence avec les retours des acteurs à sa consultation publique n° 2022 08, la CRE n’applique pas pour 2023 la structure résultant de l’empilement. Outre l’évolution normale de la part fixe, une moitié de la hausse tarifaire est réalisée par une augmentation homothétique de l’ensemble des composantes de prix variables des barèmes appliqués en 2022, et l’autre moitié par l’ajout d’un terme en €/MWh identique pour toutes les parts variables des options de chaque segment de consommateurs.

La présente proposition tarifaire permet de couvrir la référence des coûts comptables de fourniture d’EDF pour 2023, conformément à l’article R.337-19 du code de l’énergie.

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 gouvernement a indiqué son intention d’appliquer également une hausse de + 15% TTC pour les clients concernés. La proposition tarifaire de la CRE ne sera donc pas appliquée aux consommateurs.

Le mouvement tarifaire proposé consiste en une évolution du niveau moyen des TRVE (hors rémanence d’octroi de mer) de :

- + 108,91 % HT soit + 175,41 €/MWh HT, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- + 106,88 % HT soit + 177,52 €/MWh HT, pour les tarifs bleus professionnels.
- + 125,24 % 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) ;
- + 163,14 % HT pour les tarifs verts (consommateurs raccordés en HTA).

Par rapport au niveau proposé par la CRE dans sa délibération du 18 janvier 2022 pour le mouvement du 1^{er} février 2022, la hausse, hors évolution de la rémanence d’octroi de mer, est de :

- + 79,9 % HT pour les tarifs bleus résidentiels ;
- + 77,1 % HT pour les tarifs bleus professionnels ;
- + 70,5 % 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) ;
- + 76,4 % 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. Ces valeurs intègrent également les montants non couverts en 2022 à la suite du gel de cette composante de coût :

	Guadeloupe	Martinique	Réunion	Guyane	Mayotte
majoration liée à la rémanence d’octroi de mer à appliquer aux tarifs Bleus (€/MWh)	4,007	10,414	9,237	-	4,818

19 janvier 2023

Le mouvement tarifaire proposé a vocation à s'appliquer le 1^{er} février 2023.

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 2021.

SOMMAIRE

1. LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE D'ELECTRICITE PROPOSES EN METROPOLE CONTINENTALE.....	6
1.1 PANORAMA DES SITES AUX TRVE EN FRANCE METROPOLITAINE CONTINENTALE	6
1.2 PRINCIPES ET OBJECTIFS DE LA TARIFICATION PAR EMPILEMENT	6
1.3 CALCUL DE L'EVOLUTION DES COMPOSANTES DE COUTS DE L'EMPILEMENT TARIFAIRE	7
1.3.1 Coûts d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité	7
1.3.1.1 Coût du complément d'approvisionnement en énergie au marché	7
1.3.1.2 Coût du complément d'approvisionnement en capacité au marché	7
1.3.1.3 Coût de l'approvisionnement à l'ARENH	7
1.3.1.4 Coût de complément d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité consécutif à l'écrêtement de l'ARENH	8
1.3.1.5 Frais divers liés à l'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité	8
1.3.1.6 Espérance des risques quantifiés	8
1.3.1.7 Synthèse de l'évolution du coût d'approvisionnement en énergie et en capacité	8
1.3.2 Coûts d'acheminement (TURPE)	9
1.3.3 Coûts de commercialisation	9
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	9
1.3.3.2 Composante des coûts de commercialisation unitaires retenue dans les TRVE	10
1.3.4 Rémunération normale de l'activité de fourniture	11
1.4 RATTRAPAGES	12
1.4.1 Rattrapage au titre de 2021	12
1.4.2 Rattrapage du gel tarifaire 2022	12
1.4.3 Rattrapage au titre de 2022 hors gel tarifaire	12
1.5 BAREMES TARIFAIRES	12
1.6 COUVERTURE DES COUTS COMPTABLES DE FOURNITURE D'EDF	13
1.7 COMPOSANTE DE COMPTAGE APPLICABLE AUX CONSOMMATEURS AYANT REFUSE UN COMPTEUR LINKY ET N'AYANT PAS ADRESSE D'AUTO-RELEVÉ DE LEUR CONSOMMATION DEPUIS 12 MOIS	13
SYNTHESE DU MOUVEMENT	14
2. LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE D'ELECTRICITE PROPOSES DANS LES ZNI.....	15
2.1 TARIFS REGLEMENTES DE VENTE D'ELECTRICITE PROPOSES AUX CONSOMMATEURS DANS LES ZNI RACCORDES EN BASSE TENSION DONT LA PUISSANCE SOUSCRITE EST INFERIEURE OU EGALE A 36KVA	15
2.2 TARIFS REGLEMENTES DE VENTE D'ELECTRICITE PROPOSES AUX CONSOMMATEURS DANS LES ZNI RACCORDES EN BASSE TENSION DONT LA PUISSANCE SOUSCRITE EST SUPERIEURE A 36KVA OU RACCORDES EN HAUTE TENSION	15
2.2.1 Etat des lieux	15
2.2.2 Evolution en niveau : l'ensemble des tarifs respecte le principe de péréquation tarifaire	17
2.3 REMANENCE D'OCTROI DE MER	17
DECISION DE LA CRE	18
ANNEXE A	
ANNEXE B1	
ANNEXE B2	
ANNEXE B3	
ANNEXE B4	

