

DÉLIBÉRATION n°2026-147

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 15 juillet 2026 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité en France métropolitaine continentale et en zones non interconnectées

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Victor ALONSO, Anthony CELLIER, Nadia FAURE, commissaires.

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

En France métropolitaine continentale, les tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) bénéficient 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 TRVE 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.

Contexte spécifique à la présente délibération :

Dans sa décision du 21 mai 2026, la CRE a mis à jour le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) HTA-BT, qui entrera en vigueur le 1^{er} août 2026. En vertu de l'article R. 337-22 du code de l'énergie, toute évolution du TURPE doit donner lieu à une modification des TRVE en vigueur pour prendre en compte cette évolution.

En outre, l'article 19 de la loi n° 2025-127 de finances pour 2025 a réformé l'ancien mécanisme de capacité français. Le nouveau mécanisme de capacité est régi par les articles L. 316-1 à L. 316-13, et R. 316-1 à R. 316-42 du code de l'énergie. La rémunération versée aux exploitants de capacités en contrepartie de leurs engagements de disponibilité est financée (sur la totalité des volumes à la suite de la fin de l'ARENH¹ le 31 décembre 2025) par une taxe due par les fournisseurs. La taxe, dont le montant unitaire est constaté par la CRE, est répartie entre tous les fournisseurs sur la base de leur consommation durant cette période. Celui-ci prend la forme d'une rémunération octroyée aux exploitants de capacités de production, de stockage ou d'effacement de consommation. La première enchère de capacité s'est déroulée le lundi 6 juillet 2026 pour le prochain hiver 2026/2027. En vertu de l'article L. 337-6 du code de l'énergie, les TRVE sont établis par empilement des coûts, parmi lesquels ceux encourus au titre du mécanisme de capacité.

Les ministres chargés de l'économie et de l'énergie ont communiqué à la CRE des orientations de politique énergétique en application des dispositions de l'article R. 337-20-2 du code de l'énergie par un courrier en date du 9 juillet 2026, publié avec la présente délibération. Ce courrier signale notamment l'importance de la stabilité des TRVE dans le cadre de l'électrification des usages.

L'accise sur l'électricité baisse au 1^{er} août 2026 pour les clients dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA de 30,85 €/MWh à 30,62 €/MWh. Ce montant résulte de la somme du tarif normal, en baisse, prévu par la loi de finances 2026 et de la nouvelle majoration prévue à l'article 72 de la loi

¹ Accès régulé à l'électricité nucléaire historique

de finances pour 2026, qui a élargi le périmètre des montants à financer au titre des zones non interconnectées en incluant une part des charges liées aux réseaux de distribution de GPL en Corse.

La présente délibération propose les évolutions hors taxes des TRVE par rapport aux TRVE en vigueur. Les évolutions en % TTC sont précisées à titre indicatif sur le fondement des taxes et des contributions en vigueur au 1^{er} août 2026.

La présente délibération propose les évolutions hors taxes des TRVE. Les évolutions en % TTC sont indiquées sur le fondement des taxes et des contributions en vigueur au 1^{er} août 2026.

S'agissant des TRVE en France métropolitaine continentale :

Retours de la consultation publique

Le 22 mai, la CRE a publié deux consultations publiques n°2026-10 et 2026-11 relatives aux évolutions de la méthode de construction des TRVE en France métropolitaine. La première portait sur les évolutions de la méthode de construction des TRVE pouvant être intégrées dès le mouvement du 1^{er} août 2026. La CRE souhaitait notamment recueillir l'opinion des acteurs de marché sur ses propositions pour intégrer les coûts du nouveau mécanisme de capacité dans les TRVE et sur la possible ouverture de l'option HP/HC aux clients au TRVE souscrivant une puissance de 3 kVA. La CRE a reçu 25 réponses sur ce sujet qui seront publiées sur sa plateforme dédiée. A la suite de cette consultation et au regard du courrier d'orientation du gouvernement :

- la CRE propose d'intégrer dans l'empilement des coûts des TRVE au 1^{er} août 2026 le nouveau mécanisme de capacité et de couvrir le reliquat de l'ancien mécanisme au mouvement de février 2027, en même temps que les autres rattrapages au titre du réalisé 2026 ;
- la CRE propose d'ouvrir l'option HP/HC pour les puissances souscrites de 3 kVA pour permettre aux consommateurs base 3kVA de bénéficier de leur flexibilité ;
- et de créer un tarif distinct pour l'option Tempo 24 kVA afin que les consommateurs puissent tirer parti de leur puissance de souscription plus basse.

Evolution des tarifs

La CRE propose une évolution du niveau moyen des TRVE de + 3,10 % HT ou + 2,50 % TTC par rapport aux TRVE en vigueur, qui se décompose en :

- + 3,12 % HT soit + 5,08 €/MWh HT ou + 2,51 % TTC soit + 5,98 €/MWh TTC, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- + 2,93 % HT soit + 4,74 €/MWh HT ou + 2,35 % TTC soit + 5,56 €/MWh TTC, pour les tarifs bleus professionnels.

Cette évolution moyenne du niveau des TRVE Bleus, proposée en HT est la conséquence de :

- L'augmentation du niveau du TURPE, soit + 1,31 % HT ou + 1,14 % TTC sur les TRVE ;
- L'évolution de la brique capacitaire des TRVE, compte tenu de l'intégration du nouveau mécanisme en lieu et place de l'ancien, soit + 2,10 % HT ou + 1,73 % TTC sur les TRVE ;
- La baisse de la brique de CEE et des coûts commerciaux, soit – 0,39 % HT ou - 0,32 % TTC ;
- L'augmentation mécanique de la rémunération normale de l'activité de fourniture définie par la délibération n°2025-10 du 15 janvier 2025 comme 2,5 % du tarif hors taxes et hors rattrapages (soit + 0,08 % HT ou + 0,07 % TTC sur les TRVE).

La résultante TTC sur le niveau moyen des TRVE Bleus intègre également le passage de l'accise de 30,85 €/MWh à 30,62 €/MWh, qui induit une baisse des TRVE TTC de - 0,23 €/MWh soit - 0,10 % TTC.

La CRE met également à jour dans le cadre de cette délibération les barèmes de l'expérimentation proposés lors de la délibération n°2026-93 portant proposition des grilles tarifaires applicables aux clients participant à l'expérimentation TRVE (voir annexe B).

S'agissant des TRVE dans les Zones Non Interconnectées (ZNI) :

La CRE avait mené du 3 décembre au 19 décembre 2025 une consultation publique relative aux signaux tarifaires des TRVE pour les consommateurs en BT souscrivant une puissance inférieure à 36 kVA en ZNI. Dans sa délibération tarifaire du 14 janvier 2026, la CRE avait mis en place des évolutions, déjà appliquées en France métropolitaine continentale, qui ont vocation à inciter les consommateurs à adapter leur consommation à un signal tarifaire.

Retours de la consultation publique

La CRE a mené un chantier complémentaire d'adaptation des signaux tarifaires pour les consommateurs de haut de portefeuille. Ainsi, le 16 avril 2026, la CRE a publié la consultation publique n°2026-06 relative aux signaux tarifaires des TRVE pour les consommateurs en basse tension souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA ou haute tension en ZNI. La CRE souhaitait recueillir l'opinion des acteurs sur ses propositions d'adaptation des tarifs ne reflétant plus les besoins du système électrique et sur ses mesures d'atténuation des évolutions de factures causées par ces adaptations.

La CRE a reçu 2 réponses à cette consultation. De plus, la CRE a également organisé des ateliers avec certains consommateurs, notamment les fontainiers de la Réunion, et a pu échanger sur ce sujet lors des rencontres organisées dans les territoires concernés.

Dans le courrier d'orientations, les ministres indiquent qu'ils « *partag[ent] les ambitions de la CRE dans l'évolution de la structure des TRVE dans ces zones.* »

A la suite de cette consultation, la CRE propose d'appliquer les mesures et le calendrier présentés dans la consultation publique. Ainsi, au 1^{er} août 2026, la CRE propose :

- la suppression de l'option historique Base des tarifs Bleus + en Outre-Mer. Ainsi, les clients n'ayant pas modifié leur option tarifaire d'ici le 1^{er} août 2027, c'est-à-dire un an après la date effective de la suppression, seront basculés dans l'option historique HP/HC tout en conservant leur puissance souscrite ;
- la baisse du niveau de l'abonnement de l'option historique HP/HC des tarifs Bleus + en Outre-Mer et la hausse en contrepartie et dans la même mesure du prix du kWh ;
- l'application de la première étape de lissage sur 4 ans des tarifs Jaunes et Verts historiques (Corse et Outre-mer) dans la perspective d'une suppression de ces tarifs à terme.

Evolution des tarifs

Pour les clients dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA et raccordés en basse tension, les barèmes des TRVE 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 TRVE 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.

La CRE propose que les TRVE dans les ZNI évoluent en moyenne comme suit par rapport aux tarifs en vigueur (hors rémanence d'octroi de mer) :

- + 3,12 % HT soit + 5,08 €/MWh HT pour les tarifs bleus résidentiels ;
- + 2,93 % HT soit + 4,74 €/MWh HT pour les tarifs bleus professionnels ;
- + 3,04 % 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 basse tension (BT) dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA) ;
- + 3,05 % HT pour les tarifs verts (consommateurs raccordés en HTA).

