

DELIBERATION N° 2023-148

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 22 juin 2023 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Anthony CELLIER, 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 ces 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.

L'article R. 337-22 du code de l'énergie prévoit que toute évolution des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité doit donner lieu à une modification des TRVE en vigueur pour prendre en compte cette évolution. Dans sa décision du 31 mai 2023¹, la CRE a défini un nouveau tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) dans les domaines de tension HTA et BT qui entrera en application à compter du 1^{er} août 2023.

Contexte spécifique à la présente délibération de la CRE

La présente proposition de la CRE s'inscrit dans le cadre des mesures exceptionnelles de protection des consommateurs mises en place depuis le 1^{er} janvier 2022 par le gouvernement et le parlement. La loi de finances 2023 a maintenu un « bouclier tarifaire » pour l'année 2023 permettant au gouvernement de réduire à son taux minimal le niveau de la taxe TICFE² et de s'opposer aux propositions de tarifs réglementés de vente d'électricité de la CRE dès lors qu'elles excèdent de plus de 15 % TTC les tarifs applicables³ au 31 décembre 2022. Dans ces conditions, le gouvernement a limité la hausse moyenne des TRVE au 1^{er} février 2023 à +15 % TTC.

Parallèlement, la loi de finances pour 2023 a prévu un mécanisme de compensation des fournisseurs s'inscrivant dans le cadre des charges de service public de l'électricité par dérogation aux articles L. 121-9 à L. 121-28 du code de l'énergie. Cette compensation est versée aux fournisseurs proposant les TRVE (EDF et les entreprises locales de distribution) et aux fournisseurs proposant des offres de marché aux clients éligibles aux TRVE. Elle est versée progressivement tout au long de l'année 2023 et permet de compenser les pertes des fournisseurs dues au bouclier tarifaire. Le montant unitaire de la compensation correspond à l'écart moyen entre les TRVE calculés par la CRE et les TRVE gelés arrêtés par le gouvernement. Il a été fixé par la CRE à 143,20 €/MWh pour les consommateurs résidentiels et à 144,43 €/MWh pour les consommateurs non résidentiels dans sa délibération n° 2023-106 du 13 avril 2023.

¹ <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/evolution-de-la-grille-tarifaire-des-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-dans-les-domaines-de-tension-hta-et-bt-au-1er-aout-2023>

² Article 64 de la loi de finances 2023 - La Taxe communale sur la consommation électrique est intégrée à partir du 1^{er} janvier 2023 à la TICFE augmentant la portée de ce levier d'action.

³ Article 181 de la loi de finances 2023

La présente délibération propose les évolutions hors taxes des TRVE au gouvernement. Les évolutions en % TTC sont précisées à titre indicatif sur le fondement des taxes et des contributions connues au 1^{er} août 2023 (en particulier, il est fait l'hypothèse du maintien de la TICFE à son taux minimal).

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

La CRE calcule une évolution du niveau moyen des TRVE de + 0,76 % TTC par rapport aux TRVE calculés dans sa proposition du 19 janvier 2023 (soit +2,46 €/MWh HT ou +0,73 % HT), qui se décompose en :

- + 0,88 % TTC, soit + 2,84 €/MWh HT ou + 0,84 % HT, pour les tarifs bleus résidentiels (93% des sites aux TRVE soit 91% de la consommation) ;
- - 0,32 % TTC, soit - 1,21 €/MWh HT ou - 0,35 % HT, pour les tarifs bleus professionnels (7% des sites aux TRVE soit 9% de la consommation).

Cette hausse est la conséquence :

- de l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité au 1^{er} août 2023 (soit + 1,17 % sur les TRVE TTC) ;
- de la hausse de la contrepartie financière reçue par les fournisseurs au titre de la gestion des clients pour le compte du gestionnaire de réseau et qui vient en déduction des coûts de commercialisation (soit - 0,04 % sur les TRVE TTC) ;
- de la mise à jour de la composante de coût relative aux coûts de commercialisation et CEE pour 2023 (soit - 0,04 % sur les TRVE TTC) ;
- et de la mise à jour de la composante de rattrapage des montants non couverts au titre de l'année 2022 (soit - 0,32 % sur les TRVE TTC).

La CRE maintient inchangées, dans le cadre de cette proposition, les autres composantes de coûts de l'empilement tarifaire qui ont été revues dans la délibération de la CRE du 19 janvier 2023.

Le niveau des TRVE actuellement en vigueur fait suite à la limitation à +15 % TTC de la hausse au 1^{er} février 2023 décidée par le gouvernement. En application de la loi, la CRE calcule une évolution des TRVE reflétant l'évolution réelle des coûts de fourniture. À la suite de la mise à jour du tarif théorique au 1^{er} août 2023, les TRVE théoriques se situent désormais 74,5% au-dessus des tarifs gelés actuellement en vigueur (TTC). Il appartient au gouvernement de décider du niveau du gel.

Enfin, s'agissant de la structure tarifaire, la CRE propose de prendre en compte les seules évolutions de structure liées aux composantes évoquées ci-dessus (principalement les évolutions du TURPE) et de conserver pour les autres composantes de coût la structure proposée dans la délibération du 19 janvier 2023. Les effets par option tarifaire de la prise en compte de la structure du TURPE, présentés au paragraphe 1.5 de la présente délibération, sont limités.

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, auxquels s'ajoute la composante de rémanence d'octroi de mer différente selon le territoire considéré (paragraphe 2.3 de la présente délibération).

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 calculé consiste en une évolution du niveau moyen des TRVE (hors rémanence d'octroi de mer) par rapport aux TRVE calculés dans la proposition de la CRE du 19 janvier 2023 de :

- + 0,84 % HT soit + 2,84 €/MWh HT, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- - 0,35 % HT soit - 1,21 €/MWh HT, pour les tarifs bleus professionnels.
- + 0,94 % 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) ;

22 juin 2023

- + 0,53 % HT pour les tarifs verts (consommateurs raccordés en HTA).

A l'instar des TRVE bleus dans les ZNI, ces évolutions sont à compléter des effets liés à la rémanence d'octroi de mer pour chacun des territoires.

Le mouvement tarifaire proposé a vocation à s'appliquer concomitamment à l'évolution du TURPE le 1^{er} août 2023.

