

DELIBERATION N° 2022-198

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 juillet 2022 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité

Participaient à la séance : Catherine EDWIGE, Jean-Laurent LASTELLE 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 9 juin 2022¹, 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 2022.

Contexte spécifique à la présente délibération de la CRE

La présente proposition de la CRE s'inscrit dans le contexte de hausse exceptionnelle des prix de gros de l'électricité observés depuis le quatrième trimestre 2021, qui a donné lieu à l'adoption par le gouvernement de mesures de protection des consommateurs. D'une part, la loi de finance pour 2022 a mis en place un « bouclier tarifaire » 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 4 % TTC les tarifs applicables. 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.

Parallèlement, la loi de finances pour 2022 a prévu un mécanisme de compensation obligatoire des fournisseurs alternatifs s'inscrivant dans le cadre des charges de service public de l'électricité. Cette compensation comprend notamment les montants de pertes au titre de 2022 redevables aux fournisseurs par l'Etat et les montants redevables au titre de 2023 par les fournisseurs à l'Etat, sur le fondement de la consommation prévisionnelle du portefeuille résidentiel des fournisseurs.

Dans le cadre du mécanisme de compensation, et à titre dérogatoire, les fournisseurs d'électricité de moins d'un million de clients résidentiels ont pu demander à la CRE le versement anticipé des montants de pertes prévisionnelles pour 2022. La CRE a déterminé ces montants dans sa délibération du 31 mars 2022³. Le calcul des montants des versements s'appuie sur un montant unitaire en €/MWh correspondant, conformément à la loi de finances pour 2022, à la différence entre le niveau moyen des TRVE proposés par la CRE et le niveau moyen des TRVE effectivement appliqués.

¹ <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/evolution-turpe-6-hta-bt-et-evolution-du-parametre-rf-au-1er-aout-2022>

² [Article 29 de la loi de finances 2022](#)

³ [Délibération de la CRE du 31 mars 2022 portant évaluation des versements anticipés prévus à l'alinéa X de l'article 181 de la loi de finances pour 2022 vers les fournisseurs ayant moins d'un million de clients résidentiels](#)

La présente délibération propose les évolutions hors taxes des TRVE. Les évolutions en % TTC sont précisées à titre indicatif sur le fondement des taxes et des contributions envisagées au 1^{er} août 2022. 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 par le gouvernement.

D'autre part, dans l'objectif de limiter la hausse des prix de l'électricité pour les consommateurs, l'adoption de deux arrêtés et d'un décret en date du 11 mars 2022⁴ a permis l'augmentation de 20 TWh des volumes d'ARENH (notés « ARENH+ ») alloués aux fournisseurs alternatifs pour l'approvisionnement de leurs clients. Les effets de cette mesure n'ont pas été intégrés dans la précédente proposition de tarifs réglementés de vente d'électricité de la CRE, la décision ayant été prise ultérieurement.

La méthodologie de prise en compte des volumes d'ARENH+ a été précisée par la CRE dans la délibération n° 2022-74 du 11 mars 2022⁵.

La présente proposition intègre les évolutions des barèmes du TURPE au 1^{er} août 2022 ainsi que d'autres éléments parmi lesquels les effets de l'allocation des volumes d'ARENH+ dans les tarifs réglementés de vente d'électricité actuellement en vigueur.

* * *

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

La CRE propose une évolution du niveau moyen des TRVE de + 4,06 % HT (soit 6,56 €/MWh ou 3,89 % TTC) et qui se décompose en :

- + 4,10 % HT soit + 6,60 €/MWh ou + 3,92 % TTC, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- + 3,73 % HT soit + 6,20 €/MWh ou + 3,56 % TTC, pour les tarifs bleus professionnels.

Cette hausse est la conséquence :

- de l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité au 1^{er} août 2022 (soit + 0,67 % 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 - 0,08 % sur les TRVE TTC) ;
- de la remise à jour de la composante de coût relative aux coûts de commercialisation et CEE (soit + 0,05 % sur les TRVE TTC) ;
- de la prise en compte sur six mois, entre le 1^{er} août 2022 et le 31 janvier 2023, des effets de l'ARENH+ (soit - 18,95 % sur les TRVE TTC) ;
- et du rattrapage anticipé sur six mois des montants non couverts par les TRVE sur le mois de janvier 2022 (soit + 6,83 % sur les TRVE TTC) ;

Enfin, le niveau actuel des TRVE fait suite à la limitation de 4 % TTC de la hausse au 1^{er} février décidée par le gouvernement. En application de la loi, la CRE propose une évolution des TRVE reflétant l'évolution réelle des coûts, sachant qu'il reviendra au gouvernement, le cas échéant, de décider un nouveau gel. En conséquence, la présente proposition de la CRE n'intègre pas les effets du gel tarifaire appliqué au 1^{er} février 2022, ce qui entraîne mécaniquement une hausse de + 15,37 % TTC par rapport aux TRVE gelés actuellement en vigueur.