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

	Guadeloupe	Martinique	Réunion	Guyane	Mayotte
Majoration liée à la rémanence d'octroi de mer en vigueur pour les tarifs Bleus et Bleus + au 1 ^{er} février 2026 (€/MWh)	3,545	4,026	14,852	-	4,301
Majoration liée à la rémanence d'octroi de mer à appliquer aux tarifs Bleus et Bleus + au 1 ^{er} août 2026 (€/MWh)	5,383	6,026	12,852	-	2,715
Majoration liée à la rémanence d'octroi de mer en vigueur pour les tarifs Verts au 1 ^{er} février 2026 (€/MWh)	3,222	3,660	13,502	-	3,910
Majoration liée à la rémanence d'octroi de mer à appliquer aux tarifs Verts au 1 ^{er} août 2026 (€/MWh)	4,893	5,479	11,684	-	2,468

Le mouvement tarifaire proposé a vocation à s'appliquer concomitamment à l'entrée en vigueur du TURPE 7 HTA-BT le 1^{er} août 2026. La présente délibération décrit 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 chacun de ces barèmes 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 2025 (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 TRVE en France métropolitaine continentale	7
1.1. Panorama des sites aux TRVE en France métropolitaine continentale	7
1.2. Principes et objectifs de la tarification par empilement	7
1.3. Courrier d'orientations de politique énergétique des ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur la construction des TRVE	8
1.4. Calcul de l'évolution des composantes de coûts de l'empilement tarifaire	8
1.4.1. Mécanisme de capacité	8
1.4.2. Coûts d'acheminement (TURPE)	11
1.4.3. Coûts de commercialisation	11
1.4.3.1. Evolution des coûts de commercialisation hors CEE des TRVE	11
1.4.3.2. Coût des CEE	12
1.4.4. Rémunération normale de l'activité de fourniture	13
1.5. Mise à jour des composantes de rattrapage.....	13
1.6. Barèmes tarifaires.....	13
1.7. Couverture des coûts comptables de fourniture d'EDF	15
2. Les TRVE proposés dans les ZNI	16
2.1. TRVE proposés aux consommateurs dans les ZNI raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA	16
2.2. TRVE proposés aux consommateurs dans les ZNI raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est supérieure ou égale à 36kVA ou raccordés en haute tension	16
2.2.1. Etat des lieux.....	16
2.2.2. Evolution en niveau : l'ensemble des tarifs respecte le principe de péréquation tarifaire.....	17
2.2.3. Evolution des signaux tarifaires des TRVE en ZNI pour les consommateurs en basse tension souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA ou en haute tension	18
2.2.3.1. Evolutions envisagées pour les TRVE « Bleus + » (BT sup 36 en Outre-Mer)	19
2.2.3.2. Evolutions envisagées pour les TRVE « Jaunes » et « Verts »	20
2.2.3.3. Accompagnement tarifaire des clients concernés par la réforme.....	21
2.2.3.4. Déplacement des heures creuses sur les plages méridiennes pour les clients de haut de portefeuille	22
2.2.3.5. Calendrier de mise en œuvre de la réforme	23
2.3. Rémanence d'octroi de mer	23
Proposition de la CRE.....	25

1. Les TRVE en France métropolitaine continentale

1.1. Panorama des sites aux TRVE en France métropolitaine continentale

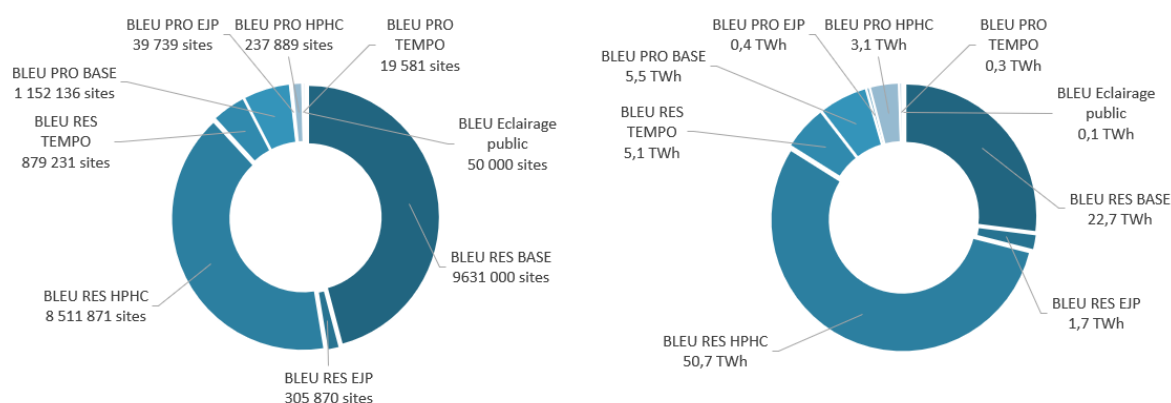
En application des dispositions de l'article L. 337-7 du code de l'énergie, les TRVE bénéficient en France métropolitaine continentale à tous les clients résidentiels, aux très petites entreprises et aux petites collectivités² sans condition de niveau de puissance.

Les TRVE bleus résidentiels et professionnels sont proposés aux clients éligibles raccordés en basse tension (BT) et souscrivant pour leur site une puissance inférieure ou égale à 36 kVA. Ils comprennent respectivement 4 et 5 options tarifaires. La figure ci-dessous présente le nombre de sites au 31 décembre 2025 et les volumes de consommation à température normale en 2024 pour les clients résidentiels souscrivant aux TRVE Bleus et pour les clients non résidentiels éligibles aux TRVE.

Les TRVE jaunes sont proposés aux clients éligibles raccordés en BT et de puissance souscrite supérieure à 36 kVA et les TRVE verts sont proposés aux clients éligibles en haute tension.

Il subsiste également des offres de fourniture aux TRVE dites « atypiques³ » ou « exotiques⁴ » pour certains clients.

Figure 1 : Répartition en nombre de sites et en volume à température normale des clients ayant souscrit un TRVE au 31 décembre 2025 (source EDF)⁵.



1.2. Principes et objectifs de la tarification par empiement

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

- le coût d'approvisionnement en énergie au prix de marché, établi sur la base d'un approvisionnement de l'intégralité des volumes sur les marchés de gros de l'électricité ;
- le coût d'approvisionnement en garanties de capacité, établi à partir des références de prix issues des enchères du mécanisme d'obligation de capacité prévu aux articles L. 316-1 et suivants du code de l'énergie ;

² Aux termes de l'article L. 337-7 du code de l'énergie, les consommateurs finals non domestiques qui éligibles aux TRVE sont ceux qui emploient moins de dix personnes et dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan annuels n'excèdent pas 2 millions d'euros.

³ Les offres aux TRVE dites « atypiques » sont les offres aux TRVE jaunes de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA et TRVE verts de puissances souscrites inférieures ou égales à 36 kVA, raccordés en basse tension.

⁴ Les offres aux TRVE dites « exotiques » sont les offres aux TRVE bleus non résidentiels pour utilisations longues sans comptage et pour fournitures diverses.

⁵ Hors clients au « tarif agent » (avantage en nature qui permet aux salariés industries électriques et gazières de disposer d'un tarif préférentiel d'électricité).

- le coût d'acheminement (TURPE), qui traduit le coût d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité ;
- les coûts de commercialisation ;
- la rémunération de l'activité de fourniture.

Cette méthode de construction des TRVE vise à garantir leur contestabilité auprès des fournisseurs alternatifs qui, en application de l'article R. 337-19 du code de l'énergie, s'apprécie à la maille de la catégorie tarifaire. Pour cela, les TRVE sont fondés sur des coûts représentatifs de l'activité de fourniture d'un fournisseur s'approvisionnant sur les marchés de gros.

Ce principe vise à garantir que les TRVE n'altèrent pas le fonctionnement efficace du marché de détail au bénéfice des consommateurs.

Sous réserve que le produit total des TRVE couvre globalement l'ensemble de ces coûts, l'article L. 337-6 susvisé permet par ailleurs de fixer la structure et le niveau des tarifs hors taxes de façon à inciter les consommateurs à réduire leur consommation pendant les périodes où la consommation d'ensemble est la plus élevée.

1.3. Courrier d'orientations de politique énergétique des ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur la construction des TRVE

Les ministres chargés de l'économie et de l'énergie ont communiqué à la CRE des orientations de politique énergétique en application des dispositions de l'article R. 337-20-2 du code de l'énergie par un courrier en date du 9 juillet 2026, publié avec la présente délibération. Ce courrier définit les priorités suivantes dans le cadre de leur action en matière de transition énergétique et d'électrification des usages.

Tout d'abord, les ministres signalent l'importance de la stabilité des TRVE dans le cadre de l'électrification des usages. En particulier, les ministres « demand[ent] que la CRE limite, autant que possible, les évolutions de sens contraire d'un mouvement à un autre ». Dans ce cadre, les ministres indiquent souhaiter que la CRE retienne cette approche dès le mouvement du 1^{er} août 2026 en lissant la hausse liée au nouveau mécanisme de capacité.

De plus, les ministres estiment « essentiel que les références de coûts retenues dans la construction des TRVE ne soient pas majorantes, mais reflètent les conditions qui s'appliqueraient à un fournisseur efficace ». Cette approche doit selon eux s'appliquer à toutes les briques du tarif : approvisionnement en énergie, primes de risques, coûts commerciaux, CEE, etc.

Enfin, le courrier conclut sur l'importance de l'adéquation des signaux tarifaires, en métropole comme en ZNI.

1.4. 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 sur le portefeuille TRVE d'EDF au 31 décembre 2025 pour les clients résidentiels et pour les clients non résidentiels dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA. Ces évolutions sont données à titre indicatif et ne correspondent pas nécessairement aux évolutions de chaque client ou même de chaque option.