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

La méthodologie de calcul est présentée en annexe A.

Les barèmes de prix en résultant sont présentés en annexes B1 à B4. La CRE recommande que chacune de ces annexes fasse l'objet d'un arrêté spécifique. Les barèmes intègrent les spécificités propres aux consommateurs participant à des opérations d'autoconsommation individuelles ou collectives.

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 (à température normale), les courbes de charges déterministes issues des profils dynamiques ainsi que la courbe de prix Price Forward Curve (PFC).

SOMMAIRE

1. LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE D'ELECTRICITE PROPOSES EN METROPOLE CONTINENTALE.....	5
1.1 PANORAMA DES SITES AUX TRVE EN FRANCE METROPOLITAINE CONTINENTALE	5
1.2 PRINCIPES ET OBJECTIFS DE LA TARIFICATION PAR EMPILEMENT	5
1.3 CALCUL DE L'EVOLUTION DES COMPOSANTES DE COUTS DE L'EMPILEMENT TARIFAIRE	6
1.3.1 Coûts d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité	6
1.3.2 Coûts d'acheminement (TURPE).....	6
1.3.3 Coûts de commercialisation.....	7
1.3.4 Rémunération normale de l'activité de fourniture.....	8
1.4 RATTRAPAGES AU TITRE DE 2022	8
1.5 BAREMES TARIFAIRES	9
1.6 COUVERTURE DES COUTS COMPTABLES DE FOURNITURE D'EDF	9
1.7 SYNTHESE DU MOUVEMENT	10
2. LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE D'ELECTRICITE PROPOSES DANS LES ZNI.....	11
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	11
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.....	11
2.2.1 Etat des lieux.....	11
2.2.2 Evolution en niveau : l'ensemble des tarifs respecte le principe de péréquation tarifaire	13
2.3 REMANENCE D'OCTROI DE MER.....	13
DECISION DE LA CRE	14

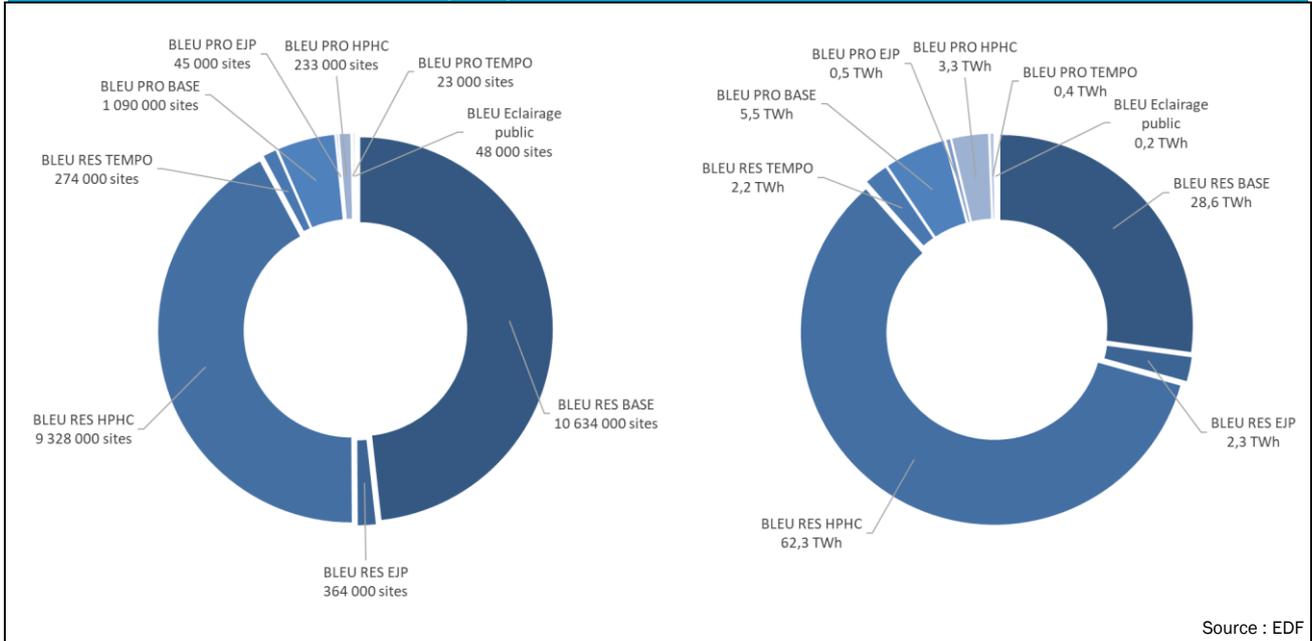
1. LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE D'ELECTRICITE PROPOSES EN METROPOLE CONTINENTALE

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.

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 souscrivant aux TRVE Bleus et pour les clients non résidentiels éligibles aux TRVE.

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 2022 par option tarifaire.



Les TRVE verts perdurent pour certains 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 TRVE jaunes de puissance souscrite égale à 36kVA et TRVE verts 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 méthodologie 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 méthodologie depuis la dernière proposition tarifaire de la CRE ainsi que leurs impacts sur le niveau du TRVE.

Comme précisé dans l'annexe A, le calcul de l'empilement est réalisé pour chaque poste horosaisonnier.

Dans les paragraphes suivants, les évolutions sont données en moyenne au portefeuille TRVE d'EDF au 31 décembre 2022 pour les clients résidentiels et pour les clients non résidentiels qui ont conservé leur éligibilité aux TRVE. 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

La CRE a calculé les composantes de coût relatives à l'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité lors de la proposition tarifaire du 19 janvier 2023.

Conformément à la méthodologie de construction des TRVE appliquée dans les précédentes propositions tarifaires de la CRE et rappelée dans l'annexe A, ces coûts ont vocation à n'évoluer qu'une fois par an en début d'année. La CRE maintient inchangées ces composantes de coûts par rapport à celles intégrées dans la délibération de janvier dernier.

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) applicables au 1^{er} août 2023 prévus dans la délibération de la CRE du 31 mai 2023 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT.

La CRE applique la méthode d'intégration du TURPE établie dans ses précédentes propositions tarifaires. 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.

Au 1^{er} août 2017, la CRE a introduit de nouvelles options du TURPE à quatre plages temporelles présentant une différenciation été/hiver pour les consommateurs bénéficiant de compteurs Linky.