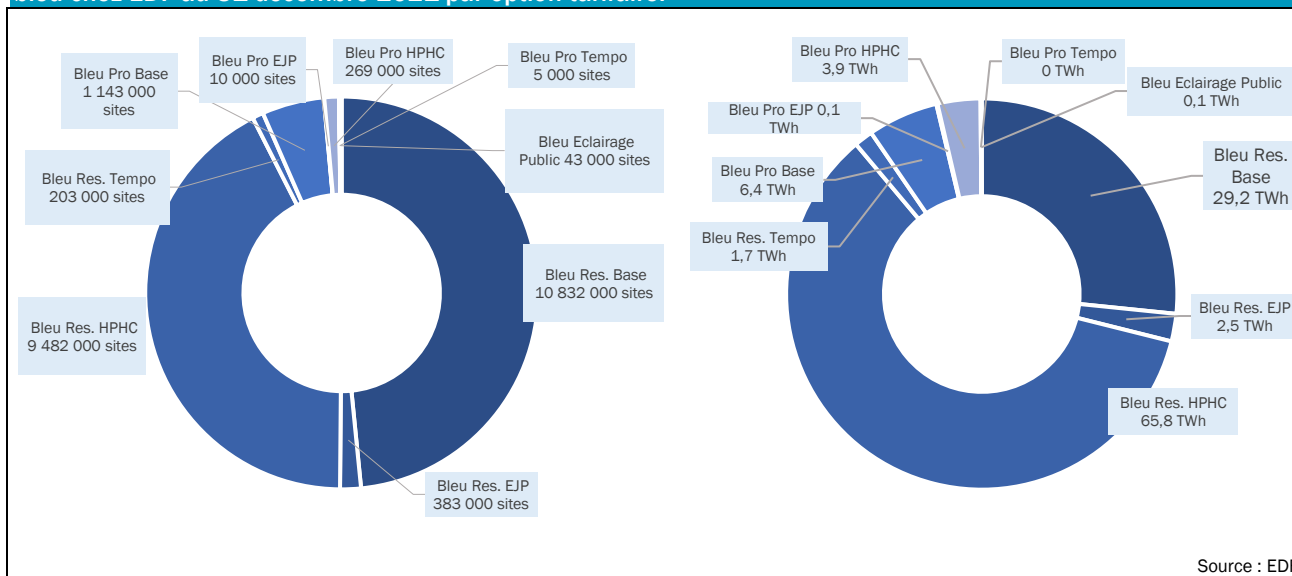
1. LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE D'ELECTRICITE PROPOSES EN METROPOLE CONTINENTALE

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 31 octobre 2022, les TRVE représentent 20,54 millions de sites résidentiels (soit 60 % des sites) pour une consommation annualisée estimée à 96,1 TWh, et 1,45 million de sites « petits professionnels » (soit 31 % des sites), pour une consommation annualisée estimée à 11,3 TWh.

La figure ci-dessous présente le nombre de sites au 31 décembre 2021 et les volumes de consommation à température normale en 2021 pour les clients résidentiels souscrivant aux TRVE Bleus. Pour les clients non résidentiels, les chiffres présentés correspondent au nombre de sites « petits professionnels » restant éligibles aux TRVE au 1^{er} janvier 2021.

Figure 1 : Répartition en nombre de sites et en volume à température normale des clients⁴ ayant souscrit un TRVE bleu chez EDF au 31 décembre 2021 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 « atypiques⁵ » ou « exotiques⁶ » pour certains clients.

1.2 Principes et objectifs de la tarification par empilement

L'article L. 337-6 du code de l'énergie dispose que les tarifs réglementés de vente de l'électricité (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, qui traduit le coût d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité ;
- le coût de commercialisation ;
- la rémunération de l'activité de fourniture.

⁴ Hors clients au « tarif agent », hors effet de l'année bissextile, hors clients professionnels ayant perdu leur éligibilité aux TRVE au 1^{er} janvier 2021

⁵ TRV verts et tarifs jaunes de puissances souscrites inférieures ou égales à 36 kVA, raccordés en basse tension

⁶ TRV bleus non résidentiels pour utilisations longues sans comptage et pour fournitures diverses.



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 18 janvier 2022 sont données en moyenne au portefeuille d'EDF au 31 décembre 2021 pour les clients résidentiels et hors clients non éligibles pour les clients non résidentiels. Ces évolutions sont données à titre indicatif 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 consécutif à l'écrêtement de l'ARENH) représente en moyenne 33 % de la consommation des clients au TRVE.

Conformément à la méthode de calcul de l'approvisionnement en énergie, décrite dans l'annexe A⁷, 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 2023 est de 218,3 €/MWh. La forme de la courbe de charge est approvisionnée de manière lissée sur 12 mois.

L'évolution des prix de gros pour l'approvisionnement du complément en énergie – hors effet de l'écrêtement de l'ARENH – entraîne une hausse moyenne des TRVE de 95,68 €/MWh HT soit un impact de + 48,75 % sur le TRVE TTC.

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 des prix révélés lors des six enchères de capacité pour 2023. Le prix résultant s'établit à 45 622 €/MW contre 26 250 €/MW pour l'année 2022.

L'augmentation du prix de marché pour l'approvisionnement du complément en garanties de capacité – hors effet de l'écrêtement de l'ARENH – entraîne une hausse moyenne des TRVE de 3,15 €/MWh HT soit un impact de 1,61 % sur le TRVE TTC.

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

Les droits ARENH représentent en moyenne 67 % de la consommation des clients aux TRVE.

Les volumes d'ARENH attribués aux fournisseurs à l'issue du guichet de novembre 2022 se sont élevés à 148,3 TWh (contre 160,33 TWh pour l'année 2022). En application de l'article R. 336-18 du code de l'énergie et de sa délibération du 10 novembre 2022⁸, la CRE a réparti les 100 TWh d'ARENH au *pro rata* des demandes des fournisseurs, hors filiales contrôlées par EDF. Le taux d'attribution est égal à 67,43 %.

Ainsi, un consommateur au TRVE a reçu en moyenne 67,43 % de son droit ARENH pour 2023 contre 62,48 % pour l'année 2022, au prix de 42 €/MWh inchangé depuis 2012. Cette hausse de la part ARENH du coût d'approvisionnement représente une hausse des TRVE de +1,55 €/MWh HT soit +0,79% sur le TRVE TTC.

⁷ Contrairement à ce qui était indiqué dans la délibération du 18 janvier 2022 ("*s'agissant des options EJP, Tempo et Eclairage Public, qui sont passées plus tardivement en profilage dynamique, la prise en compte du profilage dynamique se fera dans la première proposition tarifaire de la CRE de 2023.*"), les options Tempo, EJP et Eclairage public sont considérés, dans le cadre de cette proposition tarifaire, comme approvisionnés à partir de leurs profils statiques.