1.4.1. Mécanisme de capacité

Le mécanisme de capacité est un mécanisme assurantiel permettant le maintien en fonctionnement de capacités existantes de production d'électricité, de stockage et d'effacement et le développement de nouvelles capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement en France.

A la différence du précédent mécanisme qui prenait la forme de l'acquisition, par les fournisseurs, de garanties de capacités directement auprès des exploitants de capacité, le nouveau mécanisme de capacité est centralisé et RTE contractualise directement avec l'ensemble des exploitants de capacité en France métropolitaine continentale. Le financement du mécanisme prend la forme d'une taxe

acquittée par les contributeurs, c'est-à-dire les fournisseurs d'électricité pour revente aux consommateurs finals, les grands consommateurs et les gestionnaires de réseau pour leurs pertes, s'approvisionnant directement sur les marchés.

Contexte de la première enchère de capacité 26/27

Le coût de la capacité répercuté aux fournisseurs sur la première enchère de capacité sur la période de livraison 2026/2027 est en forte hausse en comparaison de l'ancien mécanisme. Cette hausse s'explique par plusieurs facteurs structurels et conjoncturels. Premièrement, l'ARENH, qui a pris fin au 31 décembre 2025, faisait office d'amortisseur sur le coût du mécanisme de capacité, car la livraison d'énergie par EDF s'accompagnait également d'une livraison de garanties de capacité. En fonction du taux d'écrêtement, l'ARENH pouvait réduire de plus de 40% le coût de la capacité.

Par ailleurs, la baisse actuelle des prix de l'électricité réduit les revenus des capacités thermiques à flamme nécessaires à la sécurité d'approvisionnement. Cet effet a pour conséquence d'augmenter leur « *missing money* » et donc le coût capacitaire nécessaire à leur maintien en service.

Enfin, la réforme du mécanisme de capacité, adoptée en loi de finances pour 2025, induit des frottements fiscaux, qui ont pour effet de voir appliquer la TVA deux fois sur le coût du mécanisme de capacité. Conformément aux engagements pris par les autorités publiques et traduits à l'article 71 de la loi de finances pour 2026, cette double imposition est compensée par une baisse de l'accise en août 2026 et février 2027. Toutefois, cet effet n'apparaît pas dans la proposition HT de la CRE.

La CRE avait déjà signalé ce contexte particulier dans sa délibération du 10 février 2026 portant proposition de paramétrage du mécanisme de capacité pour la période de livraison 2026-2027. C'est notamment pour cette raison que la CRE avait fixé un prix plafond intermédiaire (PPI) à 15 000 €/MW, ce qui a contribué à diviser le coût du mécanisme pour le consommateur par deux.

Pour rappel, la CRE considère le prix plafond intermédiaire, qui s'applique par défaut à toutes les capacités existantes⁶⁶, comme un outil permettant de contenir le coût du mécanisme de capacité pour le consommateur, sans compromettre la sécurité d'approvisionnement.

Prise en compte du coût du nouveau mécanisme de capacité dans les TRVE

Historiquement, la brique relative aux coûts associés à l'acquisition des garanties de capacité était intégrée dans les TRVE dans le mouvement de février, à l'instar de la brique relative à l'approvisionnement en énergie, car les capacités étaient contractualisées sur une année calendaire dans l'ancien mécanisme. Dans le nouveau mécanisme, les capacités sont contractualisées sur les hivers électriques (novembre à mars) et concernent donc deux années calendaires.

Dans sa consultation publique n°2026-10, la CRE a interrogé les acteurs sur la manière d'intégrer les coûts du nouveau mécanisme de capacité dans les TRVE et sur le calendrier de cette intégration. Ces interrogations portaient à la fois sur l'hiver 2026/2027 et sur les périodes de livraison futures.

L'ensemble des acteurs de marché ayant répondu à la consultation est favorable à ce que la brique de coûts associée au nouveau mécanisme de capacité et à sa mise en œuvre pour l'hiver 2026/2027 soit intégrée aux TRVE dès le mouvement tarifaire d'août 2026. Les contributeurs estiment qu'une intégration différée au mouvement de février ferait peser sur les fournisseurs un risque lié à leur évolution de portefeuille et risquait d'entraîner un manque de lisibilité pour les consommateurs liés à l'intégration des coûts de capacité dès août dans certaines offres de marché.

Par voie de conséquence, la CRE est favorable à l'intégration d'une brique liée au nouveau mécanisme de capacité dès le mois d'août 2026.

S'agissant des modalités d'intégration des coûts du mécanisme de capacité dans le mouvement d'août, la CRE avait présenté deux options dans la consultation : une première consistant à intégrer l'intégralité des coûts dès le mouvement du 1^{er} août (coûts relatifs à l'ancien et au nouveau mécanisme), et une seconde visant à intégrer une composante stable permettant de solder l'ensemble des coûts des mécanismes de capacité actuel et nouveau sur la période d'août 2026 à août 2027, sans modification de la brique au 1^{er} février 2027.

⁶⁶ Hors effacement

La majorité des acteurs considère qu'il est préférable d'intégrer l'intégralité de la brique dès le 1^{er} août 2026 pour les mêmes raisons les conduisant à privilégier un début d'intégration du mécanisme dès le mois d'août.

Au regard du résultat de l'enchère du 6 juillet, et en raison du cumul momentané avec l'ancien mécanisme, les deux options entraîneraient une hausse importante des TRVE en août 2026. Dans un souci d'acceptabilité et pour tenir compte de l'enjeu de stabilité rappelé dans le courrier d'orientations de politique énergétique, la CRE retient une approche alternative qui consiste à intégrer dans l'empilement des coûts au mois d'août 2026 uniquement les coûts associés à la mise en œuvre du nouveau mécanisme de capacité pour l'hiver 2026/2027. Ces coûts seront couverts sur 12 mois et n'ont pas vocation à évoluer au 1^{er} février 2027.

Cette option permettra de limiter l'ampleur de la hausse associée à l'introduction de ce nouveau mécanisme tout en garantissant la couverture des coûts supportés par les fournisseurs au titre dudit mécanisme.

Dans les coûts à prendre en compte pour le mouvement des TRVE de février 2027, une brique de rattrapage, associée aux coûts encourus par les fournisseurs au titre du mécanisme de capacité actuel qui n'auront pas été couverts, sera nécessaire en fonction des consommations réelles entre février 26 et août 26, dont les modalités seront précisées lors du mouvement tarifaire de février 2027.

La CRE propose d'intégrer les coûts du nouveau mécanisme de capacité dans les TRVE au 1^{er} août 2026 sur un an et de rattraper le reliquat de l'ancien mécanisme au mouvement de février 2027, en même temps que les autres briques de rattrapage au titre de 2026.

La CRE reviendra vers les acteurs au prochain mouvement pour définir une méthode consolidée de prise en compte du mécanisme de capacité pour les prochaines périodes de livraison du mécanisme de capacité.

Par ailleurs, dans le cadre du précédent mécanisme, les coûts étaient répartis entre les différents sous-profils sur la base de la consommation normative observée durant les heures PP1 des mois éligibles. Des coefficients de pondération applicables définis dans les anciennes règles du mécanisme de capacité à l'article 9.8 et B.2.5.1, permettaient d'estimer *ex-ante* la localisation temporelle des jours PP1.

Dans le cadre du nouveau mécanisme, la CRE calibre la répartition mensuelle des coûts entre les différents profils sur la base de la « courbe guide » établie par RTE, correspondant à un lissage mensuel « cible » des jours PP fondé sur des données historiques. Les paramètres retenus sont présentés dans l'annexe A de la présente délibération.

Le prix de la capacité issu de l'enchère pour l'hiver 2026/2027 s'établit à 28 183 €/MW. Compte tenu des volumes contractualisés, du Prix de Plafond Intermédiaire (PPI) et du volume associé de dérogations à ce PPI⁷, le prix résultant de la capacité à répercuter dans les offres de fourniture s'établit à 18 646,63 €/MW (y compris TVA) pour l'hiver 2026-2027.

La prise en compte de ce nouveau mécanisme de capacité au 1^{er} août 2026 selon les modalités décrites supra entraîne une hausse des TRVE égale à + 2,10 % HT en moyenne soit + 3,42 €/MWh HT ou 1,73 % sur le TRVE TTC :

- 2,12 % HT en moyenne pour la composante de capacité dans les TRVE pour les clients résidentiels au TRVE, soit 3,45 €/MWh HT ou 1,74 % TTC ;
- 1,93 % HT en moyenne pour la composante de capacité dans les TRVE pour les clients non résidentiels au TRVE, soit 3,13 €/MWh HT ou 1,59 % TTC ;

La prise en compte du nouveau mécanisme de capacité au 1^{er} août 2026 entraîne une hausse des TRVE égale à 2,10 % HT en moyenne soit 3,42 €/MWh HT ou 1,73 % sur le TRVE TTC.

⁷ [Nouveau Mécanisme de capacité – Enchères et marché secondaire - RTE Portail Services](#)

1.4.2. 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 2026 prévus dans la délibération de la CRE du 21 mai 2026 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 7 HTA-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.

La prise en compte de l'évolution de + 3,04 % du TURPE HTA-BT au 1^{er} août 2026 entraîne une hausse des TRVE égale à 1,31 % HT en moyenne soit 2,13 €/MWh HT ou 1,14 % sur le TRVE TTC :

- 1,32 % HT en moyenne pour la composante de coûts relative à l'acheminement intégrée dans les TRVE pour les clients résidentiels au TRVE, soit 2,20 €/MWh HT ou 1,17 % TTC ;
- 1,23 % HT en moyenne pour la composante de coûts relative à l'acheminement intégrée dans les TRVE pour les clients non résidentiels au TRVE, soit 2,00 €/MWh HT ou 1,14 % TTC ;

La prise en compte de l'évolution du TURPE au 1^{er} août 2026 entraîne une hausse des TRVE à 1,31 % HT en moyenne soit 2,13 €/MWh HT ou 1,14 % sur le TRVE TTC.