La présente délibération de la CRE propose pour le 1^{er} août 2022 une hausse de 3,9% TTC qui, cumulée aux 4% TTC réalisés le 1^{er} février, reste très inférieure à celle de 35% TTC proposée par la CRE pour le mouvement du 1^{er} février 2022, démontrant l'efficacité des mécanismes mis en place pour l'année 2022 au bénéfice des consommateurs (baisse de la TICFE et quantités supplémentaires d'ARENH).

La CRE souligne que les coûts d'approvisionnement en électricité ont fortement augmenté en France. La très faible disponibilité du parc nucléaire nécessite une sollicitation plus importante des centrales au gaz et des importations, alors que le prix du gaz est exceptionnellement élevé. Une hausse des TRVE au 1^{er} août 2022 est donc justifiée pour prendre en compte cette hausse des coûts sous-jacents.

⁴ <https://www.cre.fr/Lettres-d-information/mise-en-aeuvre-des-20-twh-additionnels-d-arenh-au-1er-avril-2022>

⁵ Délibération n° 2022-74 du 11 mars 2022 portant communication des modalités de répercussion des volumes additionnels d'ARENH que la CRE retiendra dans ses propositions de tarifs réglementés de vente d'électricité

En outre, une telle hausse adresse un signal utile en faveur de la maîtrise de la consommation, au moment où d'importantes préoccupations pèsent sur la sécurité d'approvisionnement en électricité pour l'hiver prochain. Une réduction de la consommation dès cet été, préserverait les stocks hydrauliques et réduirait la consommation de gaz pour produire l'électricité, facilitant le remplissage des stockages en vue de l'hiver prochain.

La CRE propose enfin de maintenir inchangées, dans le cadre de cette proposition, les autres briques de coûts de l'empilement tarifaire qui ont été revues au 1^{er} février dernier.

Enfin, en ce qui concerne la structure tarifaire, qui influence, pour une même évolution tarifaire moyenne, l'évolution propre à chaque option tarifaire, la CRE propose de maintenir la structure actuellement en vigueur à la suite du mouvement du 1^{er} février 2022. La hausse proposée par la CRE d'une part aux clients résidentiels et d'autre part aux clients non résidentiels s'applique donc uniformément (en %) à toutes les options tarifaires relatives à ces catégories de consommateurs.

À la suite des auditions de janvier 2022, la CRE a lancé des travaux de concertation portant sur la construction des TRVE et plus spécifiquement sur la méthodologie de construction utilisée actuellement. La CRE va poursuivre ces travaux et lancera à partir de septembre une consultation publique. Le cas échéant, les évolutions méthodologiques pourraient s'appliquer dès le mouvement de début d'année 2023.

* * *

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

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

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

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

- + 4,10 % HT soit + 6,60 €/MWh ou + 3,92 % TTC, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- + 3,73 % HT soit + 6,20 €/MWh ou + 3,56 % TTC, pour les tarifs bleus professionnels.
- + 5,7 % 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) ;
- + 13,1 % HT pour les tarifs verts (consommateurs raccordés en HTA).

* * *

Le mouvement tarifaire proposé a vocation à s'appliquer concomitamment à l'évolution du TURPE le 1^{er} août 2022.

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 2021.

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	8
1.4.1 Rattrapage au titre de 2021	8
1.4.2 Rattrapage au titre du mois de janvier 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

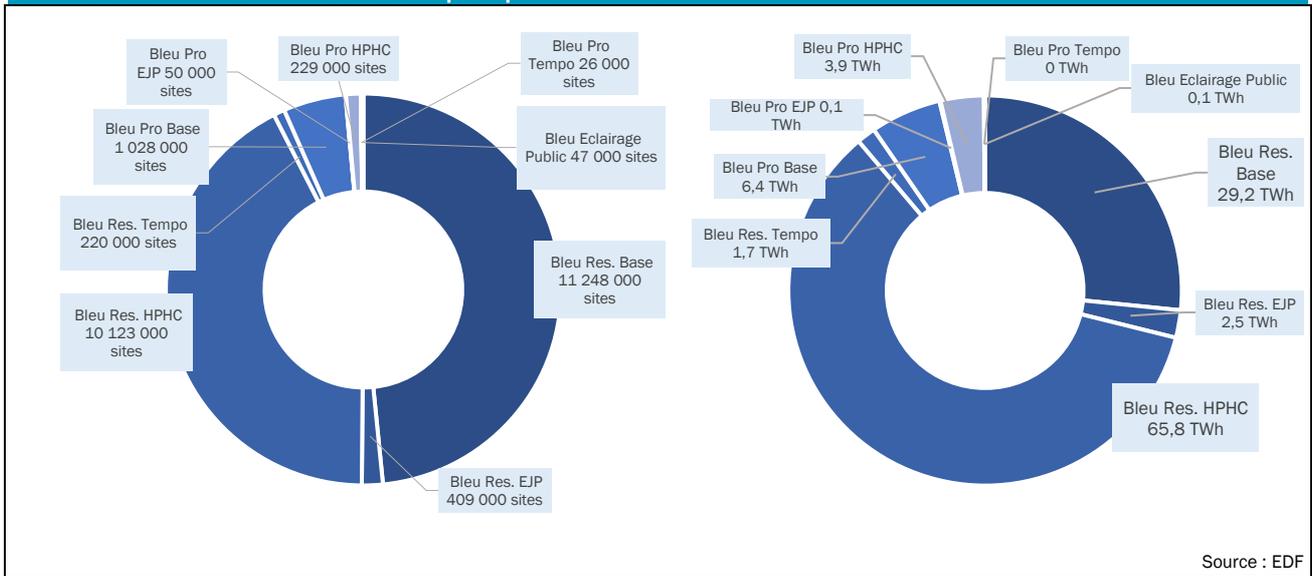
1. LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE D'ELECTRICITE PROPOSES EN METROPOLE CONTINENTALE