⁸ Délibération n° 2022-287 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

1.3.1.4 Coût de complément d’approvisionnement en énergie et en garanties de capacité consécutif à l’écèlement de l’ARENH

Le complément d’approvisionnement en énergie consécutif à l’écèlement de l’ARENH est approvisionné de façon lissée sur les marchés de gros sur deux mois, entre le 1^{er} novembre 2022 et le 23 décembre 2022 inclus, conformément à la décision de la CRE du 22 septembre 2022⁹ portant sur l’évolution de la méthode de calcul des coûts d’approvisionnement des volumes non attribués du fait de l’écèlement de l’ARENH. Le prix moyen du produit Calendaire Base 2023 sur cette période s’élève à 410,21 €/MWh. Le prix pour l’année de livraison 2022 utilisé pour calculer le coût d’approvisionnement des volumes écclés à l’ARENH (moyenne sur les produits cotés entre le 2 décembre et le 23 décembre 2021 inclus) était de 256,98 €/MWh. L’évolution de cette composante de coût pour les TRVE représente une hausse de 25,90 €/MWh HT, soit un impact de + 13,19 % sur le TRVE TTC.

Le complément d’approvisionnement en garanties de capacité consécutif à l’écèlement de l’ARENH est réalisé intégralement lors de l’enchère du 8 décembre 2023, au prix de 60 000 €/MW. Le prix retenu pour l’année 2022 était de 23 899,9 €/MW. Cette évolution de prix entraîne une hausse de 0,81 €/MWh HT du TRVE, soit +0,41 % sur le TRVE TTC.

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 0,32 €/MWh au lieu de 0,28 €/MWh précédemment.

Conformément à la délibération du 12 janvier 2023, le calcul des frais d’accès au marché et le coût des écarts au périmètre d’équilibre sont modifiés selon la méthode décrite dans l’annexe A.

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

Le coût des écarts du périmètre d’équilibre est déterminé selon la méthode définie dans la délibération du 12 janvier 2023. La référence de prix pour 2023 est égale à 370 €/MWh, et porte le coût des écarts intégré au TRVE à 2,20 €/MWh, ce qui représente une hausse de +1,90 €/MWh HT par rapport à la proposition de 2022, soit + 0,97 % sur le TRVE TTC.

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.

Pour 2023, la CRE évalue l’espérance des risques quantifiés à 0,62 €/MWh soit une hausse de 0,32 % du TRVE TTC.

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 augmente de 129,62 €/MWh HT par rapport à la proposition tarifaire de la CRE du 18 janvier 2022, soit + 66,06 % du TRVE TTC. Cette évolution se décompose de la façon suivante :

Figure 2 : Synthèse de l’évolution des coûts d’approvisionnement en énergie et en garanties de capacité¹⁰ du tarif Bleu par rapport à la proposition de la CRE de janvier 2022

		Proposition CRE du 01/02/2022	2023	Evolution en €/MWh HT	% du TRVE TTC
Approvisionnement marché lissé 24 mois	Energie + frais	30,52	126,23	95,70	+ 48,76 %
	Capacité	4,36	7,53	3,18	+ 1,62 %
ARENH	ARENH écclé	17,43	18,97	1,55	+ 0,79 %
	Complément énergie	64,05	89,95	25,90	+ 13,19 %
	Complément capacité	0,67	1,48	0,81	+ 0,41 %
Valorisation de l’espérance des risques quantifiés		-	0,62	0,62	+ 0,32 %
Coût des écarts		0,30	2,20	1,90	+ 0,97 %
Total		117,33	246,98	129,62	+ 66,06 %

⁹ Délibération n° 2022-336 portant décision sur l’évolution, dans les tarifs réglementés de vente d’électricité, de la méthode de calcul des coûts d’approvisionnement des volumes non attribués du fait de l’écèlement de l’ARENH

¹⁰ L’impact des appels d’offres long-terme est directement inclus dans le coût du complément d’approvisionnement en capacité.



1.3.2 Coûts d'acheminement (TURPE)

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 9 juin 2022 portant décision sur le TURPE 6 HTA-BT, entré en application le 1^{er} août 2022.

La composante de coût d'acheminement correspond au TURPE dit « optimisé » qui, pour une catégorie de clients donnée, est égal à la moyenne des options du TURPE choisies par le fournisseur qui minimisent la facture pour chacun de ses clients au sein de cette catégorie.

Conformément à l'article R337-22 du code de l'énergie, la CRE avait proposé dans sa délibération du 7 juillet 2022 d'intégrer les évolutions du TURPE prévues dans la délibération du 9 juin 2022 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT. Le gouvernement avait choisi de maintenir les TRVE du 1^{er} février 2022 à leur niveau actuel et n'avait pas pris en compte ces évolutions dans les TRVE appliqués.

Par ailleurs, EDF a fait part à la CRE d'une erreur dans la base de données utilisée pour calculer le TURPE optimisé provenant de l'incomplétude des relèves reçues d'ENEDIS pour le mois de décembre 2021. La correction de la base de données modifie les valeurs de TURPE optimisé et donc la composante d'acheminement des TRVE. Cette erreur a conduit à une sous-estimation des grilles de TURPE intégrées dans les TRVE proposés par la CRE au 1^{er} août 2022. Toutefois, ces grilles n'ayant pas été appliquées, elle n'a pas eu d'incidence sur les fournisseurs en 2022. L'impact de cette erreur est corrigé par l'intégration d'une brique de rattrapage (Partie 1.4) dans les TRVE.

La CRE propose de modifier la composante de coût relative à l'acheminement pour la remettre au niveau du TURPE en vigueur depuis le 1^{er} août 2022, tout en tenant compte de la correction de cette erreur matérielle.

L'impact total sur les TRVE est de +1,58 €/MWh HT (soit +0,74 % TTC) dont +0,43 €/MWh HT pour les corrections seules (soit +0,22 % TTC) par rapport aux coûts d'acheminement intégrés dans les TRVE proposés par la CRE pour le mouvement du 1^{er} février 2022.