Par ailleurs, pour rappel, EDF transmet aux services de la CRE son estimation du TURPE optimisé sur le fondement d'une base de données détaillée des consommations réalisées de tous ses clients sur chacun des postes du TURPE. Ce calcul est historiquement réalisé d'août à août.

La CRE rappelle que le mouvement du TURPE 6 en niveau avait été réalisé exceptionnellement au 1^{er} février 2025, et que le calcul du TURPE optimisé intégré sur la période du 1^{er} février 2025 au 31 juillet 2025 dans la délibération tarifaire du 15 janvier 2025 n'était pas strictement représentatif des coûts d'acheminement sur la période.

Comme indiqué dans sa délibération tarifaire du 15 janvier 2025, la CRE continue de rattraper tout écart de recette lié à la saisonnalité du TURPE. Ce rattrapage a vocation à prendre fin au 1^{er} février 2027.

1.4.3. 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. 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 2026, répartis entre les segments des clients résidentiels et non résidentiels, et des hypothèses d'évolution des volumes de vente des TRVE.

Les valeurs définitives des coûts réalisés pour l'année 2025 et des prévisions pour l'année 2026 pourront faire l'objet d'une mise à jour lors du prochain mouvement tarifaire.

1.4.3.1. Evolution des coûts de commercialisation hors CEE des TRVE

EDF a communiqué à la CRE une actualisation de ses coûts commerciaux au titre de l'année 2026. Celle-ci se traduit par une légère hausse des coûts commerciaux hors coûts d'acquisition des CEE.

La CRE prend également en compte la contrepartie financière versée aux fournisseurs par les gestionnaires de réseau de distribution pour la gestion des consommateurs en contrat unique. Conformément à la délibération de la CRE n°2026-105 du 21 mai 2026, la contrepartie financière prise en compte dans la présente délibération s'élève à 7,85 € par an et par client raccordé en BT ≤ 36 kVA, 90,06 € par an pour les clients raccordés en BT sup 36 kVA et 180,13 € pour les clients raccordés en HTA. La composante de commissionnement en €/MWh évolue suivant la nouvelle prévision du nombre de clients aux TRVE pour 2026 transmise par EDF.

La mise à jour de la composante des coûts commerciaux hors coûts d'acquisition des CEE, résultant de la mise à jour de l'estimation des coûts commerciaux d'EDF au titre de 2026 et de la contrepartie financière susmentionnée, induit une hausse de 0,01 €/MWh HT.

1.4.3.2. Coût des CEE

Les coûts liés à l'obligation en CEE sont intégrés aux coûts de commercialisation des TRVE. Leur niveau est calculé à partir du coût d'approvisionnement d'EDF en CEE.

Compte tenu des orientations du gouvernement formulées dans le courrier en date du 9 juillet 2026 susmentionné, soulignant l'importance de ne pas retenir des hypothèses majorantes s'agissant des références de prix, la CRE propose de retirer la prime d'illiquidité sur les coûts des CEE précarité d'EDF et poursuivra ses analyses des coûts d'approvisionnement en CEE d'EDF et des fournisseurs alternatifs pour le prochain mouvement tarifaire.

La prise en compte de l'évolution du Rf et l'évolution des coûts de la brique de CEE 1^{er} août 2026 entraîne une baisse des TRVE égale à – 0,39 % HT en moyenne soit – 0,64 €/MWh HT ou – 0,32 % sur le TRVE TTC.

1.4.4. Rémunération normale de l'activité de fourniture

Dans la délibération n°2023-03 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 en intégrant la valorisation de l'espérance des risques quantifiés aux coûts d'approvisionnements du TRVE. Dans la délibération n°2025-210 du 15 janvier 2025, la CRE a fait évoluer le niveau de la brique de l'empilement relative à la rémunération normale à 2,5 % du tarif moyen hors taxes et hors rattrapages. La CRE continue donc à appliquer ce taux de 2,5 % du tarif moyen hors taxes et hors rattrapages aux TRVE Bleus, Jaunes et Verts.

En application de cette méthode de calcul, la rémunération normale intégrée à la présente proposition, hors espérance des risques quantifiables, est de 4,12 €/MWh HT dans les TRVE Bleus résidentiels et de 4,06 €/MWh dans les TRVE Bleus non résidentiels.

Cette mise à jour mécanique occasionne une hausse du TRVE Bleu de moyen de 0,13 €/MWh HT par rapport à la même composante intégrée dans les TRVE calculée dans la délibération de la CRE n°2025-06 du 15 janvier 2026, soit 0,08 % sur les TRVE HT :

- soit une évolution du niveau de la rémunération normale pour les clients résidentiels de 0,14 €/MWh HT, soit 0,09 % sur les TRVE HT ;
- soit une évolution du niveau de la rémunération normale pour les clients non résidentiels de 0,09 €/MWh HT, soit 0,05 % sur les TRVE HT.

En application de cette méthode de calcul, la rémunération normale que la CRE intègre aux TRVE hors espérance des risques quantifiables, est de 0,13 €/MWh HT pour les TRVE Bleus (0,14 €/MWh pour les TRVE résidentiels et 0,09 €/MWh pour les TRVE non résidentiels).

1.5. Mise à jour des composantes de rattrapage

La CRE avait intégré dans sa délibération n°2025-06 du 14 janvier 2026 une composante de rattrapage de - 0,93 €/MWh pour les clients résidentiels aux TRVE et de + 0,52 €/MWh pour les clients non résidentiels aux TRVE. Cette composante de rattrapage a vocation à s'appliquer sur 12 mois.

Le CRE mettra à jour cette composante lors du prochain mouvement tarifaire afin de tenir compte des écarts de consommation observés sur la période.

La CRE maintient inchangées les composantes de rattrapages par rapport à celles intégrées dans la délibération n°2025-06 du 14 janvier 2026 et mettra à jour ces composantes au prochain mouvement de février 2027.

1.6. Barèmes tarifaires

Aux termes 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.

Introduction de l'option HP/HC pour les clients résidentiels souscrivant une puissance de 3 kVA

A l'occasion de sa délibération n°2025-234 du 9 octobre 2025 fixant la méthode de calcul par option cible, la CRE a annoncé qu'elle pourrait proposer l'ouverture de l'option « HP/HC » pour les clients souscrivant à une puissance de 3 kVA à partir du 1^{er} août 2026, afin de faciliter le basculement entre l'option base et HP/HC, compte tenu de la construction des grilles en application de la nouvelle méthode.

Dans le premier volet de sa consultation publique n°2026-10, la CRE a ainsi interrogé les acteurs sur une extension de l'option HP/HC du TRVE aux clients souscrivant une puissance de 3kVA dès le 1^{er} août 2026.

La moitié des fournisseurs répondants sont favorables ou indifférents à l'ouverture du tarif HP/HC 3 kVA, et l'autre moitié, ainsi que le syndicat Sipperec, y sont défavorables. La quasi-totalité des particuliers répondants ainsi qu'Enedis et les syndicats des ELD sont également favorables à cette proposition.

Les acteurs favorables à l'ouverture de cette option du tarif considèrent que la mesure permet de renforcer les possibilités de flexibilité de la demande, dès lors que les coûts liés aux systèmes d'information demeurent limités et inférieurs aux bénéfices attendus pour le système électrique. Un fournisseur soutient l'évolution mais souligne la nécessité d'une communication neutre pour éviter qu'elle ne conduise à des transferts de part de marché au détriment des fournisseurs alternatifs.

Les acteurs défavorables estiment, pour leur part, que la mesure apparaît insuffisamment justifiée au regard du potentiel limité de maîtrise de la demande de ces consommateurs. Ils relèvent également qu'elle constitue une forme d'innovation portée par les TRVE plutôt que par les offres de marché. Certains contributeurs nuancent cette position en proposant un décalage du calendrier de mise en œuvre, afin de laisser à tous les autres fournisseurs le temps d'adapter leurs systèmes d'information et d'attendre les résultats de l'expérimentation, introduite par le décret n°2026-339 du 30 avril 2026, pour mieux apprécier les bénéfices attendus pour le système électrique. Cette expérimentation, conduite du 1^{er} octobre 2026 au 1^{er} octobre 2027, porte sur l'envoi de signaux tarifaires à un échantillon de consommateurs en option « Base » des TRVE en vue d'analyser leur capacité à modifier leur comportement de consommation, et pour laquelle les grilles tarifaires applicables aux participants ont été proposées par la CRE dans une délibération n°2026-93 du 7 mai 2026.

La CRE estime qu'environ 60% des clients Base disposant d'une puissance souscrite de 3 kVA auraient intérêt à basculer vers l'option HP/HC sans même modifier leurs comportements de consommation, dès lors que l'option HP/HC serait proposée pour les 3 kVA, contre 10% qui auraient intérêt à souscrire à l'option HP/HC 6 kVA si l'option n'était pas proposée pour les 3 kVA. Cette évolution permettrait notamment de déplacer certains usages automatiquement (petits ballons d'eau chaude par exemple) ainsi que les autres usages flexibles, au bénéfice des petits consommateurs.

Au regard des retours des acteurs de marché, la CRE propose d'ouvrir l'option HP/HC aux clients souscrivant à une puissance de 3 kVA à compter du 1^{er} août 2026.