La CRE prend en compte pour le calcul du TURPE « optimisé » la possibilité de souscrire à cette nouvelle option pour la part des clients présents dans le portefeuille au TRVE d'EDF, équipés d'un compteur Linky et pour lesquels une relève de consommation Linky est disponible sur au moins 12 mois. Ces clients représentent une part de 86,5 % du portefeuille de clients aux TRVE d'EDF au 31 décembre 2022 (contre 74 % au 31 décembre 2021, hypothèse retenue dans la délibération du 7 juillet 2022).

Pour chacun de leurs clients, les fournisseurs ne peuvent changer d'option du TURPE qu'une seule fois par an. Les fournisseurs ont un intérêt économique à réaliser le choix des options du TURPE pour leurs clients en sortie de la saison haute, c'est-à-dire au 31 mars, tout particulièrement pour leurs nouveaux clients éligibles à l'option à quatre plages temporelles du TURPE. Par le passé, le calcul de la composante d'acheminement était réalisé pour le portefeuille des clients TRVE au 31 décembre de l'année précédente⁷. Or le nombre de clients éligibles à l'option à quatre plages temporelles du TURPE est plus important au 31 mars. Depuis la délibération du 8 juillet 2021, la CRE tient compte de cet effet en extrapolant les résultats obtenus sur le portefeuille au 31 décembre 2022 avec le taux de clients éligibles au 31 mars (soit 88,0 % au 31 mars 2023)⁸.

En conclusion, la prise en compte de l'évolution du TURPE au 1^{er} août 2023 entraîne une hausse de la composante de coûts relative à l'acheminement intégrée dans les TRVE égale à + 6,79 % HT en moyenne soit +3,87 €/MWh HT ou + 1,17 % sur le TRVE TTC :

- + 7,15 % HT en moyenne pour la composante de coûts relative à l'acheminement intégrée dans les TRVE pour les clients résidentiels au TRVE, soit +4,08 €/MWh HT ou + 1,24 % sur le TRVE TTC ;
- + 3,20 % HT en moyenne pour la composante de coûts relative à l'acheminement intégrée dans les TRVE pour les clients non résidentiels au TRVE, soit +1,77 €/MWh HT ou + 0,53 % sur le TRVE TTC.

⁷ Base de données détaillée la plus récente disponible

⁸ Le calcul réalisé ici est une estimation, qui ne prend notamment pas en compte les optimisations qui seront réalisées par les fournisseurs sur la période du 31 mars 2022 au 31 juillet 2023, en raison de l'incertitude trop importante sur le calcul.

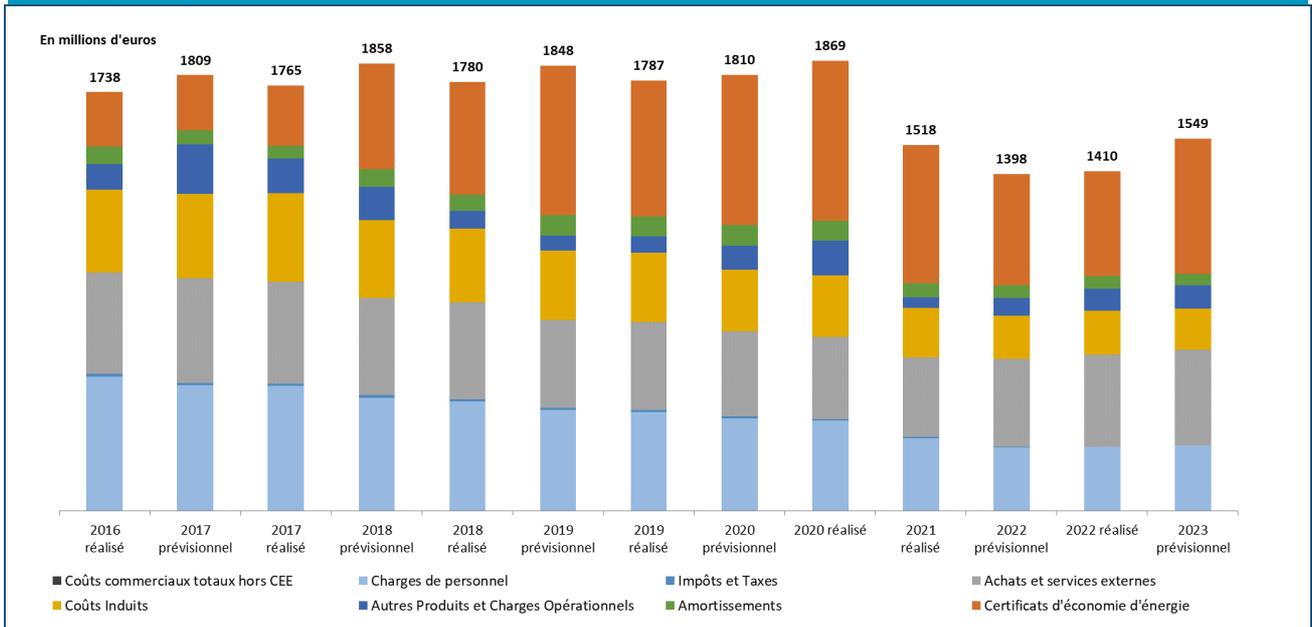
Cette hausse se décompose comme suit :

- + 6,32 % HT qui correspond à la hausse moyenne du TURPE distribution (soit + 1,09 % sur le TRVE TTC)⁹ ;
- + 0,65 % HT due à l'évolution du terme Rf. Ce terme représente le montant moyen de la contrepartie financière versée aux fournisseurs par les gestionnaires de réseau de distribution au titre de la gestion de ces utilisateurs (soit + 0,10 % sur le TRVE TTC) ;
- - 0,18 % HT due à la prise en compte de l'optimisation en sortie d'hiver des clients éligibles à l'option à quatre plages temporelles du TURPE (soit - 0,03 % sur le TRVE TTC).

1.3.3 Coûts de commercialisation

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 connues à date.

Figure 2 : Evolution des coûts de commercialisation et d'acquisition de CEE déclarés par EDF au périmètre TRVE entre 2016 et 2023



La CRE a procédé à une analyse détaillée des données transmises par EDF et n'a pas relevé de montants qui ne seraient pas justifiés.