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. Au 31 mars 2022, les TRVE représentent 21,75 millions de sites résidentiels (soit 65 % des sites) pour une consommation annualisée estimée à 106,5 TWh, et 1,5 million de sites « petits professionnels » (soit 33 % des sites), pour une consommation annualisée estimée à 10,8 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 clients⁶ 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 « atypiques⁷ » ou « exotiques⁸ » 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.

⁶ 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

⁷ TRV verts et tarifs jaunes de puissances souscrites inférieures ou égales à 36 kVA, raccordés en basse tension

⁸ 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, exception faite de la prise en compte de l'ARENH+, est réalisé pour chaque poste horosaisonnier.

Dans les paragraphes suivants, les évolutions 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

La CRE a mis à jour les composantes de coût relatives à l'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité lors de la proposition tarifaire du 18 janvier 2022.

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.

Toutefois, les effets de la décision du gouvernement du 11 mars 2022 relative à l'allocation de volumes d'ARENH supplémentaires entre le 1^{er} avril 2022 et le 31 décembre 2022 n'ont pas été intégrés à la proposition de la CRE du 18 janvier 2022, ces évolutions n'étant alors pas connues.

Comme communiqué dans sa délibération du 31 mars 2022 mentionnée précédemment, la CRE propose d'intégrer sur 6 mois, c'est-à-dire entre le 1^{er} août 2022 et le 1^{er} février 2023 (date d'entrée en vigueur probable de la prochaine proposition tarifaire de la CRE), l'entièreté du bénéfice des volumes d'ARENH supplémentaires.

En conséquence, les composantes de coût relatives à l'approvisionnement en énergie et en capacité diminuent en moyenne de - 31,91 €/MWh HT pour les clients résidentiels par rapport à la proposition de janvier dernier (soit une évolution de - 18,8 % par rapport au niveau TTC des TRVE résidentiels actuellement en vigueur) et de 35,12 €/MWh HT pour les clients non résidentiels (soit une évolution de - 20,2 % par rapport au niveau TTC des TRVE professionnels actuellement en vigueur).

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 2022 prévus dans la délibération de la CRE du 9 juin 2022 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 74 % du portefeuille de clients aux TRVE d'EDF au 31 décembre 2021 (contre 55 % au 31 décembre 2020, hypothèse retenue dans la délibération du 8 juillet 2021).

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. Jusqu'à présent dans le cadre de la construction des TRVE, le calcul de la composante d'acheminement est réalisé pour le portefeuille des clients TRVE au 31 décembre de l'année précédente⁹. 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 2021 avec le taux de clients éligibles au 31 mars (soit 80 %)¹⁰.

⁹ Base de données détaillée la plus récente disponible

¹⁰ 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.