Tempo 24-30 kVA

Contrairement aux autres options, l'abonnement de l'option TEMPO du tarif bleu résidentiel pour les puissances 24 kVA est identique à celui des 30 kVA. Ainsi, les consommateurs souscrivant une puissance de 24 kVA à cette option ne peuvent souscrire à une option correspondant à leur puissance, qui est inférieure. A partir du 1^{er} août 2026, la CRE propose des abonnements différents pour les puissances souscrites de 24 kVA et de 30 kVA à l'option TEMPO du tarif bleu résidentiel.

Autoconsommation collective

La délibération n°2025-78 portant décision sur le TURPE 7 HTA-BT du 13 mars 2025 a ouvert l'autoconsommation collective au niveau de tension HTA. Ainsi, à partir du 1^{er} août 2026, la CRE propose une version en autoconsommation collective pour les tarifs verts qui ne sont pas en extinction.

De plus, depuis la délibération n°2018-157 du 12 juillet 2018 portant proposition des TRVE, la CRE propose deux versions d'autoconsommation collective pour chaque option :

- Version A : Les correctifs de cette version sont déterminés en considérant que l'autoconsommateur est facturé sur le fondement du TURPE « optimisé » comme l'ensemble des consommateurs ayant souscrit l'option considérée ;
- Version B : Les correctifs de cette version sont déterminés en considérant qu'est affectée à l'autoconsommateur la composante de soutirage applicable aux consommateurs participant à

une opération d'autoconsommation collective en aval d'un même poste HTA/BT issue de la délibération du 28 juin 2018.

Dans la délibération précitée, la CRE proposait, à titre transitoire, deux versions pour les consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective. Le choix laissé aux autoconsommateurs s'inscrivait dans le cadre de la phase de démarrage de l'autoconsommation collective et avait vocation à être réexaminé à l'avenir, en particulier lorsque le développement de l'autoconsommation collective serait plus avancé.

A cet effet, la CRE a interrogé les fournisseurs historiques sur le nombre de souscriptions à chaque version. Il en résulte qu'aucun consommateur n'a souscrit la version B de l'autoconsommation collective depuis son entrée en application.

En raison de l'absence totale de souscription à cette version, la CRE propose de ne plus intégrer la version B à partir du 1^{er} août 2026 et que seule la version A soit appliquée pour toutes les options ouvertes aux opérations d'autoconsommation collective.

Evolution envisagée des tarifs verts A option A5 BASE et A5 EJP

Actuellement, il existe des TRVE dits « atypiques » : TRVE jaunes pour des clients souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36kVA et TRVE verts pour des clients souscrivant une puissance inférieure ou égales à 36 kVA, raccordés en basse tension (dits « Borne Poste »).

Ces deux options tarifaires sont calculées selon une méthode de TURPE dit « optimisé » conforme à la méthode employée en BT inf 36, mais différente de la méthode employée en BT sup 36 et en HTA où chaque version du TURPE est retranscrite dans les TRVE. Certains consommateurs raccordés en HTA et souscrivant une puissance inférieure à 36 kVA souscrivaient également une de ces options au tarif vert.

Les TRVE jaunes pour des clients souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA sont en extinction. Pour éviter des effets de bord à la limite 36 kVA en HTA, et permettre une meilleure lisibilité des grilles tarifaires, la CRE a proposé, lors de la délibération n°2025-06 du 14 janvier 2026, de mettre en extinction le tarif vert A5 à partir du 1^{er} février 2026.

Les TRVE « atypiques » regroupent environ 1200 consommateurs. Ces consommateurs sont considérés selon les normes de réseaux comme des consommateurs en BT sup 36 au vu du dimensionnement de leur dérivation individuelle et de leur système de comptage. La CRE s'interroge sur le maintien ces tarifs, et étudie la pertinence de basculer ces clients dans l'option Base Sup36 du tarif Jaune dès lors que la souscription d'un tarif BT inf 36 kVA par ces consommateurs nécessiterait une mise aux normes de leur installation et de leur système de comptage.

Par conséquent, des réflexions sont engagées concernant ces tarifs et leurs évolutions.

1.7. Couverture des coûts comptables de fourniture d'EDF

L'article L.337-6 du code de l'énergie, dispose que :

« En outre, les tarifs réglementés sont établis de manière à ce que le produit total qu'ils procurent couvre, pour l'année en cause et les deux années qui précèdent, l'ensemble des coûts de l'activité de fourniture d'électricité à ce titre. Ce produit total est apprécié, s'il y a lieu, en prenant en compte les sommes perçues en compensation de la fixation des tarifs réglementés à un niveau inférieur à celui résultant de l'application du présent alinéa. »

Dans ce cadre, la CRE a vérifié pour 2026, lors de la délibération n°2025-06 du 14 janvier 2026 la couverture des coûts de fourniture d'EDF par les TRVE sur le fondement des données transmises par EDF et comme étant la somme des coûts comptables, incluant les frais financiers mais hors rémunération des capitaux propres pour 2024, 2025 et 2026. Les données de 2025 et 2026 transmises par EDF sont restreintes au périmètre des TRVE inf 36. Néanmoins, au vu de la faible volumétrie des TRVE sup 36, cette restriction de périmètre n'est pas de nature à remettre en cause la couverture des coûts comptables.

La CRE n'a pas mis à jour la vérification de la couverture des coûts comptables de fourniture d'EDF lors de ce mouvement tarifaire en l'absence de nouvelles données mais mettra à jour son analyse lors du prochain mouvement tarifaire.

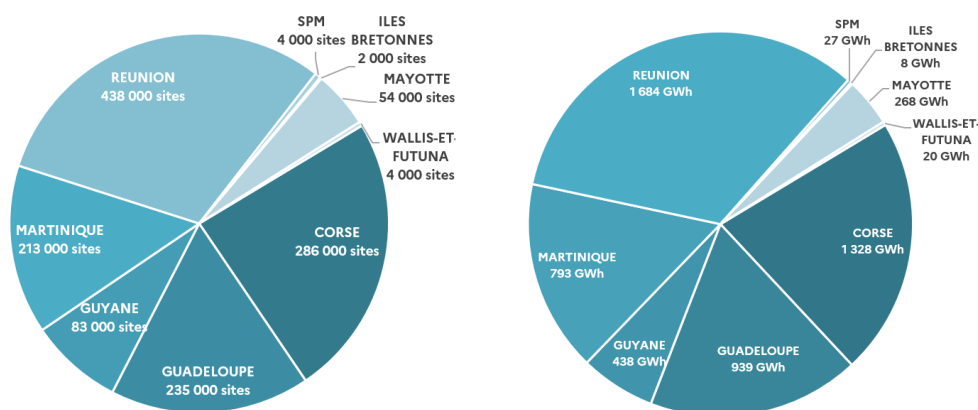
2. Les TRVE proposés dans les ZNI

La CRE a pour mission de proposer les TRVE dans les territoires suivants : Corse⁸, Guadeloupe, Guyane, Martinique, Mayotte, Réunion, Saint-Pierre et Miquelon (SPM) et Wallis-et-Futuna.

2.1. TRVE proposés aux consommateurs dans les ZNI raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA

Les consommateurs raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA représentent 5,5 TWh soit 1 319 000 sites au 31 décembre 2025 qui se décomposent comme suit :

Figure 2 : Etat des lieux au 31 décembre 2025 du nombre de sites et de l'énergie consommée par ZNI pour les clients dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA (TRVE bleus) - Source : EDF SEI, EDM et EEWf



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 (hors taxes et hors rémanence d'octroi de mer), 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) :

- + 3,12 % HT soit + 5,08 €/MWh HT pour les tarifs bleus résidentiels ;
- + 2,93 % HT soit + 4,74 €/MWh HT pour les tarifs bleus professionnels.

2.2. TRVE proposés aux consommateurs dans les ZNI raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est supérieure ou égale à 36kVA ou raccordés en haute tension