Dans sa proposition du 19 janvier 2023, la CRE a intégré aux TRVE les coûts de commercialisation prévisionnels pour 2023 d'EDF fondés sur la prévision qu'EDF a réalisée en novembre 2022. Cette prévision a été mise à jour par EDF en mai 2023 afin de refléter la meilleure vision de ses coûts à cette date.

Par rapport aux valeurs actuellement intégrées dans les TRVE, cette actualisation conduit à une diminution des coûts de commercialisation (hors effet des contreparties financières détaillées ci-dessous) de 0,17 €/MWh HT, soit - 0,04% sur les TRVE TTC pour l'ensemble des clients aux TRVE :

- Une diminution moyenne des coûts de commercialisation des clients résidentiels de 0,14 €/MWh HT (hors effet des contreparties financières), soit - 0,03 % sur les TRVE TTC ;
- Une diminution moyenne des coûts de commercialisation des clients non résidentiels de 0,45 €/MWh HT (hors effet des contreparties financières), soit - 0,12 % sur les TRVE TTC.

La CRE a pris en compte les coûts de commercialisation mis à jour dans la présente délibération.

En outre, EDF a revu à la baisse les montants réalisés pour l'année 2022 par rapport à son estimation de novembre dernier. Cette révision est due notamment à une baisse des irrécouvrables par rapport à la prévision initiale. Cet effet est pris en compte dans l'évaluation des montants à rattraper au titre de l'année 2022 (cf. partie 1.4).

⁹ La délibération du 31 mai 2023 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT prévoit une hausse moyenne de +6,51% HT. Cette évolution a été calculée pour l'ensemble des clients raccordés sur les réseaux de distribution. Le calcul présenté ici est réalisé pour les seuls clients ayant souscrit un TRVE, ce qui explique que les évolutions ne soient pas strictement identiques.



Effet des contreparties financières au commissionnement des fournisseurs

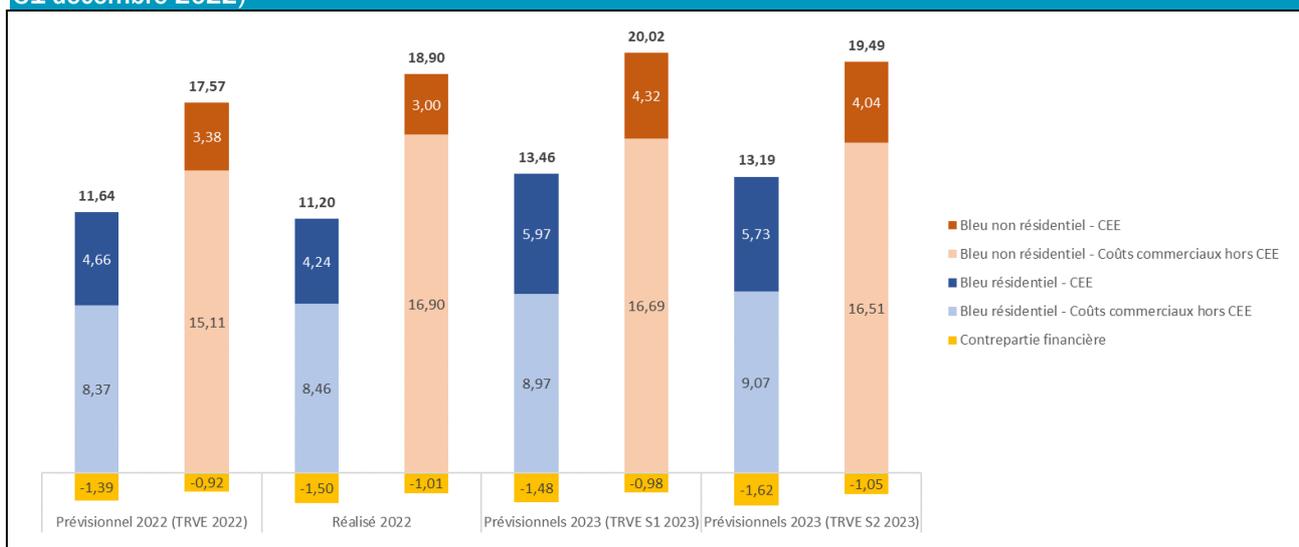
A la suite de la décision du Conseil d'Etat du 13 juillet 2016, la gestion des clients réalisée par les fournisseurs pour le compte des gestionnaires de réseaux (GRD), prévue par les contrats liant les fournisseurs et les GRD pour les clients en contrat unique, doit faire l'objet d'une contrepartie de la part des GRD.

Dans ce cadre, EDF reçoit depuis le 1^{er} janvier 2018 une contrepartie financière venant en déduction des coûts de commercialisation intégrés aux TRVE. Ce sont ces éléments qui sont pris en compte dans la catégorie « *contreparties financières* » dans le graphique ci-dessous. Conformément à la délibération de la CRE n° 2023-137 du 31 mai 2023, la contrepartie financière prise en compte dans la présente délibération augmente à partir du 1^{er} août 2023 et s'élève à 7,29 € par an et par client raccordé en BT ≤ 36 kVA (contre 6,96 € par an et par client jusqu'au 31 juillet 2023), ce qui occasionne une diminution du TRVE bleu moyen de 0,13 €/MWh HT par rapport à la même composante intégrée dans les TRVE calculée dans la délibération de la CRE du 19 janvier 2023, soit - 0,04 % sur les TRVE TTC :

- Soit une diminution des coûts de commercialisation, au titre de la contrepartie financière seule, pour les clients résidentiels de 0,14 €/MWh HT, soit - 0,04 % sur les TRVE TTC ;
- Soit une diminution des coûts de commercialisation, au titre de la contrepartie financière seule, pour les clients non résidentiels de 0,07 €/MWh HT, soit - 0,02 % sur les TRVE TTC.

Le graphique ci-dessous présente l'évolution des coûts unitaires (en €/MWh HT) au périmètre des TRVE.