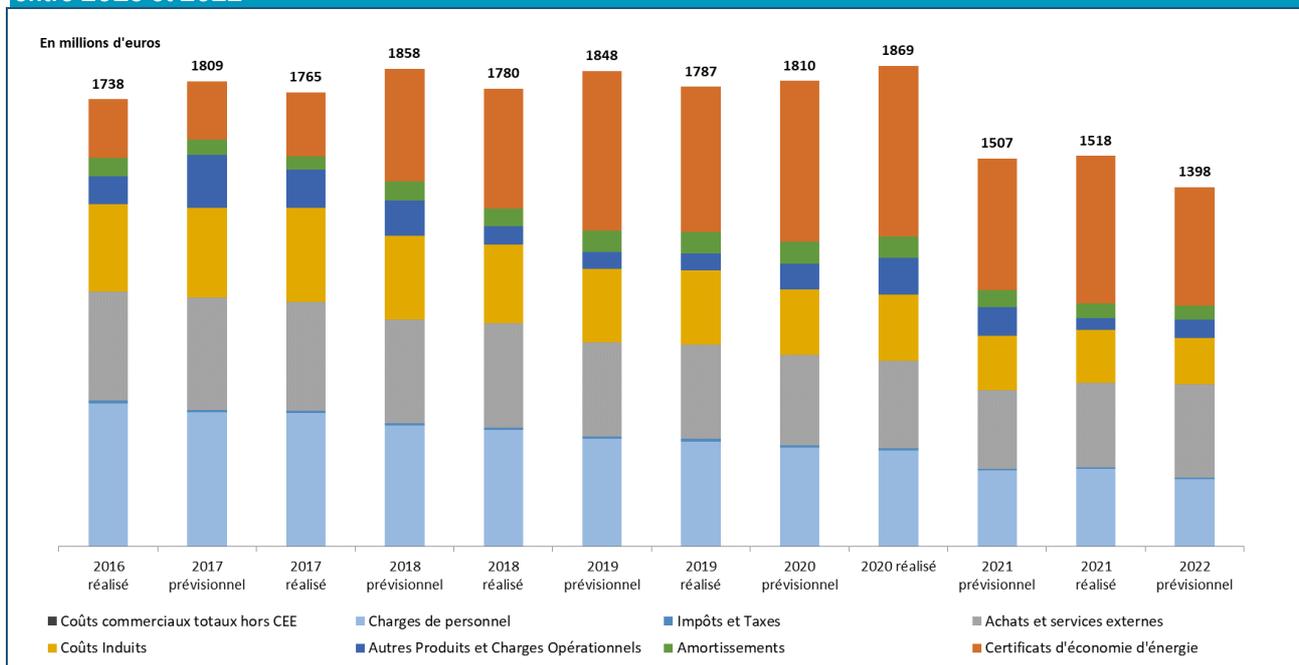
En conclusion, afin de tenir compte de l'évolution du TURPE au 1^{er} août 2022, la CRE propose, dans la présente délibération, une évolution de la composante de coûts relative à l'acheminement égale à 2,00 % HT en moyenne pour les clients BT de puissance souscrite inférieure ou égale à 36kVA (soit un impact de + 0,64 % sur le TRVE TTC). Cette hausse se décompose comme suit :

- + 1,90 % HT qui correspond à la hausse moyenne du TURPE distribution (soit + 0,59 % sur le TRVE TTC) ;
- + 0,18 % HT due à l'évolution du terme Rf conformément à la délibération 11 de la CRE du 3 juin 2021. 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 + 0,06 % sur le TRVE TTC) ;
- - 0,08 % 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 2022



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

Coûts de commercialisation définitifs pour l'exercice 2021

Le montant définitif des coûts commerciaux réalisés d'EDF dont CEE en 2021 au périmètre des TRVE s'élève à 1 518 M€. Le faible écart entre les coûts de commercialisation définitifs pour l'année et la valeur qui avait été intégrée dans les TRVE pendant 2021 est inclus dans la brique de rattrapage au titre de 2021 (voir paragraphe dédié).

Coûts de commercialisation prévisionnels pour 2022

Dans sa proposition du 18 janvier 2022, la CRE a intégré aux TRVE les coûts de commercialisation prévisionnels pour 2022 d'EDF basé sur la prévision qu'EDF a réalisée en novembre 2021. Cette prévision a été mise à jour par EDF en mai 2022 afin de refléter la meilleure vision de ses coûts à date. Par rapport aux valeurs actuellement intégrées dans le TRVE, cette actualisation conduit à :

- une diminution des coûts de commercialisation des clients résidentiels de - 0,01 €/MWh ;
- une augmentation des coûts de commercialisation des clients non résidentiels de 0,96 €/MWh.

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

¹¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 juin 2021 portant décision sur le solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) au 1^{er} janvier 2021 du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT et sur l'évolution du terme Rf au 1^{er} août 2021



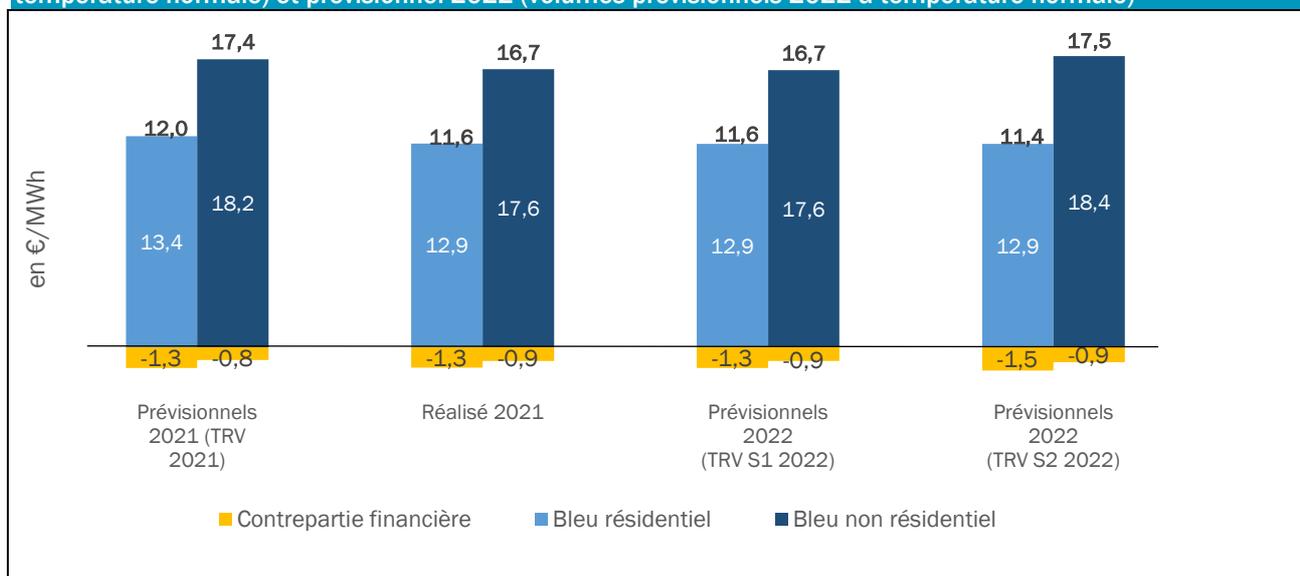
Effet des contreparties financières au commissionnement des fournisseurs