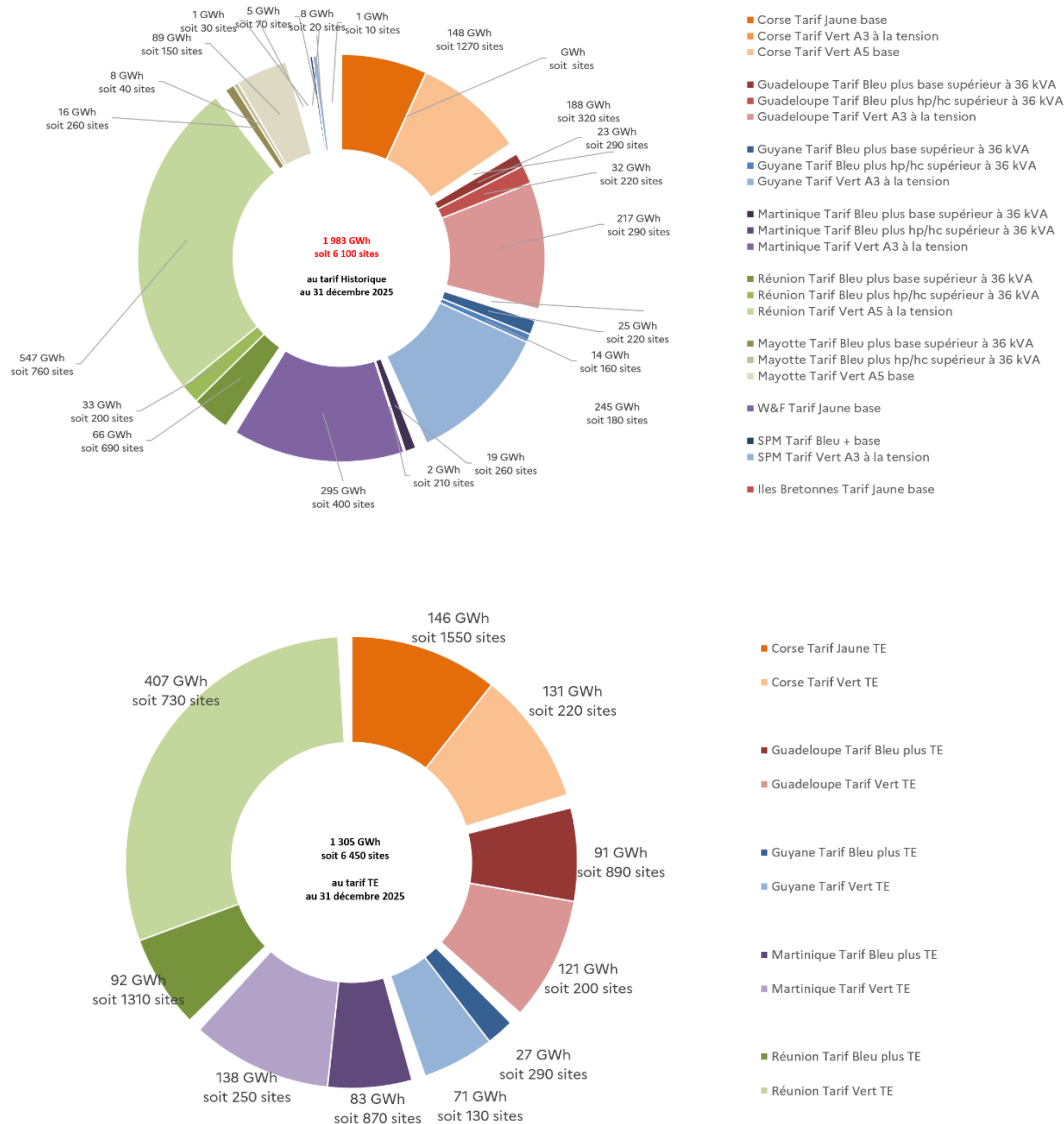
2.2.1. Etat des lieux

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 12 500 sites au 31 décembre 2025.

⁸ 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 3 : Etat des lieux au 31 décembre 2025 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



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

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

Les composantes « énergie » et « capacité » (s'agissant de l'ancien mécanisme), ainsi que celle des coûts de commercialisation ont été mises à jour lors de la proposition tarifaire du 15 janvier 2025. A l'instar des TRVE en métropole, la composante de capacité évolue pour prendre en compte le nouveau mécanisme.

La composante « acheminement » est mise à jour afin de prendre en compte les nouveaux barèmes du TURPE applicables au 1^{er} août 2026 définis dans la délibération de la CRE du 21 mai 2026 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.

A l'instar des TRVE en métropole, les coûts commerciaux diminuent en raison du retraitement de la prime d'illiquidité des CEE précarité.

A l'instar des TRVE en métropole, le niveau de rémunération normale représente 2,5 % du tarif moyen hors taxes et hors rattrapage.

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 14 janvier

2026 :

- **+ 3,04 % HT** pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA ;
- **+ 3,05 % 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.

2.2.3. Evolution des signaux tarifaires des TRVE en ZNI pour les consommateurs en basse tension souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA ou en haute tension

Les systèmes électriques dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (ZNI) sont en profonde mutation : le développement des énergies renouvelables et l'électrification des usages augmenteront les besoins et la valeur de la flexibilité de la consommation. Ainsi, la CRE considère nécessaire de faire évoluer les signaux tarifaires envoyés à tous les consommateurs dans ce contexte de transformation des fondamentaux économiques de ces systèmes.

Dans ce contexte, la CRE a consulté les acteurs du 16 avril au 25 mai⁹ sur ces enjeux et en se concentrant sur les consommateurs de haut de portefeuille en ZNI, à savoir des entreprises et des administrations, qui n'avaient pas été inclus dans les précédentes évolutions tarifaires proposées par la CRE. Ces consommateurs souscrivent une puissance supérieure à 36 kVA quand ils sont raccordés en basse tension (tarifs « Bleus + » en Outre-Mer et « Jaunes » en Corse) ou sont raccordés en haute tension (tarifs « Verts »). Deux acteurs ont contribué à cette consultation, EDF SEI et la FNCCR.

Contenu de la consultation publique

Dans les ZNI, l'ensemble des consommateurs bénéficie des TRVE, quels que soient leur niveau de puissance de raccordement et leur catégorie. Les consommateurs n'ont pas la possibilité de choisir une offre de marché et les TRVE sont dès lors l'unique vecteur de signaux de prix susceptibles de mobiliser des flexibilités. L'adaptation des signaux tarifaires dans les TRVE est un moyen efficace et décarboné de réduire les coûts de fonctionnement du système électrique. Les signaux incitent les consommateurs à déplacer la consommation électrique hors des plages horaires les plus coûteuses pour le système électrique et favorisent la consommation électrique durant les périodes où la production électrique est moins coûteuse.

Depuis 2017, la CRE propose deux options pour les TRVE BT sup 36 et HTA en ZNI : le tarif « Transition Énergétique », dit « TE », reflétant la structure des coûts de fonctionnement réels des parcs de production et le tarif historique, qui n'est plus représentatif de la réalité actuelle de ces coûts.

Les tarifs en ZNI ont vocation à refléter au mieux les enjeux d'équilibre offre-demande des systèmes électriques, par l'application du principe de tarification au coût marginal, comme c'est le cas en France métropolitaine continentale.

La CRE identifie que l'option historique Base des tarifs « Bleus + », et l'ensemble des options historiques des tarifs « Jaunes » et « Verts » présentent des inadéquations avec les besoins du système électrique, alors que l'option historique HPHC des tarifs « Bleus + » envoient des signaux cohérents avec les besoins du système électrique.

⁹ Consultation publique du 16 avril 2026 relative aux signaux tarifaires des tarifs réglementés de vente d'électricité pour les consommateurs en basse tension souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA ou en haute tension en ZNI.

Retour des acteurs à la consultation publique

Les répondants à la consultation publique partagent le constat de la CRE quant à l'inadéquation des tarifs historiques avec les besoins du système électrique de chaque territoire et estiment qu'une sortie progressive du tarif historique permettra de simplifier les signaux envoyés aux consommateurs. La FNCCR est favorable à ce que les clients du haut portefeuille puissent aussi prendre part aux enjeux de bascule des consommations à des horaires plus favorables pour le système.

2.2.3.1. Evolutions envisagées pour les TRVE « Bleus + » (BT sup 36 en Outre-Mer)

Contenu de la consultation publique

Les tarifs « Bleus + » désignent les tarifs proposés aux consommateurs finals pour leurs sites situés en Outre-Mer à l'exception de Wallis et Futuna et raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est supérieure à 36kVA. Trois options sont proposées au sein des tarifs « bleus + » :

- L'option historique « Base » du tarif « Bleu + », qui n'envoie aucun signal, regroupe 27% des consommations des tarifs « Bleus + ». Ce tarif ne répond pas aux besoins des systèmes, qui nécessitent de déplacer de la consommation vers les heures creuses ou hors des périodes de pointe ;
- L'option historique HP/HC qui envoie des signaux temporels adéquats, mais dont la part abonnement représente 30 % de la facture, ce qui est élevé (celle du tarif TE représente seulement 12 % de la facture) ;
- L'option TE qui envoie un signal de pointe adéquat avec les besoins systèmes (signal base/pointe).

Les consommateurs choisissent très majoritairement l'option « HP/HC » où l'option TE selon les caractéristiques d'abonnement de ces tarifs, en raison de la forte disparité des méthodes de calcul de l'abonnement en fonction de la puissance souscrite.

Afin de favoriser les déplacements de consommation en limitant les variations de facture, la CRE estimait pertinent d'envisager la suppression de l'option « Base » des tarifs Bleus +. L'option historique « HP/HC » des tarifs Bleus + serait quant à elle conservée, contrairement à ce qui avait été envisagé initialement en 2017 lors de l'introduction des tarifs TE. La CRE envisageait également dans la consultation de proposer de diminuer de 25% l'abonnement de l'option « HP/HC » des tarifs Bleus + et d'augmenter en contrepartie, et dans la même mesure, le prix du kWh. Cette évolution permettrait d'inciter davantage les consommateurs à la sobriété sans augmenter la facture moyenne.

Retour des acteurs à la consultation publique

Concernant la suppression de l'option base du tarif Bleu +, les répondants à la consultation publique s'y montrent favorables, estimant que les clients du haut de portefeuille peuvent aussi prendre part aux enjeux de bascule des consommations à des horaires plus favorables pour le système. Les répondants sont également favorables à la bascule des clients restés dans l'option Base vers l'option HP/HC du tarif Bleu +. Les répondants estiment cependant nécessaire de repenser le placement des heures creuses en BT sup 36, afin de déplacer les consommations vers les bonnes plages (voir infra).

Concernant le rééquilibrage de la part abonnement et du prix du kWh pour l'option Bleu + HP/HC, les répondants s'y montrent favorables. Ils estiment cependant qu'il est nécessaire de garantir un impact facture modéré.

Proposition de la CRE

Les évolutions envisagées étant relativement mesurées, la CRE propose la suppression de l'option historique « Base » des tarifs « Bleus + » au 1^{er} août 2026 (ce qui donnera lieu à une bascule effective des clients au 1^{er} août 2027) à la Réunion, à la Martinique, en Guadeloupe et en Guyane.