Le calcul du rattrapage au titre de 2022, détaillé au paragraphe 1.4.2, prend en compte l'évolution des barèmes du TURPE au 1^{er} août 2022, ainsi que la correction apportée par EDF pour la période comprise entre le 1^{er} août 2022 et le 31 décembre 2022.

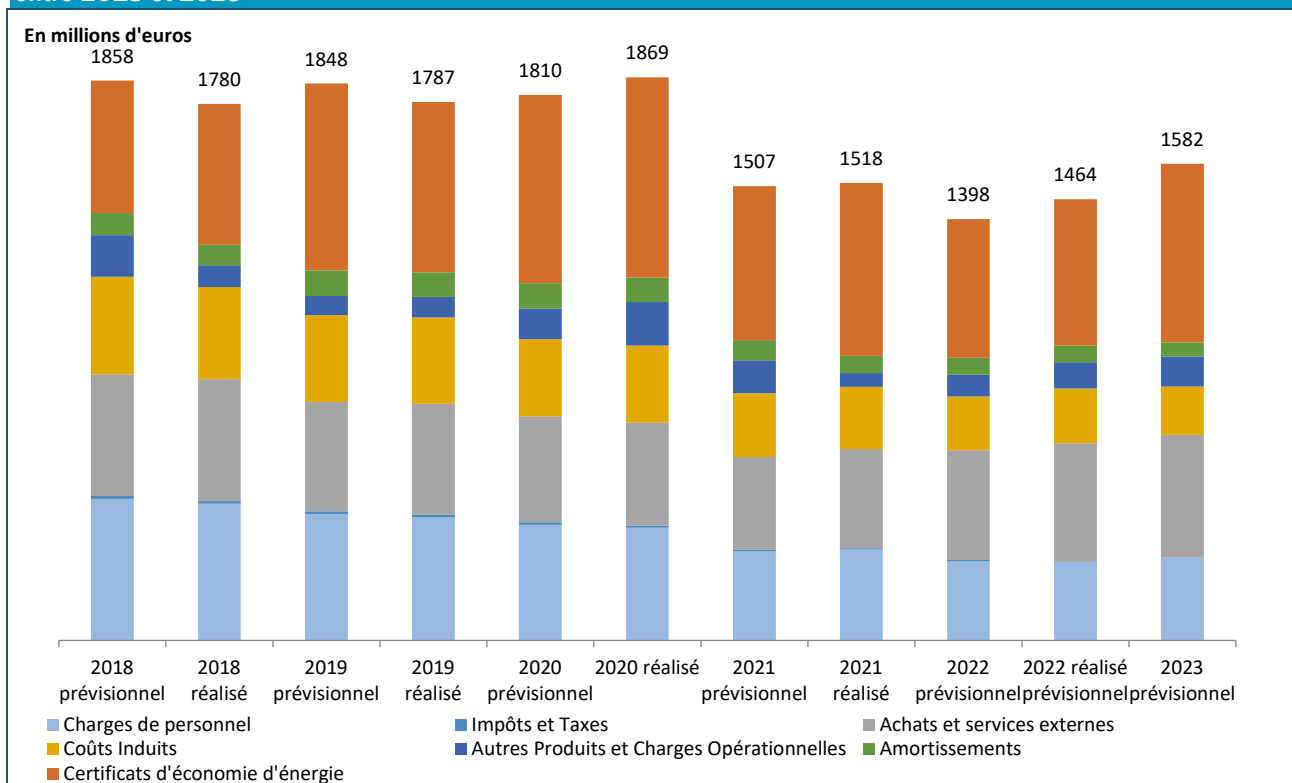
1.3.3 Coûts de commercialisation

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.

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 2022 et des prévisions pour l'année 2023 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 2018 et 2023



Comparaison entre les coûts de commercialisation prévisionnels et réalisés pour l'exercice 2022

Les données transmises par EDF montrent une hausse des coûts de commercialisation en millions d'euros pour l'année 2022 par rapport aux prévisions¹¹ (de +4,7 %). Cette hausse est imputable à la hausse du coût des CEE liée à l'augmentation des consommations du portefeuille TRVE en 2022 par rapport aux prévisions (105,4 TWh réalisés estimatifs pour 104,1 TWh prévus) et à une légère hausse du coût d'acquisition des CEE par rapport aux prévisions. Dans une moindre mesure, elle est liée à la hausse du coût des achats et services externes et des autres produits et charges opérationnelles.

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 2022.

Coûts de commercialisation prévisionnels pour 2023

Les coûts de commercialisation prévisionnels (en valeur absolue en euros) déclarés par EDF pour l'année 2023 sont en hausse de 8,0 %. Cette augmentation est portée essentiellement par la hausse du coût d'approvisionnement en CEE (de l'ordre de 100 M€) liée à la hausse de l'obligation CEE du portefeuille TRVE. Les coûts de commercialisation hors CEE sont en très légère baisse en 2023.

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 2023 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° 2022-158 du 9 juin 2022¹², la contrepartie financière prise en compte dans la présente délibération s'élève à 6,96 € par an et par client raccordé en BT ≤ 36 kVA.

¹¹ Ces prévisions de coûts ont servi à l'élaboration des propositions tarifaires de janvier et de juillet 2022.

¹² Délibération n° 2022-158 du 9 juin 2022 portant décision sur l'évolution de la grille tarifaire des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT au 1er août 2022 et sur l'évolution du paramètre Rf au 1er août 2022.



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.