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° 2022-158 du 9 juin 2022, la contrepartie financière prise en compte dans la présente délibération augmente à partir du 1^{er} août 2022 et s'élève à 6,96 € par an et par client raccordé en BT ≤ 36 kVA (elle était de 6,26 € par an et par client jusqu'au 31 juillet 2022) ¹², ce qui occasionne une baisse des coûts de commercialisation pour les clients résidentiels de - 0,14 €/MWh et une baisse de - 0,08 €/MWh pour les clients non résidentiels, soit une baisse du TRVE bleu moyen de 0,06 % TTC.

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

Figure 3 : Coûts de commercialisation incluant le coût d'acquisition des CEE d'EDF pour les clients aux TRVE bleus - prévisionnels 2021 (base de données à température normale 2021), réalisé 2021 (volumes réalisés 2021 à température normale) et prévisionnel 2022 (volumes prévisionnels 2022 à température normale)



1.3.4 Rémunération normale de l'activité de fourniture

La CRE maintient dans sa proposition une rémunération normale égale à 3,75 €/MWh¹³.

La question du niveau de la rémunération normale a fait partie des travaux de concertation menés par la CRE, et des propositions seront, le cas échéant, présentées dans le cadre de la consultation publique à venir.

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 surcouvert 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.

Les analyses conduites par la CRE sur les données définitives pour 2021 ont confirmé le montant de surcouverture estimé en janvier. La CRE propose donc de maintenir cette composante de rattrapage dans les TRVE sans modification.

1.4.2 Rattrapage au titre du mois de janvier 2022

Il existe un décalage structurel en début d'année entre l'évolution des TRVE (au plus tôt le 1^{er} février) et l'évolution sous-jacente des coûts (au 1^{er} janvier). Ce décalage entraîne un manque à gagner (ou un gain) pour les fournisseurs.

¹² Pour cette même catégorie de clientèle, les fournisseurs alternatifs reçoivent une contrepartie financière de 6,81 €/an au 1^{er} août 2021.

¹³ Recalculée sur le fondement du portefeuille d'EDF au 31 décembre 2022 et des niveaux de marge intégrés à la proposition du 18 janvier dernier



Usuellement, la CRE tenait compte de ce décalage, et plus généralement de l'ensemble des montants à rattraper au titre d'une année N, lors des propositions tarifaires de l'année N+1.

Les prix de gros de l'électricité pour l'année 2023 sont actuellement très élevés. Afin de limiter l'ampleur des variations d'un mouvement tarifaire à l'autre, la CRE propose d'anticiper le rattrapage du décalage du mois de janvier 2022 et de l'intégrer dans la présente proposition. Le rattrapage de ce montant sera réalisé sur 6 mois entre le 1^{er} août 2022 et le 31 janvier 2023 de manière cohérente avec les hypothèses retenues pour le calcul du montant unitaire présenté dans la délibération du 31 mars 2022.

L'intégration du rattrapage au titre du mois de janvier sur six mois représente une hausse de 11,65 €/MWh HT pour les clients résidentiels (soit une hausse sur les TRVE de +6,9% TTC) et de 11,32 €/MWh HT pour les clients non résidentiels (soit une hausse sur les TRVE de + 6,5 % TTC).

1.5 Barèmes tarifaires

Dans un contexte de préoccupations relatives à la sécurité d'approvisionnement pour l'hiver prochain, la CRE propose de maintenir inchangée la structure actuelle en vigueur. Conformément à l'article R337-19 du code de l'énergie, la hausse proposée par la CRE d'une part aux clients résidentiels et d'autre part aux clients non résidentiels s'applique uniformément en % à toutes les options tarifaires relatives à ces catégories de consommateurs.

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 : données de coûts en Md€, recettes de certains segments (services systèmes) et clés de répartition pour les autres segments de vente. Pour cette année, EDF a modifié le périmètre de coûts pris en compte afin de tenir compte notamment du fait que les coûts liés à son activité d'acheteur obligé sont couverts par ailleurs par les CSPE. Cette évolution a été communiquée très tardivement à la CRE. Ce changement méthodologique ainsi que les données de coûts comptables de fourniture portent sur les coûts réalisés 2021 et les coûts déclaratifs 2022.

Sur ce fondement, la CRE constate, sous réserve d'analyses complémentaires à venir, notamment vis-à-vis des changements méthodologiques opérés par EDF, les résultats suivants.