Le rééquilibrage de la part abonnement et du prix du kWh pour l'option Bleu + HP/HC n'entraînant pas d'évolution de facture importante, la CRE l'appliquera dès le 1^{er} août 2026 à la Réunion, à la Martinique, en Guadeloupe et en Guyane.

2.2.3.2. Evolutions envisagées pour les TRVE « Jaunes » et « Verts »

Contenu de la consultation publique

L'ensemble des tarifs historiques « Jaunes » (BT sup 36 en Corse) et « Verts » (clients HTA en Corse et dans les Outre-Mer) présentent plusieurs inadéquations avec les coûts observés et anticipés sur le système électrique :

- A propos des saisons en Corse. La saison basse de toutes les options historiques des tarifs « Jaunes » et « Verts » inclut les mois de juillet et août en Corse, qui sont devenus des mois de forte consommation en raison de la saison touristique, mais également des mois de moindre production hydraulique et de restriction sur l'interconnexion Corse - Sardaigne SARCO ;
- A propos des saisons à la Réunion, la saison basse de toutes les options historiques des tarifs « Verts » de la Réunion est placée pendant la saison haute du tarif TE ;
- A propos des périodes de pointes de l'ensemble des tarifs historiques « Verts » proposés en Outre-Mer : la pointe électrique est divisée en deux, dont une partie est située entre 9h et 12h30. Ces plages historiques ne correspondent plus à la réalité du système électrique en Outre-Mer en raison du développement de la production photovoltaïque.

Pour ces raisons, la CRE proposait dans sa consultation publique d'envisager une suppression à terme des tarifs historiques jaune et vert. Afin de limiter les variations de factures pour les clients, la CRE proposait également les deux évolutions suivantes :

- **L'introduction de versions dans le tarif vert TE au 1^{er} août 2027** : Le tarif historique vert est actuellement proposé dans trois versions « courte utilisation » (CU), « moyenne utilisation » (MU), « longue utilisation » (LU) sur chaque territoire, alors que le tarif TE ne dispose que d'une seule version, proche d'une MU ou d'une LU selon le territoire considéré. La CRE estime que la finalité principale du tarif TE est d'être généralisé afin de permettre des déplacements significatifs des consommations hors des heures de pointe vers les heures de production les moins coûteuses, et proposait donc dans sa consultation publique l'introduction de nouvelles versions du tarif TE, qui permettraient de le généraliser plus facilement tout en continuant à véhiculer des signaux plus vertueux.

Après analyse, la CRE estimait en revanche que l'introduction d'une version LU au tarif TE Jaune en Corse ne faciliterait pas la généralisation du tarif TE et n'envisageait pas par conséquent de proposer l'introduction de cette version.

- **Le lissage progressif, sur 4 ans, des grilles historiques des tarifs jaune et vert avant leur suppression** : la réduction des hausses les plus marquées de facture qui serait permise par l'introduction des versions au tarif TE n'empêche cependant pas des occurrences de hausse importante de facture pour certains sites au profil de consommation très spécifique. Afin de ne pas exposer les consommateurs à des changements brusques de facture, la CRE proposait dans sa consultation de procéder à une évolution de structure lissée sur 4 ans des grilles historiques.

Méthode proposée par la CRE en consultation

Dans le cadre de l'introduction de nouvelles versions du tarif TE, la CRE fixera les abonnements de ces versions au même niveau que celles du tarif historique, et assurera la péréquation à la maille de la catégorie tarifaire (tarif « Vert ») de chaque ZNI en appliquant une hausse ou une baisse pour chaque version à tous les prix du kWh (c'est-à-dire une translation d'un même montant en €/MWh pour chaque poste horosaisonnier).

S'agissant du lissage progressif, la CRE propose d'augmenter progressivement les coefficients des postes horosaisonniers des tarifs historiques qui sont très éloignés de ceux du tarif TE (par exemple les coefficients de saison basse en Corse, qui comprennent des mois de saison haute du tarif TE) et de lisser les coefficients de puissance réduite de ces postes horosaisonniers. Ce mécanisme de lissage permet de cibler plus spécifiquement les factures des consommateurs percevant les plus fortes hausses en passant au tarif TE.

Retour des acteurs à la consultation publique

Les répondants sont tous les deux favorables à la suppression à terme des options historiques des tarifs « Jaunes » et « Verts » afin de mieux refléter les besoins des systèmes électriques insulaires. La FNCCR souligne également que cette mesure permettra une simplification du cadre tarifaire.

Afin d'accompagner cette suppression, les acteurs sont favorables à l'introduction de versions dans les tarifs Verts TE. EDF estime notamment que cette introduction fluidifie la transition des clients historiques vers le tarif TE sans pénaliser les clients ayant déjà souscrit le tarif TE. La CRE précisera au 1^{er} août 2027, pour chaque territoire, dans quelle version du tarif TE sont basculés les consommateurs souscrivant déjà au tarif TE.

La FNCCR souligne la nécessité d'accompagnement et de pédagogie auprès des clients afin de garantir la lisibilité des signaux pour les consommateurs concernés.

Enfin, concernant le lissage proposé par la CRE, les acteurs s'y sont également montré favorables, tant sur le principe que sur la méthode proposée par la CRE dans sa consultation.

Proposition de la CRE

Afin d'accompagner progressivement la suppression des options historiques des tarifs Jaunes et Verts, la CRE propose (i) d'introduire des versions pour les tarifs Verts TE au 1^{er} août 2027, et (ii) de lisser les options historiques des tarifs « Jaune » et « Verts » à partir du 1^{er} août 2026, selon la méthode présentée en consultation et rappelée supra.

2.2.3.3. Accompagnement tarifaire des clients concernés par la réforme

Contenu de la consultation publique

La CRE a identifié dans sa consultation un besoin important d'accompagnement des consommateurs dans le cadre de la suppression à venir du tarif historique ainsi que des évolutions de grilles envisagées. Parmi les mesures suivantes :

- La CRE considère que la mise en place du versionnage des tarifs TE est un moment propice pour questionner la version choisie par chaque consommateur. Les consommateurs devront être accompagnés par EDF SEI dans ce choix. De plus, EDF SEI devra également accompagner les consommateurs pour leur indiquer le moment opportun de bascule au tarif TE ;
- La CRE considère que les évolutions tarifaires envisagées ici constituent une occasion pour conseiller les consommateurs sur leur puissance souscrite. Au-delà de leur permettre de réduire leurs factures, cette réduction de puissance au plus proche des usages permet au gestionnaire de réseau de dimensionner au mieux le parc de production nécessaire au passage de la pointe du soir par exemple ;
- Au-delà du conseil tarifaire, la CRE considère que les évolutions tarifaires proposées sont l'occasion d'analyser les principaux postes de consommation et les meilleures actions de maîtrise de la demande à mettre en place. Cet accompagnement pourrait être réalisé par le biais des cadres de compensation mis en place par les comités MDE.

Retour des acteurs à la consultation publique

Les répondants partagent l'analyse de la CRE quant au rôle de l'accompagnement tarifaire dans le cadre de cette réforme. EDF réalise déjà des bilans basés sur le profil de consommation des clients, à leur demande. Pour accompagner les évolutions de TRVE ZNI, EDF propose de réaliser ces bilans de manière proactive, pour les tarifs Vert, Jaune et Bleu+. L'analyse de ces bilans permettra d'orienter le client vers l'offre, la version et la puissance souscrite adaptées à son besoin. EDF prévoit également d'enrichir les éléments fournis au client à cette occasion.

EDF SEI estime également que les cadres MDE représentent un levier essentiel qui doit être maintenu voire intensifié afin d'accompagner les clients vers des équipements plus sobres en énergie. En complément, EDF propose l'élargissement des cadres de compensation à des actions permettant de financer des équipements pilotables, asservis au signal tarifaire, qui permettraient un déplacement de consommation en période d'heures creuses électriques et qui viendraient diminuer les charges de SPE. Ces actions devront être regardées dans le cadre de la mise à jour des cadres MDE.

La FNCCR souligne quant à elle le rôle que peuvent jouer les économes de flux (expert en économie d'énergie) pour accompagner et conseiller au mieux les communes et collectivités territoriales.

Proposition de la CRE

La CRE demande à EDF de mettre en place, dès le 1^{er} février 2027, les actions qui permettraient d'éclairer les consommateurs aux tarifs « Jaunes » et « Verts » historiques sur le choix de leur version, le moment de bascule au tarif TE, leur puissance souscrite et un éventuel accompagnement dans le cadre de la MDE.

2.2.3.4. Déplacement des heures creuses sur les plages méridiennes pour les clients de haut de portefeuille**Contenu de la consultation publique**

La plupart des tarifs de haut de portefeuille que la CRE souhaite conserver à terme disposent d'heures creuses (tarifs Bleus + HP/HC, tarifs Jaunes TE et Verts TE). Ces heures creuses sont aujourd'hui uniquement nocturnes. La CRE considère, à terme, qu'il pourrait être bénéfique de déplacer certaines heures creuses de ces consommateurs pendant les heures méridiennes, de forte production solaire. Ce sujet sera traité en 2027 lors de la fixation des cibles de trajectoire du nombre de bascules des heures creuses en ZNI évoquée dans la délibération de la CRE 27 janvier 2026 portant décision sur le niveau de dotation d'EDF SEI au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour les années 2026 à 2029. Si les heures creuses du TURPE venaient à être progressivement modifiées, les heures creuses du TRVE changeraient également puisque ces dernières sont alignées.