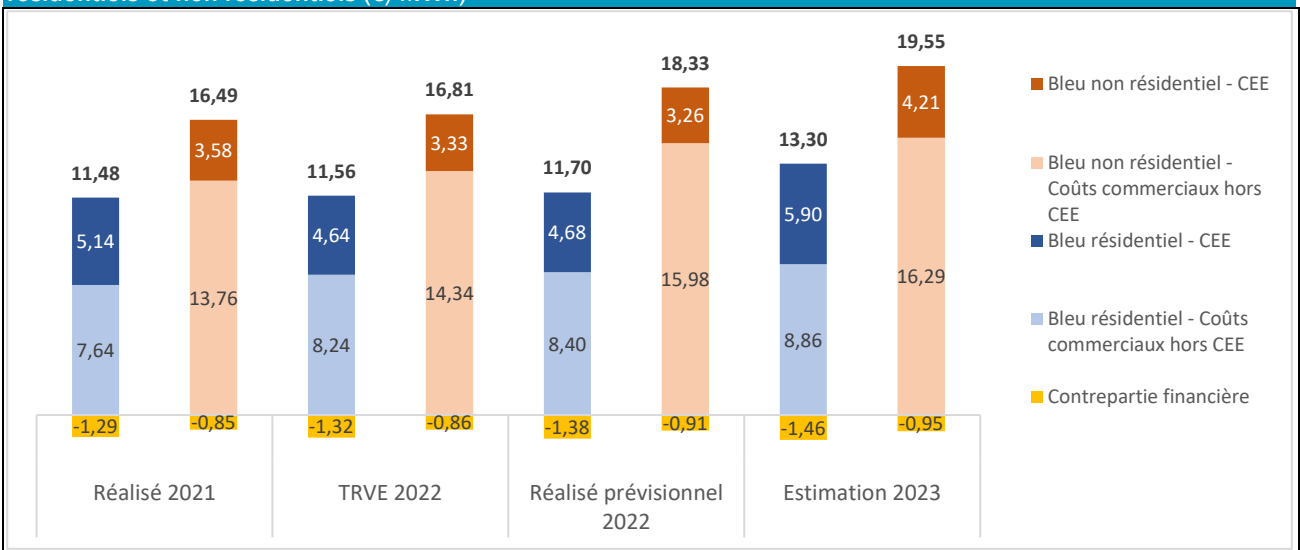
Les coûts de commercialisation prévisionnels unitaires en €/MWh pour les clients résidentiels et non résidentiels, que la CRE prend en compte dans la proposition tarifaire, augmentent par rapport aux coûts intégrés dans les TRVE en 2022.

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 2023 se traduit par une hausse du TRVE de 1,74 €/MWh (dont 1,26 €/MWh lié aux CEE), soit 0,9 % TTC pour les clients résidentiels, et une hausse de 2,74 €/MWh (dont 0,88 €/MWh lié aux CEE), soit 1,4 % TTC pour les clients non résidentiels.

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, en cohérence avec le *benchmark* de 2016, à 2 % du tarif moyen hors taxes et hors rattrapages.

Afin de maintenir le niveau de la rémunération normale des fournisseurs à un niveau raisonnable, dans le contexte de l'année 2023 caractérisé par une crise inédite des prix de gros induisant des efforts financiers considérables tant pour les consommateurs que pour l'Etat, la CRE a retenu dans sa délibération du 12 janvier 2023, de manière exceptionnelle pour 2023, une composante de rémunération normale, hors espérance des risques quantifiables, égale à 2 % du tarif moyen hors taxes et hors rattrapage applicable au 1^{er} août 2022, augmenté de 15 %.

En application de cette méthode de calcul, la rémunération normale intégrée à la présente proposition, hors espérance des risques quantifiables, est de 3,48€/MWh HT. Comme indiqué précédemment, l'espérance des risques intégrée aux coûts d'approvisionnement en énergie est évaluée à 0,62€/MWh.

La somme de la rémunération normale et de l'espérance des risques quantifiables augmente pour 2023 de +0,3 €/MWh HT par rapport à la valeur de 2022, soit +0,2 % TTC.

1.4 Rattrapages

1.4.1 Rattrapage au titre de 2021

La CRE avait constaté dans sa délibération du 18 janvier 2022 que les recettes des TRVE ont sur-couvert en 2021 de 18 millions d'euros les coûts de l'empilement. Pour rendre aux consommateurs le trop-perçu sur 2021, la CRE avait intégré une composante de rattrapage négative de - 0,18 €/MWh HT pour un an. Ce rattrapage est désormais terminé et cette composante est supprimée.

1.4.2 Rattrapage du gel tarifaire 2022

La loi de finances pour 2022 a mis en place un « bouclier tarifaire » permettant au gouvernement de réduire à son taux minimal le niveau de la taxe TICFE et de s'opposer aux propositions de tarifs réglementés de vente d'électricité de la CRE dès lors qu'elles excédaient de plus de 4 % TTC les tarifs en vigueur en 2021. Dans ces conditions, le gouvernement a limité la hausse moyenne des TRVE au 1^{er} février 2022 à 4 % TTC pour l'ensemble des clients aux TRVE puis a gelé les TRVE à ce niveau sur l'ensemble de l'année 2022 et janvier 2023. L'attribution aux fournisseurs, à titre exceptionnel pour 2022, de 20 TWh d'ARENH additionnels a permis de diminuer les coûts d'approvisionnement pris en compte dans les TRVE, et partant, l'écart avec le niveau des recettes provenant du TRVE gelé.

L'écart entre le niveau des TRVE proposés par la CRE et le niveau des TRVE gelés, net de l'effet des 20 TWh d'ARENH additionnels, a engendré, sur la période comprise entre le 1^{er} février 2022 et le 31 janvier 2023, des pertes de recettes estimées à 1 543 M€. Pour recouvrer ces montants sur un an et en application du VII de l'article 181 des lois de finances pour 2022 et 2023, la CRE intègre dans les TRVE une brique de rattrapage de 15,88 €/MWh pour les tarifs bleus résidentiels et de 16,33 €/MWh pour les tarifs bleus non résidentiels.

1.4.3 Rattrapage au titre de 2022 hors gel tarifaire

La CRE constate que les TRVE ont sous-couvert les coûts d'EDF en 2022, hors gel tarifaire. Cet écart est lié à (i) l'évolution des coûts d'acheminement non pris en compte dans le gel des TRVE par le gouvernement et supportés par les fournisseurs entre août et décembre 2022 ; (ii) des coûts commerciaux réalisés prévisionnels 2022 plus élevés que la prévision ; compensés partiellement par (iii) des volumes de consommation supérieurs aux prévisions.

Le rattrapage du mois de janvier 2022 a été pris en compte dans la proposition tarifaire de la CRE pour le mouvement d'août 2022, qui a fait l'objet d'un gel par le gouvernement. Il est en conséquence intégré à la brique de rattrapage du gel tarifaire 2022 et n'est donc pas pris en compte ici.