S'agissant de 2021

Le niveau moyen des TRVE en 2021 a permis de couvrir les coûts comptables de fourniture d'EDF incluant les frais financiers.

S'agissant de 2022

EDF a présenté à la CRE une nouvelle méthodologie de calcul des coûts comptables.

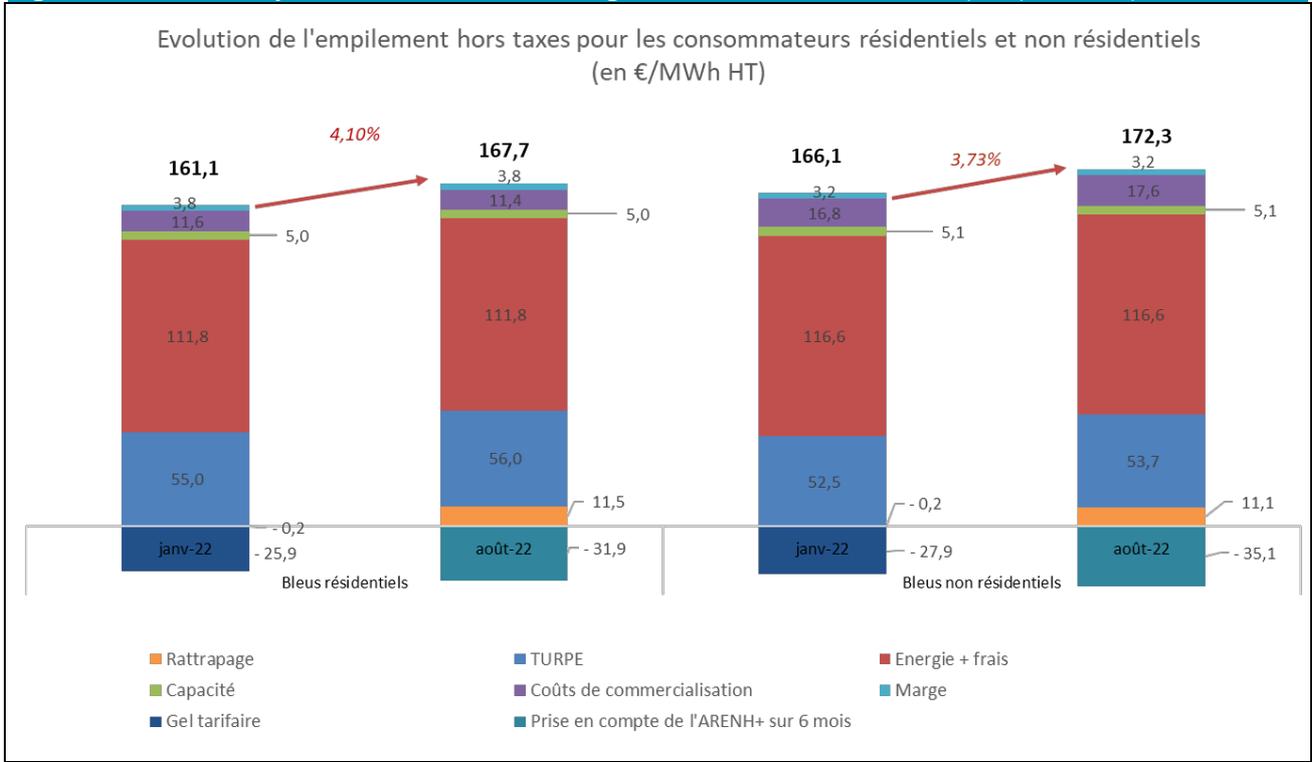
A ce stade, d'une part, la CRE n'a pas validé la nouvelle méthodologie proposée par EDF, d'autre part, le calcul d'EDF se fonde sur des éléments déclaratifs.

Sur la base de la méthodologie en vigueur, la CRE considère que sa proposition tarifaire permet de couvrir les coûts comptables d'EDF pour l'année 2022.

1.7 Synthèse du mouvement

Le graphique ci-dessous présente la décomposition des TRVE et leur évolution moyenne, en niveau, évaluées selon les données portant sur le nombre de sites et les volumes de consommation à température normale des clients au TRVE chez EDF telles que présentées à la partie 1.1.