Figure 3 : Coûts de commercialisation incluant le coût d'acquisition des CEE d'EDF et les effets de la contrepartie financière (en €/MWh HT) pour les clients aux TRVE bleus résidentiels et non résidentiels – prévisionnels 2022, réalisé 2022 et prévisionnel 2023 (pour le premier et le deuxième semestre de l'année) (évalués à partir des barèmes inclus dans les TRVE et la base de données clients aux TRVE d'EDF à température normale au 31 décembre 2022)



1.3.4 Rémunération normale de l'activité de fourniture

La CRE maintient dans sa proposition une rémunération normale égale à 3,48 €/MWh HT¹⁰ (3,47€/MWh HT pour les clients résidentiels et 3,55 €/MWh HT pour les clients non résidentiels).

1.4 Rattrapages au titre de 2022

La CRE avait intégré dans sa délibération du 19 janvier 2023 une composante de rattrapage des montants non couverts en 2022 afin de couvrir, d'une part, les pertes de recettes liées au gel tarifaire de 2022 (ce montant correspond 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).

¹⁰ Recalculée sur le fondement du portefeuille d'EDF au 31 décembre 2022 à température normale et des niveaux de marge intégrés à la proposition du 19 janvier dernier



Comme chaque année, EDF a transmis à la CRE en amont du mouvement de l'été, les éléments définitifs portant sur les coûts commerciaux réalisés en 2022, ainsi que sur les volumes de ventes constatés en 2022 et les prévisions pour 2023 qui ont été réévaluées sensiblement. Sur le fondement de ces nouveaux éléments, la CRE a réévalué le niveau annuel moyen de rattrapage des montants non couverts au titre de 2022 à 15,99 €/MWh HT, qui se décompose comme suit :

- 15,79 €/MWh HT au titre du gel tarifaire, déjà intégrés dans la proposition de janvier 2023 ;
- 0,20 €/MWh HT pour les autres éléments de coûts hors gel tarifaire

La CRE avait fixé à 16,57 €/MWh la composante de rattrapage 2022 dans la proposition tarifaire de janvier 2023, soit un niveau légèrement supérieur au montant final de 15,99 €/MWh. Afin de viser un rattrapage exact sur 12 mois des montants non couverts en 2022, la CRE intègre dans la présente proposition tarifaire une composante de rattrapage égale à 15,47 €/MWh soit une baisse de 1,10 €/MWh HT par rapport à la composante intégrée à la proposition de janvier dernier ou - 0,32 % sur les TRVE TTC :

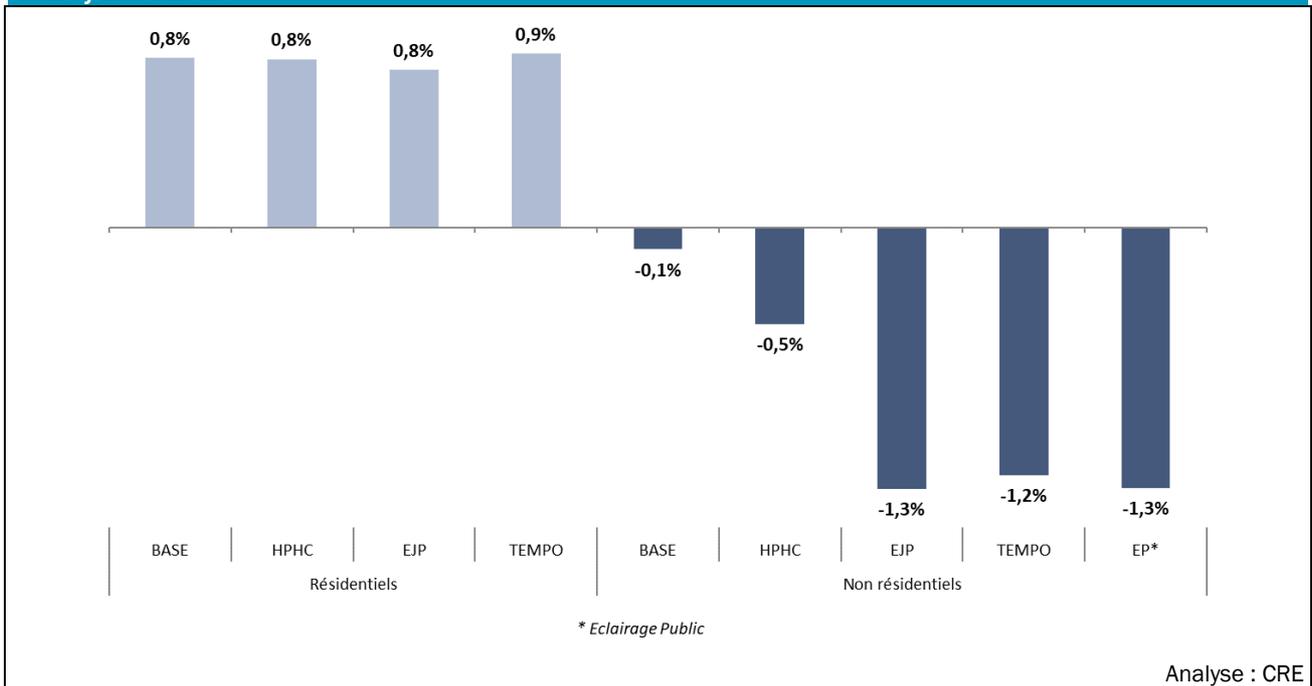
- 15,45 €/MWh HT pour les clients résidentiels aux TRVE, soit une baisse de 0,96€/MWh HT ou - 0,28 % sur les TRVE TTC ;
- 15,65 €/MWh HT pour les clients non résidentiels aux TRVE, soit une baisse de 2,42€/MWh HT ou - 0,70 % sur les TRVE TTC.

1.5 Barèmes tarifaires

La CRE prend en compte les modifications de structure propres aux seules évolutions retenues dans la présente délibération (à savoir la composante d'acheminement, les coûts commerciaux 2023 et la mise à jour de la composante de rattrapage). Pour les autres composantes de coûts, la structure est inchangée par rapport à celle de la délibération du 19 janvier 2023.

Les évolutions moyennes totales (niveau et structure) par option tarifaire sont présentées ci-dessous :

Figure 4 : Evolutions calculées en % HT pour chaque option tarifaire par rapport à la proposition tarifaire de la CRE du 19 janvier 2023



1.6 Couverture des coûts comptables de fourniture d'EDF

Depuis le 1er novembre 2014, les tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) sont définis en fonction de catégorie fondées sur les caractéristiques intrinsèques des fournitures¹¹ et établis selon la méthode « d'empilement des coûts » décrite à l'article L.337-6 du code de l'énergie, 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.¹² ».