Cette sous-couverture représente 63 M€ pour les tarifs bleus, ce qui nécessite d'inclure dans les TRVE une brique de rattrapage supplémentaire pour couvrir les montants au titre de 2022 de 0,53 €/MWh pour les tarifs bleus résidentiels et de 1,75 €/MWh pour les tarifs bleus non résidentiels, pour recouvrer ces montants sur un an.

*

La CRE porte ainsi la composante de rattrapage à 16,41 €/MWh HT pour les tarifs bleus résidentiels et à 18,07 €/MWh HT pour les tarifs bleus non résidentiels, soit une hausse moyenne des TRVE de + 8,5 % TTC.

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.

Conformément à sa délibération du 13 janvier 2023, en cohérence avec les retours des acteurs à sa consultation publique n° 2022-08, la CRE propose une évolution en structure qui répond au double objectif de (i) maintenir une structure de prix incitative, s'agissant notamment de l'option heures pleines/heures creuses et (ii) garantir, dans un contexte de gel tarifaire, la meilleure homogénéité des impacts facture pour les consommateurs. En effet, le gel à 4% TTC, qui avait été appliqué à la structure résultant de l'empilement au 1^{er} février 2022, avait entraîné des évolutions de factures différenciées par client.

Dans ce cadre :

- la part fixe de chaque option des tarifs est fixée à la valeur résultant de l'empilement des coûts pour 2023, 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 la moitié de l'évolution en niveau calculée ;
- l'ensemble des parts variables des barèmes en vigueur sont ensuite recalées par l'ajout d'un coefficient additif unique par catégorie de clients, pour aboutir à l'évolution en niveau calculée totale.

Par ailleurs, conformément à la délibération du 12 janvier 2023, la CRE propose désormais une grille tarifaire pour une puissance souscrite de 6 kVA pour l'option TEMPO du tarif Bleu résidentiel.

1.6 Couverture des coûts comptables de fourniture d'EDF

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° 386078 du 15 juin 2016, le Conseil d'État indique que les tarifs réglementés de vente d'électricité, au titre de la période allant du 1^{er} 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, la CRE vérifie la couverture des coûts de fourniture par les TRVE sur le fondement des données transmises par EDF.

EDF a présenté à la CRE une nouvelle méthodologie de calcul des coûts comptables concernant notamment les frais financiers et les clés d'affectation.

A ce stade, la CRE n'a pas validé la nouvelle méthodologie proposée par EDF.

La CRE constate que, tant sur la base de la méthodologie en vigueur que sur la nouvelle méthodologie proposée par EDF, sa proposition tarifaire permet de couvrir les coûts comptables d'EDF pour l'année 2023.

1.7 Composante de comptage applicable aux consommateurs ayant refusé un compteur Linky et n'ayant pas adressé d'auto-relevé de leur consommation depuis 12 mois

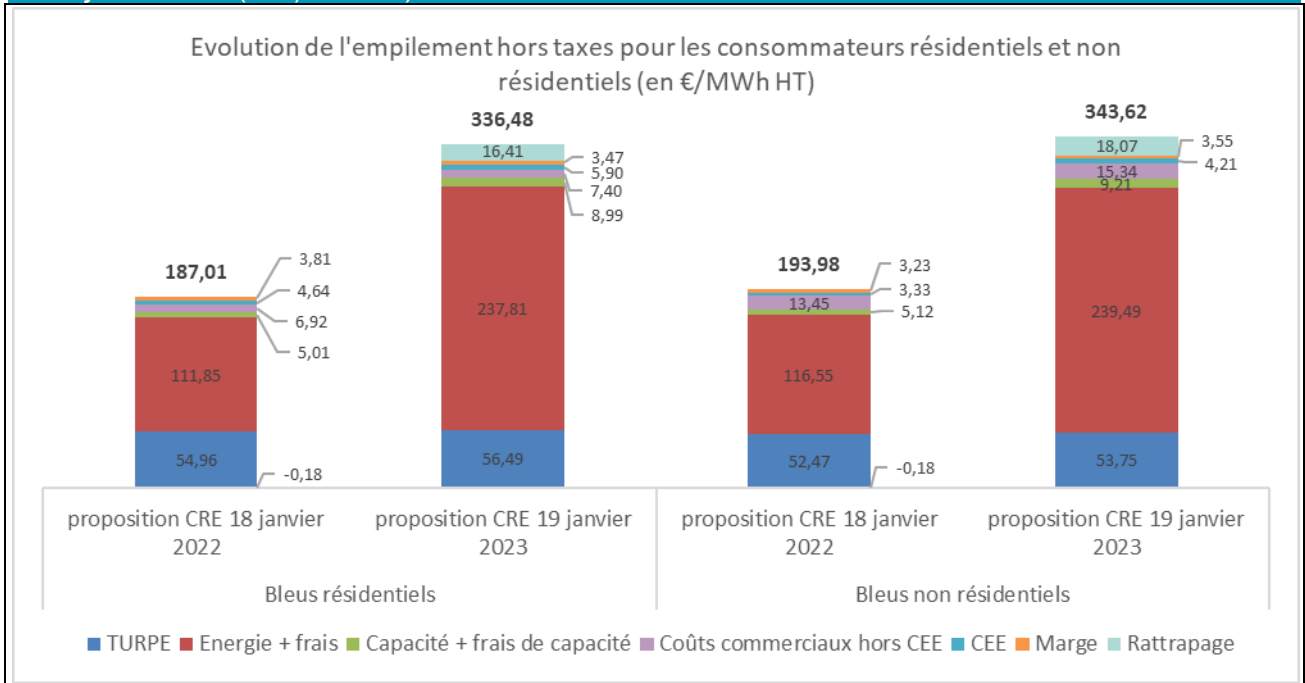
En application du TURPE en vigueur, qui s'applique à tous les consommateurs, la CRE intègre depuis sa proposition d'août 2022 dans ses barèmes une composante de comptage applicable aux consommateurs ayant refusé un compteur Linky et n'ayant pas adressé d'auto-relevé de leur consommation depuis 12 mois, d'un montant de 50,88 €/an.