Figure 4 : Evolution moyenne en niveau des tarifs réglementés de vente hors taxes (en €/MWh HT)



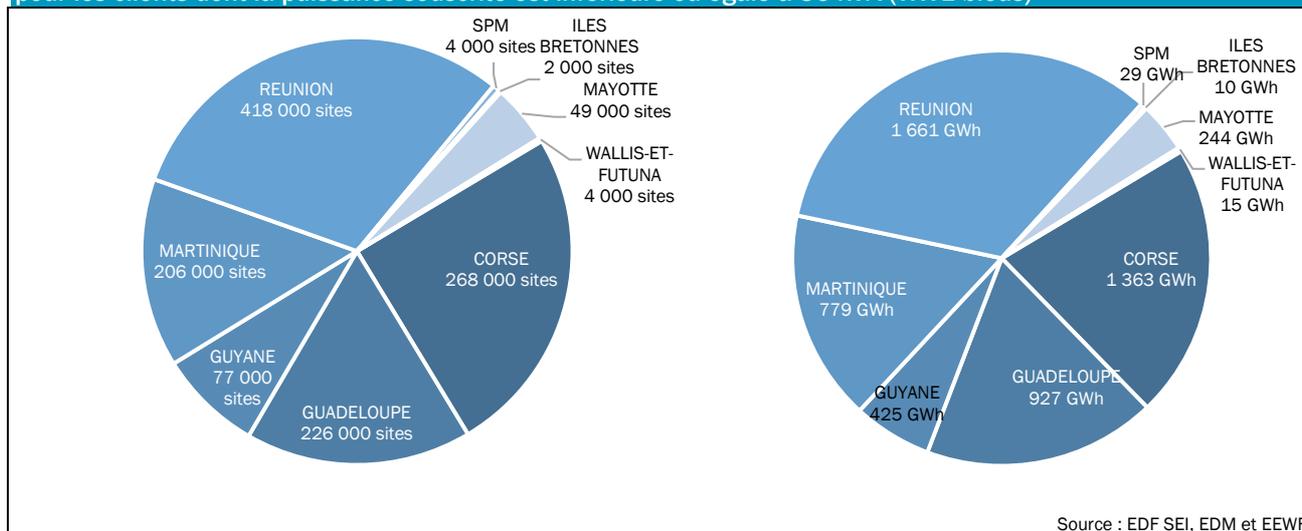
2. LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE D'ELECTRICITE PROPOSES DANS LES ZNI

La CRE a pour mission de proposer les tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) dans les territoires suivants : Corse¹⁴, 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 5 : 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.

Il en résulte que le niveau moyen des TRVE évolue comme suit :

- + 4,10 % HT soit + 6,60 €/MWh, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- + 3,73 % HT soit + 6,20 €/MWh, 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