¹¹ Article L.337-5 du code de l'énergie.
¹² Article R.337-19 du code de l'énergie.



Par décision n° 393729 du 7 décembre 2016, le Conseil d'Etat précise que « dans le but à la fois de ne pas fausser la concurrence sur le marché de détail de l'électricité et de ne pas imposer aux fournisseurs historiques une vente à un tarif inférieur à leur coût de revient, [le législateur a] exclu que les tarifs réglementés soient fixés à un niveau artificiellement bas, inférieur aux coûts comptables complets de la fourniture de l'électricité à ces tarifs, incluant les frais financiers. Il n'a pas entendu, en revanche, garantir un niveau de rémunération des capitaux propres engagés ».

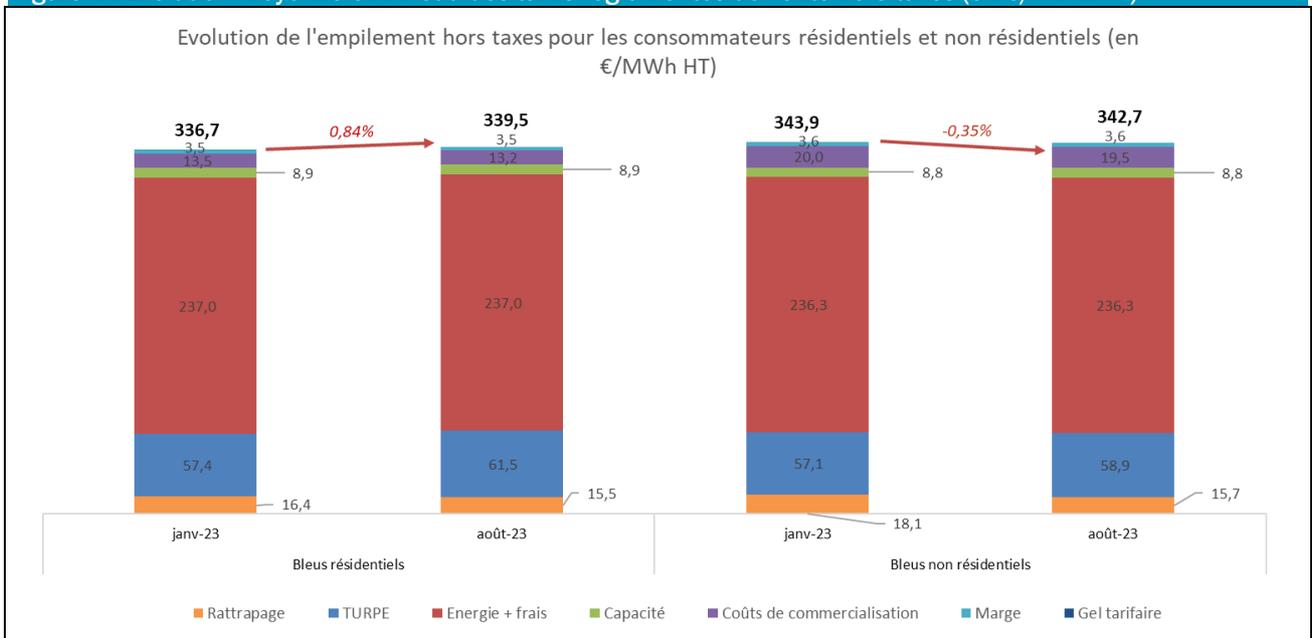
A cet effet, chaque année, la CRE vérifie que le niveau obtenu par « empilement » couvre bien les coûts définis dans la décision du Conseil d'Etat précitée. Cette vérification s'effectue en trois temps, à savoir, (i) la détermination des coûts comptables complets d'EDF, (ii) l'affectation de ces coûts à chaque catégorie de vente à l'aide de clés de répartition et (iii) la comparaison des coûts comptables d'EDF affectés aux TRVE par rapport aux recettes des TRVE.

La CRE poursuit ses analyses pour déterminer si les coûts comptables complets d'EDF à affecter aux TRVE pour l'année 2022 ont été couverts par les recettes des TRVE.

1.7 Synthèse du mouvement

Le graphique ci-dessous présente la décomposition des TRVE (en €/MWh HT) et leur évolution moyenne (en % par rapport aux TRVE HT calculés par la CRE le 19 janvier 2023) pour les clients résidentiels d'une part, et pour les clients non résidentiels d'autre part, évaluées selon les données portant sur le nombre de sites et les volumes de consommation à température normale des clients au TRVE chez EDF telles que présentées à la partie 1.1.

Figure 5 : Evolution moyenne en niveau des tarifs réglementés de vente hors taxes (en €/MWh HT)



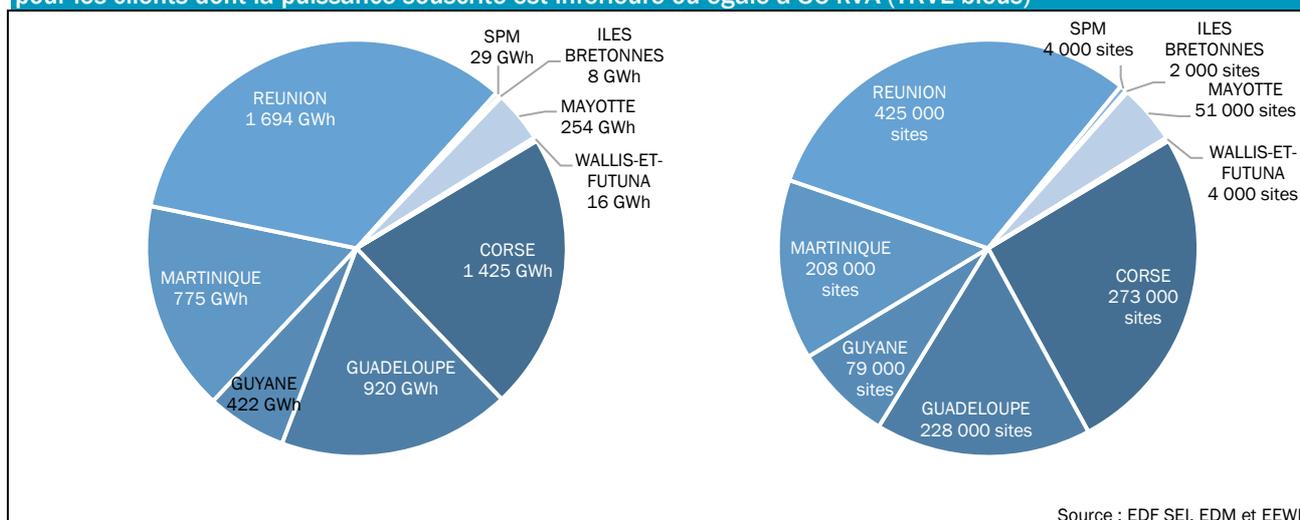
2. LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE D'ELECTRICITE PROPOSES DANS LES ZNI

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 1 274 000 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.

Il en résulte que le niveau moyen des TRVE évolue comme suit (hors évolution de la rémanence d'octroi de mer) par rapport aux TRVE calculés par la CRE dans délibération du 19 janvier 2023 :

- + 0,84 % HT soit + 2,84 €/MWh HT, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- - 0,35 % HT soit - 1,21 €/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

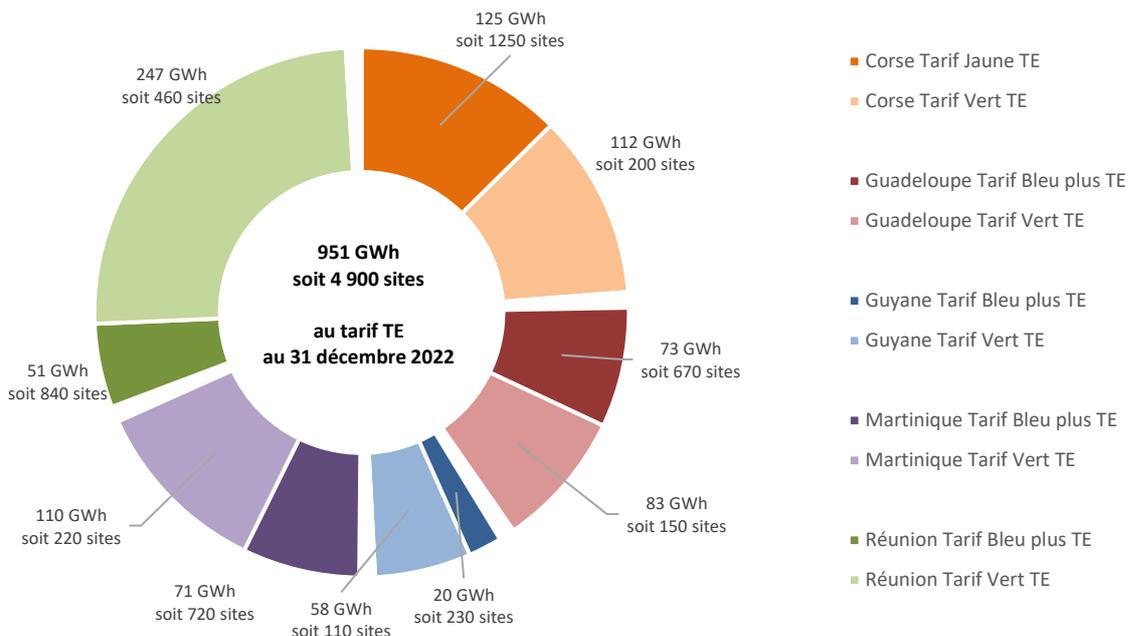
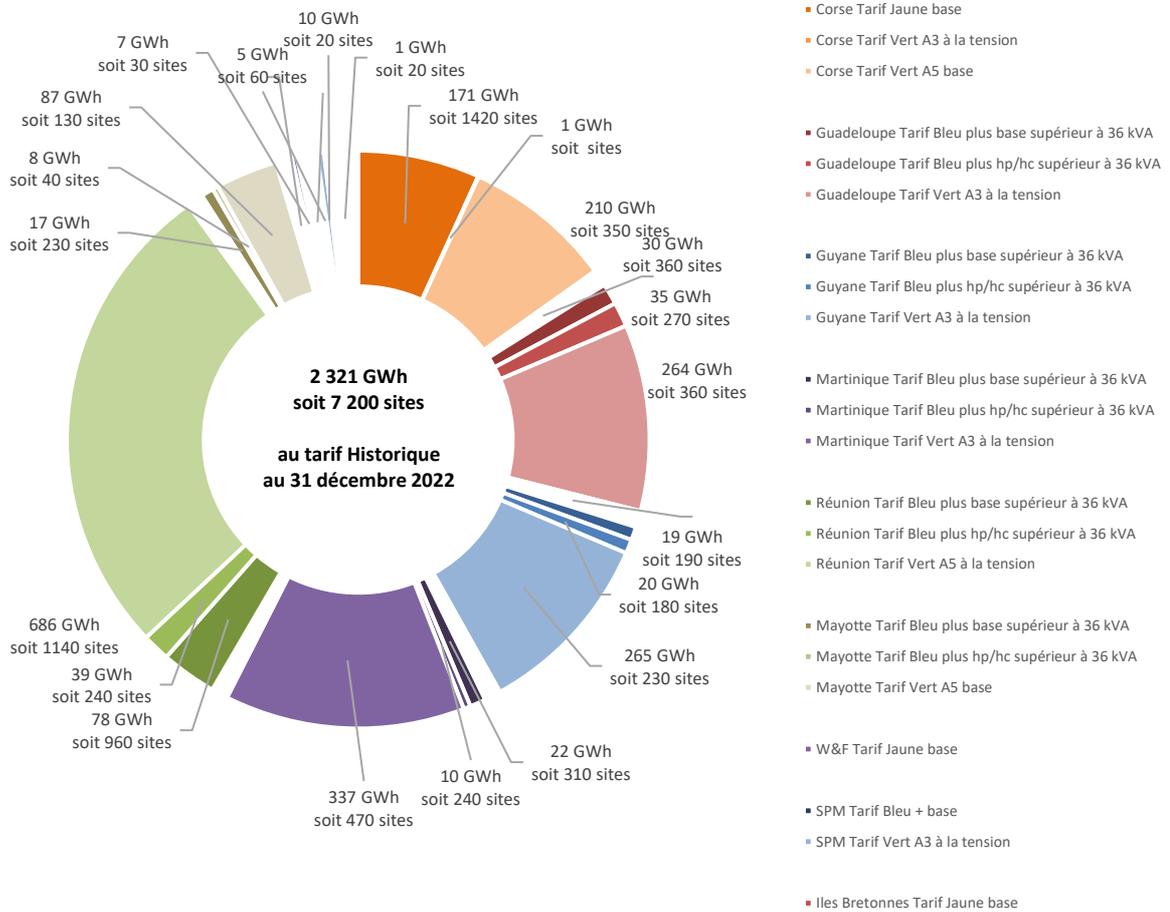
2.2.1 Etat des lieux

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 3,3 TWh pour 12 000 sites au 31 décembre 2022.

¹³ La CRE a également pour mission de proposer les TRVE pour les sites situés sur les îles d'Ouessant, Molène, Sein et Chaussey. 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 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 méthodologie de construction des TRVE dans les ZNI est rappelée en annexe A.

Les composantes « énergie » et « capacité », ainsi que celle de coûts de commercialisation ont été mises à jour lors de la proposition tarifaire du 19 janvier 2023.

La composante « acheminement » est mise à jour afin de prendre en compte les nouveaux barèmes du TURPE applicables au 1^{er} août 2023 définis dans la délibération de la CRE du 31 mai 2023 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT et appliqués aux catégories de consommateurs considérées.

La CRE avait intégré à l'occasion de la proposition tarifaire de janvier dernier, une composante de rattrapage afin de tenir compte des montants non couverts au titre de 2022. Cette composante a vocation à s'appliquer pendant un an et reste inchangée dans la présente proposition.

Enfin, la CRE propose pour ce mouvement tarifaire de maintenir inchangé le niveau de rémunération normale, en €/MWh, retenu pour le présent calcul.

La CRE propose ainsi de faire évoluer le niveau des TRVE comme suit (hors évolution de la rémanence d'octroi de mer) par rapport aux TRVE calculés dans la délibération du 19 janvier 2023 :

- **+ 0,94 % HT** pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA ;
- **+ 0,53 % HT** pour les consommateurs raccordés en HTA.

Ces évolutions sont appliquées uniformément à l'ensemble des composantes (abonnement et parts variables) de chaque option tarifaire.

2.3 Rémanence d'octroi de mer

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, au bénéfice des consommateurs.

Pour août 2023, les dépenses d'octroi de mer du semestre à recouvrer sont relativement stables par rapport au semestre précédent, sur tous les territoires. Aux montants d'octroi de mer courants s'ajoute, en Guadeloupe, le reliquat d'octroi de mer d'Albioma qui doit être rétroactivement intégré à la rémanence d'octroi de mer de ce territoire. Ces montants étant importants, la CRE décide, à l'instar de ce qu'elle a pratiqué pour des montants de même nature dans d'autres territoires, de lisser sur trois ans sa prise en compte dans la rémanence de Guadeloupe.

Les montants de rémanence d'octroi pour les clients souscrivant un TRVE bleus résidentiels et non résidentiels pour la Réunion et pour Mayotte ont été gelés par le gouvernement au 1^{er} février 2023. Les montants de la présente proposition de la CRE couvrent, pour ces clients et pour ces territoires, le rattrapage sur 6 mois des montants non couverts de la ROM entre le 1^{er} février 2023 et le 31 juillet 2023.

Tableau 2 : Montant de rémanence d'octroi de mer en €/MWh HT à appliquer aux tarifs Bleus au 1^{er} août 2023

	Guadeloupe	Martinique	Réunion	Guyane	Mayotte
Majoration liée à la rémanence d'octroi de mer à appliquer aux tarifs Bleus (€/MWh HT)	4,554	9,044	11,812	-	7,983
<i>dont rattrapage sur 6 mois du gel de la ROM entre le 1er février 2023 et le 31 juillet 2023 (€/MWh HT)</i>	-	-	2,981	-	3,791



DECISION DE LA CRE

La CRE calcule une évolution du niveau moyen des tarifs réglementés de vente d'électricité en France métropolitaine continentale de + 0,76 % TTC (soit 2,46 €/MWh HT ou + 0,73 % HT¹⁴) par rapport aux TRVE calculés dans la délibération du 19 janvier 2023 (avant gel du gouvernement) et qui se décompose en :

- + 0,88 % TTC soit + 2,84 €/MWh HT ou + 0,84 % HT, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- - 0,32 % TTC soit - 1,21 €/MWh HT ou - 0,35 % HT, pour les tarifs bleus professionnels.

Le niveau des TRVE actuellement en vigueur fait suite à la limitation à +15 % TTC de la hausse au 1^{er} février 2023 décidée par le gouvernement. En application de la loi, la CRE calcule une évolution des TRVE reflétant l'évolution réelle des coûts de fourniture. À la suite de la mise à jour du tarif théorique au 1^{er} août 2023, les TRVE théoriques se situent désormais 74,5% au-dessus des tarifs gelés actuellement en vigueur (TTC). Il appartient au gouvernement de décider du niveau du gel applicable au 1^{er} août 2023.

La CRE calcule une évolution des tarifs réglementés de vente d'électricité dans les Zones Non Interconnectées comme suit (hors rémanence d'octroi de mer) :

- + 0,84 % HT soit + 2,84 €/MWh HT pour les tarifs bleus résidentiels ;
- - 0,35 % HT soit - 1,21 €/MWh HT pour les tarifs bleus professionnels ;
- + 0,94 % 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) ;
- + 0,53 % HT pour les tarifs verts (consommateurs raccordés en HTA).

La CRE calcule également 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 concomitamment avec l'évolution du TURPE le 1^{er} août 2023.

La présente délibération sera publiée sur le site internet 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 22 juin 2023.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

¹⁴ Les évolutions en % TTC sont précisées à titre indicatif sur le fondement des taxes et des contributions envisagées au 1^{er} août 2023.