La CRE recommande au gouvernement, s'il refuse sa proposition tarifaire, de prendre en compte cette composante dans les grilles gelées. En effet, ne pas l'intégrer aux TRVE induirait d'une part une discrimination entre les consommateurs aux TRVE et ceux en offre de marché, et d'autre part obligerait par la suite les clients aux TRVE équipés de compteurs Linky à compenser les coûts correspondants au titre des futurs rattrapages.

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 18 janvier 2022 (en €/MWh HT)



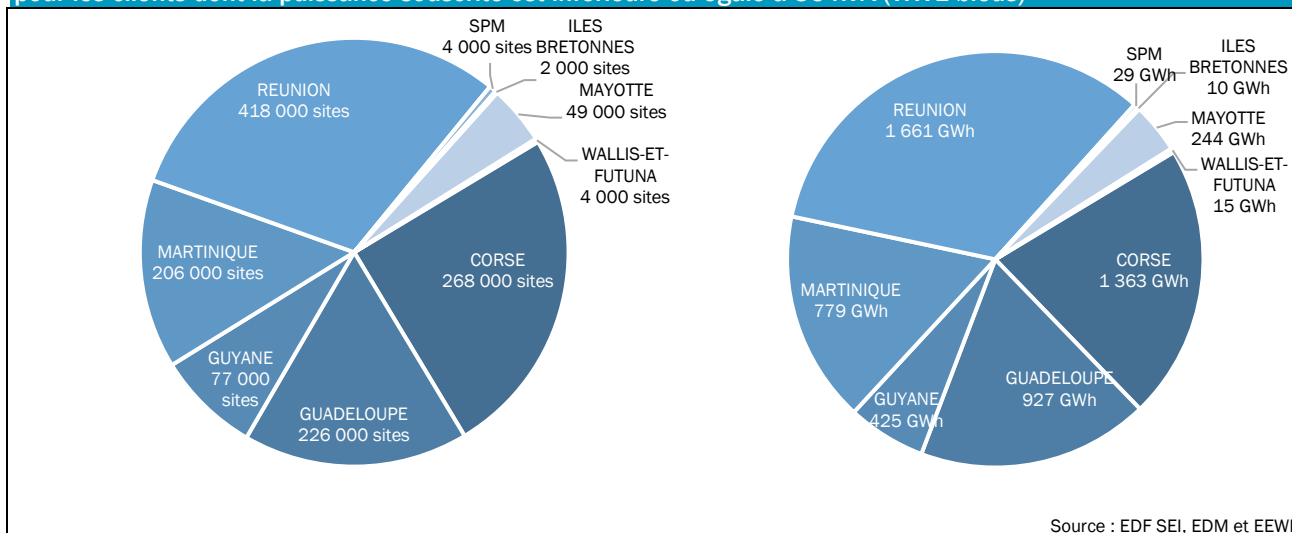
2. LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE D'ELECTRICITE PROPOSES DANS LES ZNI

La CRE a pour mission de proposer les tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) dans les territoires suivants : Corse¹³, 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 1 250 000 sites au 31 décembre 2021 qui se décomposent comme suit :

Figure 6 : Etat des lieux au 31 décembre 2021 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 :

- + 108,91 % HT soit + 175,41 €/MWh HT, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- + 106,88 % HT soit + 177,52 €/MWh HT, pour les tarifs bleus professionnels.

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

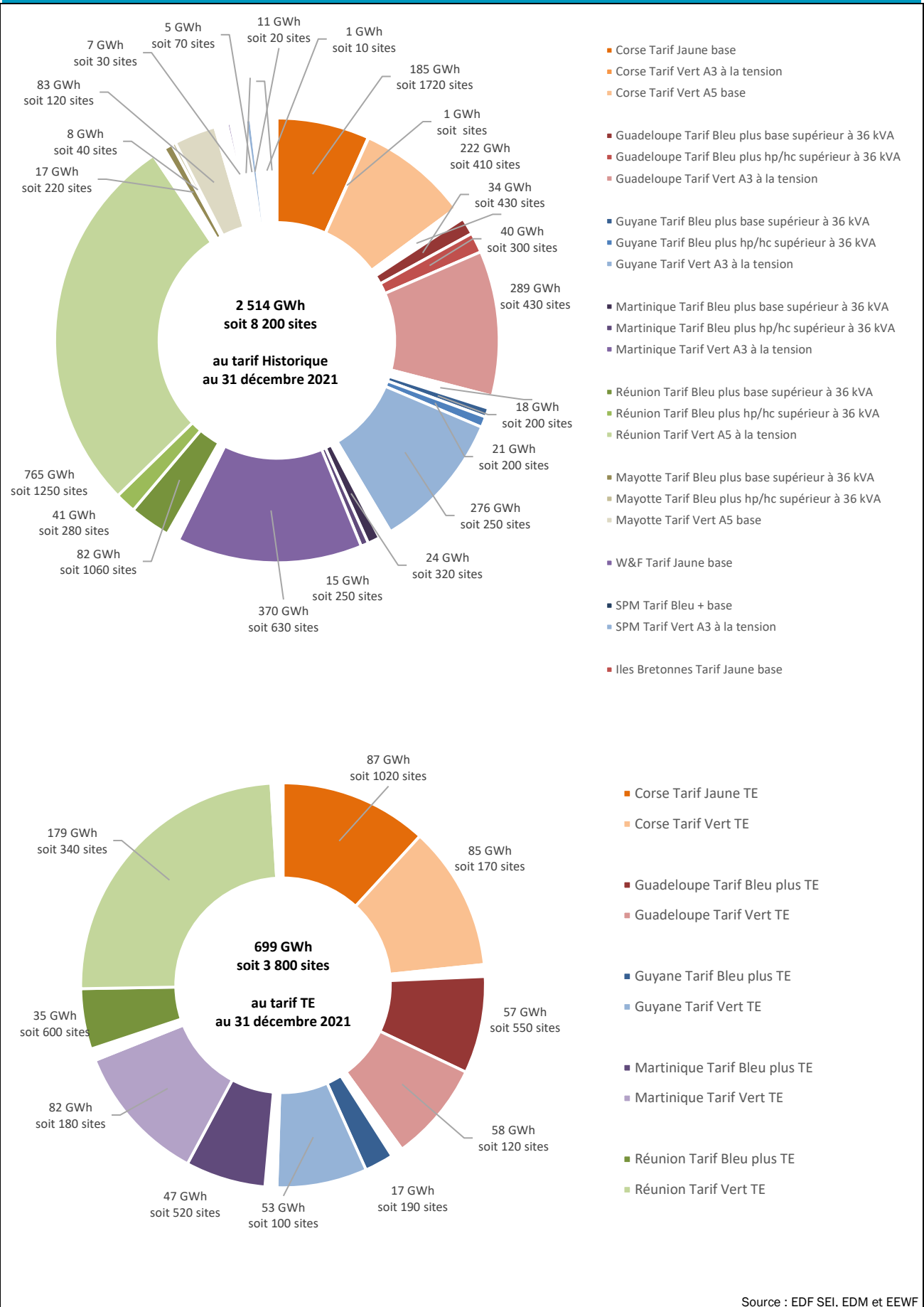
2.2.1 Etat des lieux

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 1^{er} août 2017.

Ces consommateurs représentent un total de 3,2 TWh pour 12 000 sites au 31 décembre 2021.

¹³ 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.

Figure 7 : Etat des lieux au 31 décembre 2021 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 méthodologie de construction des TRVE dans les ZNI est rappelée en annexe A.

Par rapport à la proposition tarifaire de la CRE du 18 janvier 2022, le coût de l'approvisionnement à l'ARENH et du complément d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité évolue :

- de 114,0 €/MWh HT soit un impact de +67,14 % sur le TRVE HT pour les consommateurs aux tarifs jaunes et bleus+ ;
- de 105,1 €/MWh HT soit un impact de 72,82 % 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'inflation¹⁴.

La composante « acheminement » correspond à l'application des barèmes du TURPE définis dans la délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT et appliqués aux profils de consommation considérés. La CRE propose de ne pas faire évoluer cette composante de coûts dans la présente délibération.

A l'instar des TRVE en métropole, la CRE modifie la méthode de calcul du niveau de rémunération normale afin qu'il représente, en 2023, 2 % du tarif moyen hors taxes et hors rattrapage applicable au 1^{er} août 2022, augmenté de 15 %.

Enfin, la CRE propose de porter la composante de rattrapage à 3,63 €/MWh pour les tarifs jaunes et bleus+ et à 3,74 €/MWh pour les tarifs verts afin de tenir compte du décalage entre l'évolution des coûts, au 1^{er} janvier 2022 et l'évolution effective des TRVE, au 1^{er} février suivant.

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 :

- **+ 125,24 % HT** pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA ;
- **+ 163,14 % HT** pour les consommateurs raccordés en HTA dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA.

Ces évolutions sont mises en œuvre de la façon suivante :

- la part abonnement de chaque option, pour chaque territoire, évolue dans la même proportion que celle des TRVE bleus ;
- la part variable de chaque option, pour chaque territoire, évolue de façon homothétique par rapport à sa valeur en vigueur, de sorte à reboucler sur les évolutions précitées.

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 à un niveau historiquement élevé en Guadeloupe et à La Réunion mais augmentent fortement en Martinique du fait de la sollicitation plus élevée des moyens de production thermiques. A Mayotte, les dépenses d'octroi de mer sont en baisse après un niveau élevé le semestre précédent.

A ces montants viennent s'ajouter, sur les territoires d'EDF SEI, des refacturations d'octroi de mer résiduel d'Albioma sur la période 2019-2022 en Martinique. Ces montants n'ayant pas été compensés par les douanes, ils sont rétroactivement inclus dans la rémanence comme l'autorise le rescrit des douanes présenté par Albioma à EDF en août 2020. Ces montants étant importants, 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.

Enfin, le gel des valeurs de rémanence d'octroi de mer dans les TRVE appliqués depuis août 2022, alors même qu'elles auraient dû évoluer pour couvrir l'augmentation des montants d'octroi de mer à recouvrer, a créé une créance de rémanence d'octroi de mer qui est ajoutée aux montants à recouvrer.

¹⁴ 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 + 5,29 % entre janvier 2022 et novembre 2022

DECISION DE LA CRE

La CRE propose une évolution du niveau moyen des tarifs réglementés de vente d'électricité en France métropolitaine continentale de + 108,70 % HT (soit 175,61 €/MWh HT ou + 99,22 % TTC¹⁵) par rapport aux tarifs gelés en vigueur, qui se décompose en :

- + 108,91 % HT soit + 175,41 €/MWh HT ou + 99,36 % TTC, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- + 106,88 % HT soit + 177,52 €/MWh HT ou + 97,94 % TTC, 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, d'acheminement, des coûts de commercialisation et d'approvisionnement en certificat d'économie d'énergie, de la rémunération normale, de la fin du gel tarifaire de 2022 et du rattrapage du gel tarifaire de 2022 sur un an.

Elle tient également compte des évolutions mentionnées dans la délibération de la CRE du 12 janvier 2023 portant communication sur la méthode de fixation des tarifs réglementés de vente d'électricité¹⁶.

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 :

- + 108,91 % HT soit + 175,41 €/MWh HT, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- + 106,88 % HT soit + 177,52 €/MWh HT, pour les tarifs bleus professionnels.
- + 125,24 % 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) ;
- + 163,14 % 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 1^{er} février 2023.

Cette délibération sera publiée sur le site de la CRE et transmise à la ministre de la transition énergétique ainsi qu'au ministre de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique.

Délibéré à Paris, le 19 janvier 2023.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

¹⁵ Les évolutions en % TTC sont précisées à titre indicatif sur le fondement des taxes et des contributions envisagées au 1^{er} février 2023.

¹⁶ Délibération n° 2023-03 du 12 janvier 2023 portant communication sur la méthode de fixation des tarifs réglementés de vente d'électricité
18/18