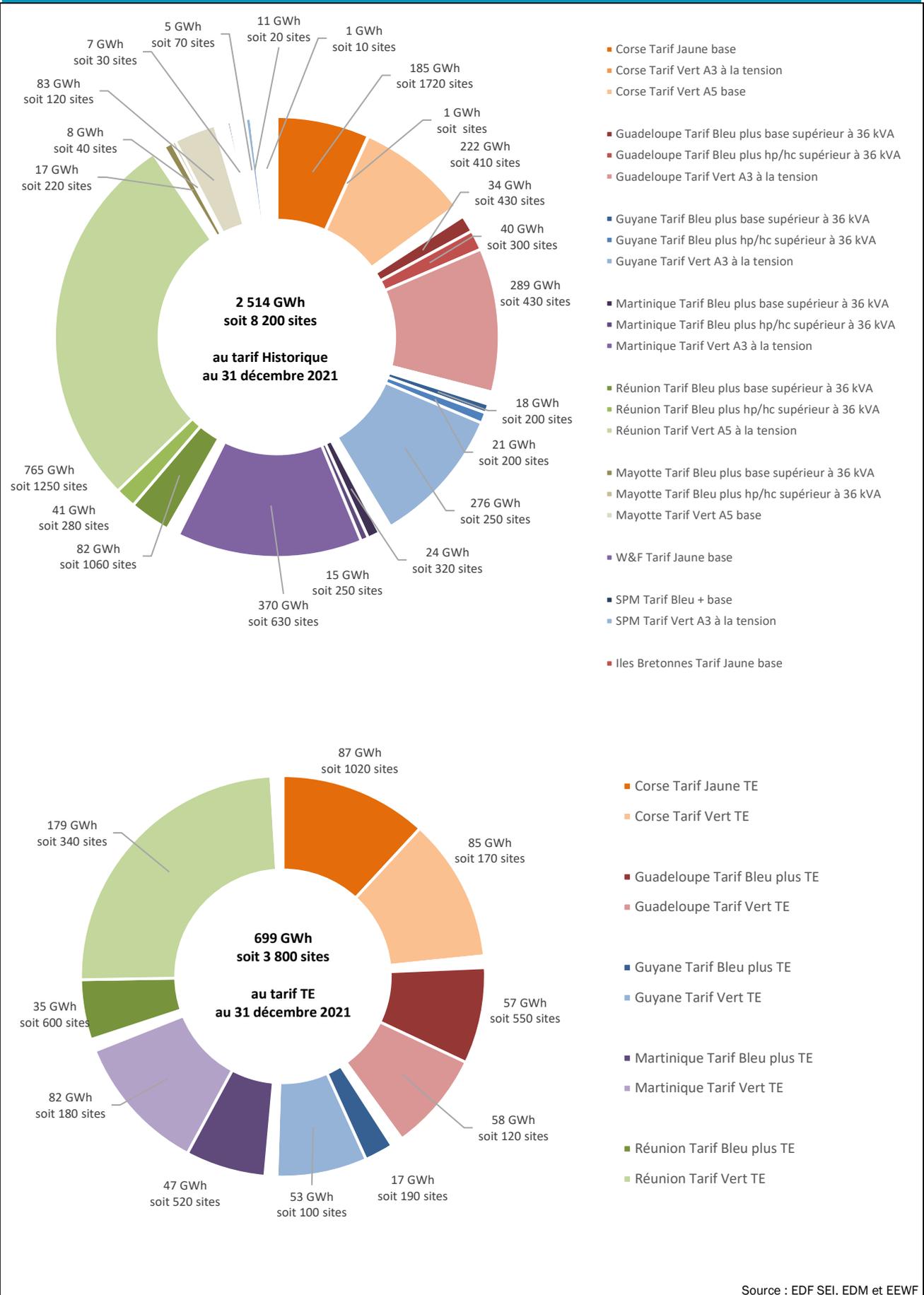
2.2.1 Etat des lieux

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.

¹⁴ 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 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 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 18 janvier 2022. Dans le cadre de la présente délibération, la CRE propose d'intégrer à ces valeurs les effets sur six mois des volumes d'ARENH supplémentaires attribués au titre de 2022 (ARENH+) de manière cohérente avec la construction des TRVE applicables en métropole continentale.

La composante « acheminement » est mise à jour afin de prendre en compte les nouveaux barèmes du TURPE applicables au 1^{er} août 2022 définis dans la délibération de la CRE du 9 juin 2022 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 du décalage entre l'évolution des coûts au 1^{er} janvier 2021 et l'évolution des TRVE au 1^{er} février 2021. Cette composante a vocation à s'appliquer pendant un an et reste inchangée dans la présente proposition. De plus, à l'instar des TRVE en métropole, la CRE propose d'anticiper le rattrapage du décalage du mois de janvier 2022 et de l'intégrer dans la présente proposition, afin de limiter l'ampleur des variations d'un mouvement tarifaire à l'autre. Le rattrapage de ce montant serait réalisé sur six mois entre le 1^{er} août 2022 et le 31 janvier 2023.

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 :

- + 5,7 % HT pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA ;
- + 13,1 % 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

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, au bénéfice des consommateurs.

Pour août 2022, sur les territoires d'EDF SEI, les dépenses d'octroi de mer du semestre à recouvrer sont en hausse à cause de l'augmentation importante du prix des matières premières et de la sollicitation plus élevée des moyens de production, notamment à la Réunion. A Mayotte, les dépenses d'octroi de mer sont également en hausse à cause de l'importation de pièces nécessaires à l'exploitation.

A ces montants viennent s'ajouter, sur les territoires d'EDF SEI, des refacturations d'octroi de mer résiduel d'EDF PEI et Albioma sur la période 2015-2021. 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 conséquents, la CRE décide de lisser sur un an leur prise en compte dans les rémanences. La refacturation de cet octroi de mer résiduel historique a été partiellement réalisée en février 2022, sur l'hypothèse d'un recouvrement sur deux ans. Le solde est inclus dans la rémanence d'octroi de mer d'août 2022. Enfin, une partie de ce solde ne pourra être prise en compte qu'en février 2023 (pour la Martinique et la Réunion) et sera traitée de manière identique à ce moment.

L'évolution moyenne TTC du TRVE Bleu au 1^{er} février 2022, imputable à la rémanence d'octroi de mer seule est synthétisée dans le tableau ci-dessous.

Tableau 2 : Evolution moyenne du TRVE Bleu au 1 ^{er} août 2022 liée à la rémanence d'octroi de mer				
Territoire	Guadeloupe	Martinique	Réunion	Mayotte
Impact de l'évolution au 1 ^{er} août 2022 de la majoration tarifaire liée à la rémanence d'octroi de mer sur le TRVE Bleu TTC (%)	+ 0,1 %	+ 0,6 %	+ 1,7 %	+ 0,7 %



DECISION DE LA CRE

La CRE propose une évolution du niveau moyen des tarifs réglementés de vente d'électricité en France métropolitaine continentale de + 4,06 % HT (soit 6,56 €/MWh ou + 3,89 % TTC¹⁵) et qui se décompose en :

- + 4,10 % HT soit + 6,60 €/MWh ou + 3,92 % TTC, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- + 3,73 % HT soit + 6,20 €/MWh ou + 3,56 % TTC, pour les tarifs bleus professionnels.

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) :

- + 4,10 % HT soit + 6,60 €/MWh ou + 3,92 % TTC, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- + 3,73 % HT soit + 6,20 €/MWh ou + 3,56 % TTC, pour les tarifs bleus professionnels.
- + 5,7 % 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) ;
- + 13,1 % HT pour les tarifs verts (consommateurs raccordés en HTA).

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

Le mouvement tarifaire proposé a vocation à s'appliquer concomitamment avec l'évolution du TURPE le 1er août 2022.

Cette 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 7 juillet 2022.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,
Une Commissaire,

Catherine EDWIGE

¹⁵ Les évolutions en % TTC sont précisées à titre indicatif sur le fondement des taxes et des contributions envisagées au 1er août 2022.