Retour des acteurs à la consultation publique

Les répondants sont favorables au déplacement des heures creuses sur le haut de portefeuille en ZNI. EDF SEI y est favorable sous condition qu'il reste des gains économiques suite au déplacement des heures creuses sur le bas de portefeuille. Au contraire, la FNCCR estime que l'effort de déplacement des heures creuses doit être identique entre le bas de portefeuille et le haut de portefeuille.

EDF SEI estime qu'il existe des possibilités de décalage de consommation sur le haut de portefeuille, mêmes si les gains de flexibilité sont hétérogènes et moins simples à mobiliser que sur le segment résidentiel, avec notamment pour le tertiaire la gestion thermique (climatisation, eau chaude sanitaire), pour l'industrie certains processus discontinus et programmables pourraient être déplacés (pompage de l'eau, procédés mécaniques etc). Le chargement des véhicules électriques sera également un levier futur de déplacement de consommation.

Les deux acteurs estiment qu'il est nécessaire de mener des études complémentaires (expérimentation équivalente à celle menée chez les résidentiels pour EDF SEI) avant d'initier le déplacement des heures creuses.

Proposition de la CRE

Compte tenu du retour des acteurs et des incertitudes encore existantes sur les gains résiduels de déplacement des heures creuses et les effets de la réforme initiée sur le déplacement des heures creuses des clients résidentiels, la CRE propose dans un premier temps d'évaluer avec EDF SEI les gains système restant à mobiliser.

Comme indiqué dans la délibération du 27 janvier 2026 portant sur le FPE 2026-2029¹⁰, EDF SEI doit rendre au plus tard le 28 février 2027 ses conclusions des travaux sur les heures creuses solaires. Ces conclusions doivent aborder l'intérêt de déplacer des heures creuses des clients de haut de portefeuille en après-midi. Dans l'éventualité où il resterait un gain pour le système à décaler davantage de consommation pendant les heures méridiennes après la réforme des heures creuses pour le bas de portefeuille, la CRE demanderait à EDF SEI de déplacer des heures creuses de ces consommateurs vers des heures méridiennes. Dans ce cas, la CRE évaluerait alors la pertinence de mettre à jour la structure des tarifs du haut de portefeuille afin :

- d'intégrer éventuellement des heures creuses pour les tarifs n'en disposant pas : Les tarifs Bleus + TE et les tarifs TE « Jaunes » et « Verts » de Corse et de la Réunion pendant la saison basse envoient uniquement des signaux de pointe. Les systèmes d'information de EDF SEI ne permettent pas d'intégrer des heures creuses dans ces tarifs de manière immédiate. Des

¹⁰ Délibération du 27 janvier 2026 portant décision sur le niveau de dotation d'EDF SEI au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour les années 2026 à 2029.

développements de ces systèmes pourraient permettre à terme de faire évoluer ces tarifs. Tant que ces développements ne sont pas effectués, la CRE n'envisage pas d'ajouter des heures creuses dans ces tarifs.

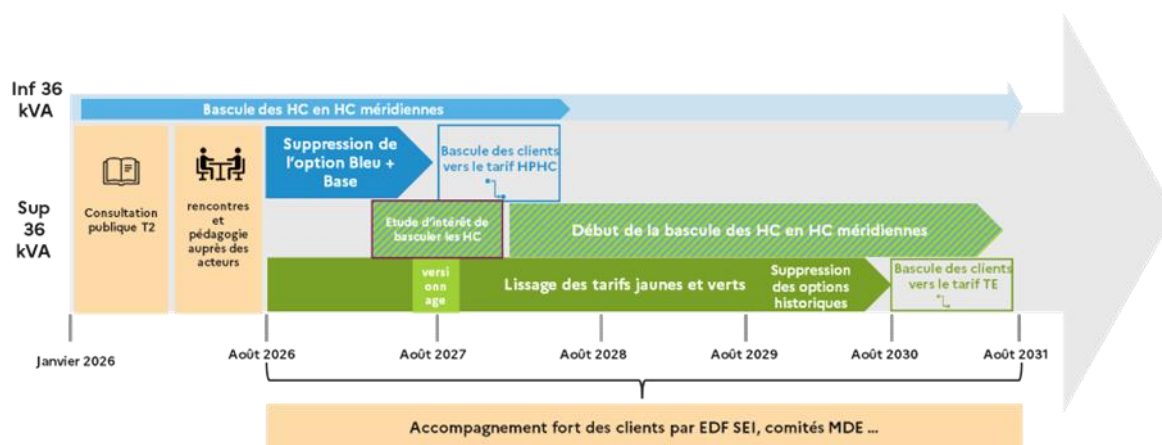
- d'augmenter éventuellement l'écart, à facture moyenne constante, entre les prix du kWh des heures pleines et des heures creuses.

Ces évolutions s'effectueront dans le respect de la péréquation tarifaire, c'est-à-dire en s'assurant que le niveau moyen des tarifs reste inchangé à consommation inchangée des clients de haut de portefeuille.

2.2.3.5. Calendrier de mise en œuvre de la réforme

La synthèse des jalons proposés par la CRE pour les consommateurs haut de portefeuille est présentée dans le graphique ci-dessous :

Figure 4 : Jalons des évolutions envisagées par la CRE pour la généralisation du tarif TE



2.3. Rémanence d'octroi de mer

L'octroi de mer est une imposition spécifique des départements d'Outre-mer (en Guadeloupe, Guyane, Martinique, Mayotte et La Réunion). L'octroi de mer régional a les mêmes caractéristiques que l'octroi de mer. Ces taxes sont applicables sur les importations de biens et les livraisons de biens produits localement.

La rémanence d'octroi de mer couvre les montants d'octroi de mer et d'octroi de mer régional du producteur historique qui ne lui ont pas été remboursés par ailleurs. Depuis août 2021, la majoration tarifaire liée à la rémanence d'octroi de mer évolue en même temps que les mouvements tarifaires afin de limiter les variations de rémanence d'une année à l'autre, au bénéfice des consommateurs.

Pour août 2026, à la Réunion et à Mayotte, les dépenses d'octroi de mer du semestre à recouvrer sont en baisse par rapport aux semestres précédents. A la Martinique, les dépenses d'octroi de mer sont en forte hausse. Il s'agit de montants exceptionnels liés au rattrapage de la période 2022-2024. Dans ces deux cas, les services appliquent un lissage de la ROM en appliquant des limites de variation à la ROM des tarifs Bleus à +/- 2 €/MWh.

	Guadeloupe	Martinique	Réunion	Guyane	Mayotte
Majoration liée à la rémanence d'octroi de mer à appliquer aux tarifs Bleus (€/MWh)	5,4	6,0	12,9	-	2,7
Evolution HT des tarifs Bleus + induite par l'évolution de la rémanence d'octroi de mer (% HT)	+1,1 %	+1,1 %	-1,1 %	-	- 0,9 %
Majoration liée à la rémanence d'octroi de mer à appliquer aux tarifs Verts (€/MWh)	4,9	5,5	11,7	-	2,5
Evolution HT des tarifs Verts induite par l'évolution de la rémanence d'octroi de mer (% HT)	+1,2 %	+1,3 %	-1,4 %	-	-1,1 %

Proposition de la CRE

La CRE propose une hausse du niveau moyen des TRVE bleus de + 3,10 % HT (soit + 5,05 €/MWh) par rapport aux TRVE en vigueur et qui se décompose en :

- + 3,12 % HT soit + 5,08 €/MWh HT, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- + 2,93 % HT soit + 4,74 €/MWh HT, pour les tarifs bleus professionnels.

Les propositions intègrent l'évolution des coûts d'acheminements, des coûts liés à l'entrée en vigueur du nouveau mécanisme de capacité, des coûts de commercialisation et de la mise à jour mécanique de la rémunération normale.

La CRE propose également que les tarifs réglementés de vente dans les ZNI évoluent comme suit (hors rémanence d'octroi de mer) par rapport aux tarifs en vigueur :

- + 3,12 % HT soit + 5,08 €/MWh HT, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- + 2,93 % HT soit + 4,74 €/MWh HT, pour les tarifs bleus professionnels.
- + 3,04 % HT pour les TRVE jaunes/bleus + ;
- + 3,05 % HT pour les TRVE verts.

La CRE propose les barèmes de prix, figurant en annexe B de la présente délibération, applicables respectivement aux clients résidentiels et 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} août 2026.

Afin de favoriser le développement de la flexibilité, la CRE propose d'ouvrir l'option HP/HC aux clients souscrivant à une puissance de 3 kVA à compter du 1^{er} août 2026. A partir du 1^{er} août 2026, la CRE propose également des abonnements différents pour les puissances souscrites de 24 kVA et de 30 kVA à l'option TEMPO du tarif bleu résidentiel.

Enfin, afin que les signaux tarifaires dans les ZNI permettent d'accompagner la transition énergétique des territoires, la CRE propose, pour les territoires de La Réunion, de Guadeloupe, de Guyane et de Martinique, la suppression de l'option historique « Base » des tarifs « Bleus + », hors dispositif de comptage inadapté au 1^{er} août 2026. Elle propose également, afin d'accompagner progressivement la suppression des options historiques des tarifs Jaunes et Verts, (i) d'introduire des versions pour les tarifs Verts TE au 1^{er} août 2027, et (ii) de lisser les options historiques des tarifs « Jaune » et « Verts » à partir du 1^{er} août 2026.

Cette délibération portant proposition des TRVE sera publiée sur le site internet de la CRE et transmise aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie, conformément aux dispositions de l'article L. 337-4 du code de l'énergie.

Délibéré à Paris, le 15 juillet 2026.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON