

CONSULTATION PUBLIQUE N°2024-10

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) consulte les acteurs de marché.

Consultation publique du 10 juillet 2024 relative aux évolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité

Contexte et objet de la consultation publique

La méthode actuelle d'élaboration des tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) a été mise en place par la CRE en 2016 après une consultation publique. Depuis, la CRE lui a apporté plusieurs modifications, également après consultation de l'ensemble des acteurs.

Les futures évolutions des TRVE s'inscriront dans un contexte de transformation des fondamentaux économiques du système électrique français (électrification des usages, développement des ENR, besoin croissant de flexibilité, fin de l'ARENH le 31 décembre 2025...). Dans ce contexte, la CRE consulte les acteurs sur les évolutions à apporter à la méthodologie d'élaboration des TRVE. La présente consultation publique porte également sur la mise en œuvre de l'extension des TRVE aux consommateurs résidentiels, TPE et petites collectivités ayant une puissance souscrite supérieure à 36 kilovoltampères (kVA) au 1^{er} février 2025.

Le premier volet de la consultation relève de l'évolution des signaux tarifaires envoyés par le TRVE aux consommateurs du bas de portefeuille. En raison de l'électrification des usages et du développement des énergies renouvelables, les besoins de flexibilité du système électrique français sont amenés à croître fortement. L'adaptation des signaux tarifaires dans les TRVE est un moyen efficace et décarboné pour répondre à ce nouvel enjeu tout en permettant aux consommateurs de réduire leur facture. La CRE identifie plusieurs leviers pour mieux mobiliser la flexibilité des consommateurs dans le cadre des TRVE :

- des évolutions méthodologiques de construction des TRVE visant à conserver l'attractivité de l'option Heures Pleines / Heures Creuses par rapport à l'option Base. Cette solution est complémentaire au chantier de placement des Heures Creuses que la CRE mène en parallèle ;
- une suppression de l'option Base pour les puissances souscrites allant de 18 à 36 kVA, pour lesquelles l'option est déjà en extinction, et une mise en extinction de l'option Base pour les puissances allant de 9 à 15 kVA. Ces évolutions ont vocation à inciter les consommateurs à adapter leur consommation à un signal tarifaire ;
- l'expérimentation d'une nouvelle option au sein des TRVE pour les consommateurs de puissance souscrite 3 et 6 kVA, pouvant mener à terme à une évolution de l'option Base.

Le deuxième volet répond à l'extension des tarifs réglementés de vente aux consommateurs de puissance souscrite supérieure à 36 kVA à compter du 1^{er} février 2025. La loi n° 2024-330 du 11 avril 2024 élargit l'éligibilité des TRVE en supprimant le plafond de 36 kVA pour la puissance souscrite des sites. Dans sa délibération du 3 mai 2024, la CRE a précisé la méthode retenue pour calculer le complément d'approvisionnement au marché de ces nouveaux TRVE.

La présente consultation porte sur la méthode de construction des autres briques de l'empilement de ces nouveaux TRVE (coûts commerciaux, TURPE, capacité, risques...) et le choix de la courbe de consommation de référence et des signaux temporels transmis.

Consultation publique n°2024-10

10 juillet 2024

Enfin, le troisième volet de cette consultation se rapporte à la méthodologie de calcul de certaines briques de coûts et de risques des TRVE, comme annoncé par la CRE dans sa délibération du 13 décembre 2023 sur la stratégie d’approvisionnement des TRVE à partir de 2026. La CRE saisit l’opportunité de cette consultation pour envisager certaines évolutions de méthode de calcul de ces briques.

A l’issue de la présente consultation publique, la CRE a l’intention de prendre une délibération au quatrième trimestre 2024 qui sera applicable pour certaines dispositions dès le mouvement des TRVE de début d’année 2025.

Paris, le 10 juillet 2024.

Pour la Commission de régulation de l’énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 27 septembre 2024, en saisissant leur contribution sur la plateforme mise en place par la CRE : <https://consultations.cre.fr>.

Dans un souci de transparence, les contributions feront l’objet d’une publication par la CRE.

Si votre contribution comporte des éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité, une version occultant ces éléments devra également être transmise. Dans ce cas, seule cette version fera l’objet d’une publication. La CRE se réserve le droit de publier des éléments qui pourraient s’avérer essentiels à l’information de l’ensemble des acteurs, sous réserve qu’ils ne relèvent pas de secrets protégés par la loi.

En l’absence de version occultée, la version intégrale est publiée, sous réserve des informations relevant de secrets protégés par la loi.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions en argumentant leurs réponses.

Sommaire

1. Liste des questions	5
2. Méthode de construction des TRVE.....	6
2.1. Contexte de la délibération	6
2.1.1. Cadre juridique applicable aux tarifs réglementés de vente d'électricité.....	6
2.1.2. Contexte et objet de la consultation.....	7
3. Evolution des signaux tarifaires envoyés aux consommateurs	7
3.1. Constats.....	7
3.2. Conserver l'attractivité de l'option HPHC	10
3.2.1. Evolution tarifaire par homothétie.....	11
3.2.2. Méthode « d'empilement par option cible ».....	11
3.2.3. Méthode de construction par fixation d'un "ratio d'équilibre cible"	12
3.2.4. Proposition de la CRE	13
3.3. Cas de l'option Tempo	13
3.4. Adapter l'option Base	14
3.4.1. Evolution des options à destination des consommateurs Base résidentiels de puissance souscrite 18-36 kVA	14
3.4.2. Evolutions des options à destination des consommateurs Base résidentiels de puissance souscrite 9-15 kVA	15
3.4.3. Expérimentation d'une nouvelle option pour préparer une évolution de l'option Base.....	15
4. Méthode de construction des TRVE pour les sites souscrivant des puissances supérieures à 36 kVA	16
4.1. Contexte.....	16
4.2. Choix des profils et des postes horosaisonniers	17
4.2.1. Choix des profils	17
4.2.2. Choix des postes horosaisonniers.....	18
4.3. Composantes de coûts de l'empilement tarifaire.....	19
4.3.1. Coûts d'acheminement (TURPE)	19
4.3.2. Coûts de commercialisation	21
4.3.3. Coût du complément d'approvisionnement en capacité au marché	22
5. Autres évolutions concernant la méthode de fixation des tarif réglementés de vente d'électricité	23

5.1. Calendrier du mouvement tarifaire du premier semestre.....	23
5.2. Méthodologie de calcul de certaines briques de coûts et de risques des TRVE.....	23
5.2.1. Frais liés à la participation aux marchés de gros	23
5.2.2. Rémunération de l'activité normale de fourniture.....	26
5.3. Evolutions techniques sur la construction des autres briques du TRVE	27
5.3.1. Risque thermosensibilité	27
5.3.2. Coût des écarts	28
5.3.3. Référence utilisée pour le coût des CEE	29

1. Liste des questions

Question 1 Avez-vous des remarques sur la méthode de calcul « d'empilement par option cible » envisagée par la CRE ?

Question 2 Avez-vous des remarques sur la méthode de construction des tarifs par fixation d'un « ratio d'équilibre cible » envisagée par la CRE ?

Question 3

A- Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir la méthode par homothétie pour les tarifs Base et HPHC en 2025 ?

B- Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE d'employer la méthode d'empilement par option cible à partir de l'année 2026 ?

Question 4 Partagez-vous l'analyse de la CRE qu'il est nécessaire de faire évoluer de manière progressive le niveau de l'option Tempo, et ceci dès 2025 ?

Question 5 Êtes-vous favorable à la suppression de l'option Base du TRVE pour les clients résidentiels de puissance souscrite allant de 18 kVA à 36 kVA à partir du mouvement tarifaire de février 2026 ?

Question 6 En tant que fournisseur alternatif, quels impacts cette évolution aurait-elle sur vous ? En particulier, prévoyez-vous de conserver l'option Base pour les consommateurs de puissance souscrite 18-36 kVA ?

Question 7 Êtes-vous favorable à la mise en extinction de l'option Base du TRVE pour les clients résidentiels de puissance souscrite allant de 9 kVA à 15 kVA, à partir du mouvement tarifaire de février 2025 ?

Question 8 Que pensez-vous de faire un bilan de la mise en extinction de l'option Base des TRVE pour les puissances souscrites 9-15 kVA d'ici 3 ans, dans la perspective d'une éventuelle suppression dans 4 à 5 ans ?

Question 9 En tant que fournisseur alternatif, quels impacts cette évolution aurait-elle sur vous ? En particulier, prévoyez-vous conserver l'option Base pour les nouveaux consommateurs de puissance souscrite 9-15 kVA ?

Question 10 Êtes-vous favorable à l'expérimentation, au sein des TRVE, d'une offre proposant un tarif plus bas toutes les heures de l'année, sauf pendant les périodes les plus tendues du système électrique (quelques heures en journée le matin et le soir, pendant les mois d'hiver), avec éventuellement des heures super creuses la nuit et le week-end ?

Question 11 Voyez-vous d'autres évolutions permettant de mobiliser la flexibilité des petits consommateurs du secteur résidentiel ?

Question 12 Si les résultats de l'expérimentation de la nouvelle option proposée par la CRE sont concluants, êtes-vous favorable à une éventuelle évolution de l'option Base vers cette option ?

Question 13 Êtes-vous favorable à l'utilisation des profils ENT1 et ENT3 pour la construction des TRVE sup 36 kVA pour l'année 2025 ?

Question 14 Êtes-vous favorable à l'utilisation d'un profil dont les caractéristiques seront publiées, construit en utilisant les consommations du portefeuille des consommateurs souscrivant aux TRVE sup 36 kVA à partir de l'année 2026 ? Ou préférez-vous l'utilisation d'un profil dont les caractéristiques seront publiées, construit à partir d'une agrégation de courbes de charges transmises par les gestionnaires de réseaux ou par les fournisseurs ?

Question 15 Êtes-vous favorable aux postes horosaisonniers envisagés par la CRE pour les tarifs en basse tension sup 36 kVA ?

Question 16 Êtes-vous favorable aux postes horosaisonniers envisagés par la CRE pour les tarifs haute tension ?

Question 17 Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE d'employer une méthode de calcul identique pour les TRVE sup 36kVA et inf 36kVA à l'exception des composantes suivantes : coûts d'acheminement, coûts de commercialisation, coût du complément d'approvisionnement en capacité au marché ?

Question 18 Êtes-vous favorable aux modalités de prise en compte des coûts d'acheminement dans les TRVE supérieurs à 36 kVA envisagés par la CRE ?

Question 19 Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de retenir comme référence de coûts commerciaux des TRVE sup 36 kVA, pour l'année 2025, les coûts de commercialisation des TRVE bleus non résidentiels ?

- Question 20** Êtes-vous favorable à la période de lissage envisagée par la CRE pour le coût du complément d’approvisionnement en capacité au marché ?
- Question 21** Êtes-vous favorable à une date d’évolution des TRVE au 1er janvier de chaque année dans le cadre de la fin de l’ARENH ? Si oui, êtes-vous favorable à une modification de la date d’évolution dès le mouvement tarifaire de janvier 2026 ?
- Question 22** Que pensez-vous de la proposition de la CRE d’inclure une brique supplémentaire liée à l’exposition des fournisseurs alternatifs au spread *bid-ask* lors de la participation aux marchés de gros ?
- Question 23** La méthode de prise en compte de l’exposition au spread *bid-ask* proposée par la CRE vous semble-t-elle refléter les coûts portés par les fournisseurs répliquant le TRVE ? Quel niveau du paramètre X vous semble adapté pour refléter les coûts supportés par les fournisseurs répliquant le TRVE ? Quelle méthode alternative proposeriez-vous ?
- Question 24** Si vous êtes un fournisseur alternatif ou un agrégateur agissant pour le compte d’un fournisseur alternatif, retranscrivez-vous ces frais dans vos offres de fourniture ? Si oui, par quelle méthode ?
- Question 25** Si vous êtes un fournisseur d’électricité, quelle structure de marge adoptez-vous pour couvrir les risques quantifiables et non quantifiables pesant sur votre activité ?
- Question 26** Quel serait selon vous le niveau de couverture des risques à intégrer dans la rémunération normale des TRVE applicable en 2026 ?
- Question 27** A l’issue de la crise énergétique considérez-vous que la modélisation du risque thermosensibilité de la CRE répond toujours correctement aux besoins des fournisseurs, en reflétant fidèlement les surcoûts supportés ? Dans le cas contraire, quelles propositions d’évolution de la modélisation des surcoûts liés au risque thermosensibilité à intégrer au TRVE feriez-vous ?
- Question 28** Êtes-vous favorable à l’évolution de la définition du coût des écarts proposée par la CRE ?
- Question 29** Quel niveau du paramètre X proposeriez-vous afin de refléter au mieux les coûts supportés par un fournisseur alternatif répliquant la méthode d’approvisionnement du TRVE ?
- Question 30**
- A- Quelle référence de prix des CEE vous semble la plus adaptée pour une construction transparente et contestable des coûts commerciaux inclus dans les TRVE ?
 - B- Quelles seraient les méthodes de calcul à appliquer à cette référence, en particulier s’agissant de la durée de lissage et des produits considérés ?

2. Méthode de construction des TRVE

2.1. Contexte de la délibération

2.1.1. Cadre juridique applicable aux tarifs réglementés de vente d’électricité

En application de l’article L. 337-6 du code de l’énergie, « *les tarifs réglementés de vente d’électricité sont établis par addition du prix d’accès régulé à l’électricité nucléaire historique, du coût du complément d’approvisionnement au prix de marché, de 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 tenant compte, le cas échéant, de l’atteinte du plafond mentionné au deuxième alinéa de l’article L. 336-2.* »

Les dispositions des articles R. 337-18 à R. 337-24 du code de l’énergie précisent la méthode de construction des TRVE en niveau et en structure. En application de l’article L. 337-4 du code de l’énergie, la CRE propose, depuis le 8 décembre 2015, aux ministres chargés de l’énergie et de l’économie les tarifs réglementés de vente de l’électricité.

La méthode actuelle d’élaboration des tarifs réglementés de vente d’électricité (TRVE) a été mise en place par la CRE en 2016 après une consultation publique. Depuis, la CRE lui a apporté plusieurs modifications, également après consultation de l’ensemble des acteurs. La dernière délibération de la

CRE, portant sur le mouvement de février 2024¹, a été prise après une consultation publique menée en novembre et décembre 2023².

2.1.2. Contexte et objet de la consultation

La présente consultation publique comporte trois volets.

Le premier axe de la consultation porte sur l'évolution des signaux tarifaires envoyés par le TRVE aux consommateurs du bas de portefeuille. L'électrification des usages et le développement des énergies renouvelables augmenteront la valeur de la flexibilité de la consommation. Cette dernière, mobilisée via des signaux tarifaires renvoyés aux consommateurs, permet de réduire la consommation pendant les périodes les plus tendues pour le système électrique et d'éviter de construire de nouveaux moyens de production. L'envoi de signaux tarifaires incite les consommateurs à décaler une part de leur consommation et leur permet de réduire leur facture.

La CRE consulte les acteurs sur :

- des évolutions méthodologiques de construction des TRVE visant à conserver l'attractivité de l'option HPHC par rapport à l'option Base. L'importance du maintien de l'attractivité de l'option HPHC par rapport à l'option Base a été soulignée plusieurs fois par la CRE dans ses consultations publiques, la dernière étant la consultation n°2023-11 pour l'année 2024,
- des évolutions de l'option Base des TRVE visant à supprimer l'option Base pour les puissances souscrites allant de 18 à 36 kVA, à mettre en extinction pour les 9 à 15 kVA, et à expérimenter une nouvelle option pour les 3 à 6 kVA pouvant mener, à terme, à une évolution de la Base. Ces évolutions permettront de développer une flexibilité (décalage d'usages ou réduction de la consommation) qui n'existe pas actuellement, et de s'assurer que les nouveaux usages qui peuvent être pilotés le seront bien, comme la recharge des véhicules électriques.

Le deuxième axe fait suite à l'extension des TRVE aux consommateurs de puissance souscrite supérieure à 36 kVA à compter du 1^{er} février 2025. La loi n° 2024-330 du 11 avril 2024 élargit en effet l'éligibilité des TRVE en supprimant le plafond de 36 kVA pour la puissance souscrite des sites. En pratique, cette évolution concerne principalement les très petites entreprises et les petites collectivités, mais aussi certains consommateurs résidentiels. Dans sa délibération du 3 mai 2024³, la CRE a précisé la méthode retenue pour calculer le complément d'approvisionnement au marché de ces nouveaux TRVE. La méthode de construction des autres briques de l'empilement de ces nouveaux TRVE (coûts commerciaux, TURPE, capacité, risques...) et le choix de la courbe de consommation de référence et des signaux temporels transmis doivent encore être définis.

Enfin, le troisième axe concerne la nature et le niveau des briques de coûts des TRVE, en lien en partie avec la fin de l'ARENH en 2026, et en lien avec le risque thermo-sensibilité, le coût des écarts ou le coût des CEE. Cette consultation s'inscrit dans les travaux annoncés par la CRE dans sa délibération portant sur la stratégie d'approvisionnement des TRVE à partir de 2026⁴.

3. Evolution des signaux tarifaires envoyés aux consommateurs

3.1. Constats

La réduction de la consommation sur certaines heures, notamment les heures de pointe, est un levier décarboné et efficace permettant de répondre à l'évolution des usages et du mix énergétique tout en donnant la possibilité aux consommateurs de réduire leur facture.

¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 18 janvier 2024 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité.

² Consultation publique n°2023-11 du 15 novembre 2023 relative au niveau et à la structure des tarifs réglementés de vente d'électricité pour l'année 2024.

³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 mai 2024 portant communication sur la méthode d'approvisionnement des tarifs réglementés de vente d'électricité pour les sites souscrivant des puissances supérieures à 36 kVA.

⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 décembre 2023 portant communication sur la méthode d'approvisionnement des tarifs réglementés de vente d'électricité pour l'année 2026.

Consultation publique n°2024-10

10 juillet 2024

Cette flexibilité de la consommation se mobilise grâce aux signaux de prix envoyés aux consommateurs. Historiquement, pour les consommateurs ayant souscrit une offre TRVE, cette flexibilité est mobilisée à travers deux types de signaux :

- le signal « heures pleines / heures creuses » (HPHC) incite à décaler quotidiennement ses usages. Ce signal permet en particulier d'asservir une grande part des ballons d'eau chaude. De manière plus générale, ce signal permet de développer une flexibilité régulière et prévisible ;
- le signal pointe mobile des offres Tempo et EJP (effacement jour de pointe) incite à décaler ou effacer sa consommation de manière ponctuelle lors des journées les plus tendues sur le système électrique. Ce signal incite les consommateurs à concentrer leurs efforts quelques jours par an, en adaptant fortement leur consommation sur les journées signalées.

La CRE a analysé l'interaction entre ces signaux et le comportement des consommateurs à travers une étude détaillée des courbes de charges des consommateurs par plage de puissance souscrite.

La CRE a concentré ses analyses sur l'évolution des signaux envoyés aux consommateurs du secteur résidentiel aux TRVE. Ces derniers représentent en effet une part importante des sites aux TRVE de puissance souscrite inférieure à 36 kVA : la base de données TRVE compte plus de 20 millions de sites résidentiels, et environ 1,4 millions de sites professionnels.

Le tableau ci-après montre qu'une majorité des consommateurs aux TRVE souscrivent actuellement une offre Base (c'est également le cas pour les offres de marché). L'option HPHC est également fortement souscrite, en lien avec le taux d'équipement en ballons d'eau chaude.

Option TRVE	Base	HPHC	Tempo	EJP ⁵
Nombre de clients en 2023 (toutes puissances confondues)	Plus de 10 millions	Environ 9 millions	0,6 million	0,3 million

L'analyse statistique des courbes de charge montre qu'une part importante du gisement actuel de flexibilité (à titre d'exemple, la mise en route des ballons d'eau chaude peut représenter en théorie jusqu'à 10 GW à minuit d'après le Bilan prévisionnel 2023 de RTE, et 66% des utilisateurs de véhicules électriques rechargent la nuit selon un sondage mené par Enedis en juin 2023⁶ ; d'autres usages sont également concernés, comme les appareils ménagers) est aujourd'hui capté, notamment grâce à l'option HPHC qui remplit donc bien son objectif. Pour l'avenir, il conviendra de mobiliser correctement le nouveau gisement lié aux véhicules électriques. L'analyse des comportements des premiers consommateurs possédant un véhicule électrique montre que la recharge d'une partie des véhicules électriques est bien pilotée.

⁵ Tarif en extinction depuis 1998

⁶ Enquête comportementale auprès des utilisateurs de véhicules électriques – Septembre 2023. <https://www.enedis.fr/sites/default/files/documents/pdf/utilisation-et-recharge-enquete-comportementale-aupres-des-utilisateurs-de-vehicules-electriques-septembre-2023.pdf>

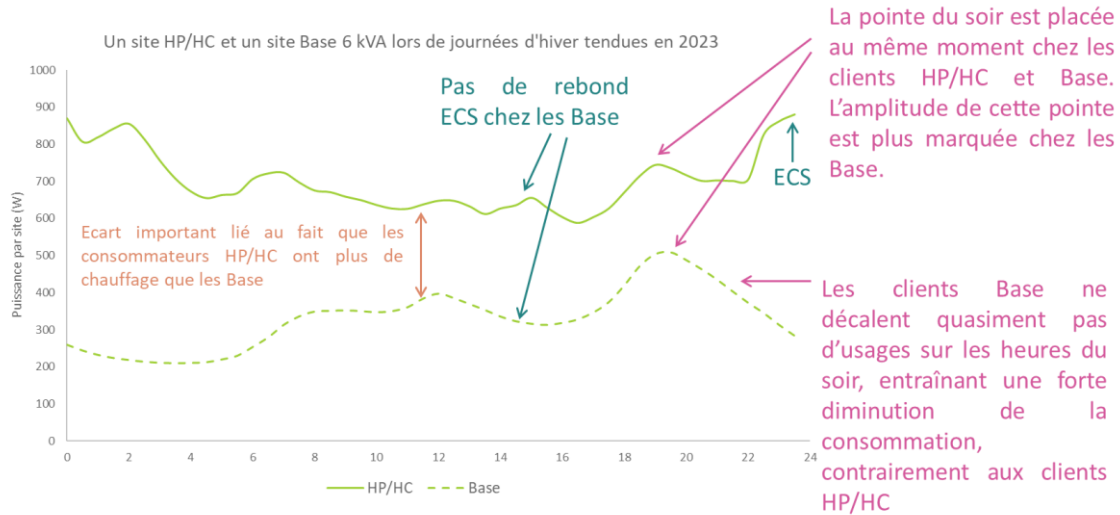
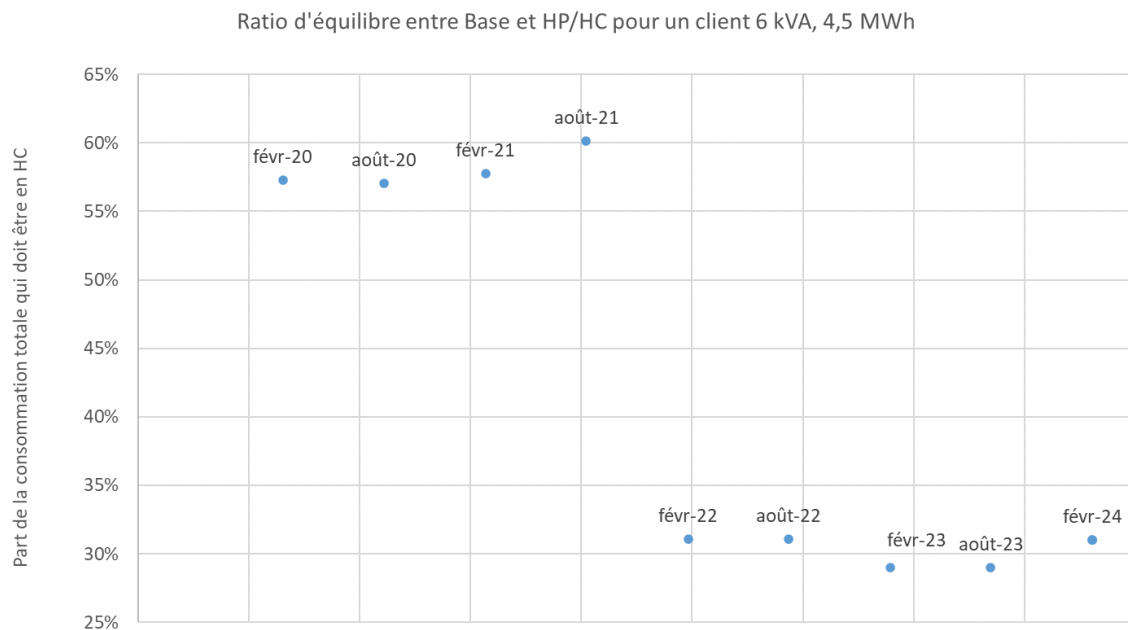


Figure 1 Analyse comparée des courbes de charges moyennes lors de journées d'hiver de 2023 d'un site HP/HC 6 kVA et Base 6 kVA (corrigees de l'aléa climatique). Données : Open data d'Enedis

Il est donc essentiel de travailler au maintien dans le temps de l'attractivité de l'option HP/HC et des signaux qu'elle renvoie, pour conserver le gisement de flexibilité actuellement mobilisé.

Pour que l'option HP/HC reste attractive par rapport à l'option Base, il faut que le ratio d'équilibre, qui correspond à la part de la consommation placée sur les heures creuses à partir de laquelle le tarif HP/HC devient plus intéressant que le tarif Base, soit suffisamment bas. La méthode d'empilement des coûts appliquée séparément à chaque option tarifaire ne permet pas d'assurer la stabilité à un niveau satisfaisant de ce ratio d'équilibre. La CRE a ainsi choisi en 2023 de figer ce ratio autour d'environ 30% alors que l'empilement des coûts aurait entraîné une augmentation de ce ratio. Depuis, elle applique à chaque mouvement tarifaire une évolution en homothétie, qui permet de conserver ce ratio et d'éviter l'érosion de l'option HP/HC. La CRE estime néanmoins que l'homothétie ne pourra pas être reconduite systématiquement car sa structure ne s'adapte pas suffisamment à l'évolution des fondamentaux économiques et à la consommation effective des consommateurs Base et HP/HC. La CRE a donc travaillé sur des évolutions méthodologiques de la construction des TRVE et souhaite interroger les acteurs sur les améliorations envisagées. Ces évolutions sont traitées en partie 3.2.



Les analyses des comportements des consommateurs ont également montré qu'il existait un gisement de flexibilité chez les consommateurs Base (~ plus de 1 GW hors ECS), qu'il sera

intéressant de mobiliser avec l'augmentation à venir de la pénétration des renouvelables et des véhicules électriques. La mobilisation de ce gisement nécessite néanmoins des efforts plus ou moins importants, en fonction de la taille du site de consommation :

- une grande partie des consommateurs actuellement en Base, en particulier ceux souscrivant des puissances importantes, seraient en mesure de répondre facilement à un signal tarifaire HPHC et en conséquence de réduire le montant de leur facture ;
- en revanche, les consommateurs Base avec les plus petites puissances (3-6 kVA) n'ont pas cette capacité.

La CRE a étudié différentes solutions permettant aux consommateurs de souscrire l'option la plus adaptée à leurs usages, et d'optimiser leur consommation lorsque cela est possible. La CRE souhaite interroger les acteurs de marché sur l'opportunité d'adapter les options proposées dans les TRVE. Ces évolutions sont traitées en partie 3.4.

3.2. Conserver l'attractivité de l'option HPHC

Depuis 2016 et la mise en œuvre de la construction des TRVE par empilement des coûts, l'attractivité relative de l'option Heures Pleines Heures Creuses (HPHC) par rapport à l'option Base a progressivement diminué. La part de la consommation devant être placée pendant les Heures Creuses (HC) afin que l'option HPHC soit plus rentable que l'option Base a sensiblement augmenté, passant de 41 % en HC en 2016 à 60 % en 2021.

Le niveau défavorable de ce ratio de consommation n'illustre pas une perte de l'intérêt économique de l'option HPHC pour le système électrique lui-même. Au contraire, la volatilité du signal infra-journalier a démontré qu'il y a bien une valeur à capter la flexibilité, via la diminution ou le décalage de consommation au sein d'une journée.

Ce déficit d'attractivité s'est résorbé en 2022 sous l'effet d'un coût d'approvisionnement des volumes non fournis à l'ARENH très élevé en comparaison au coût d'approvisionnement du ruban lissé sur 24 mois. Cette situation conjoncturelle causée par la crise a permis de fixer un ratio d'équilibre à 31%, qui a perduré en 2023 et 2024 grâce à la méthode d'évolution des TRVE par homothétie mise en œuvre par la CRE.

Les simulations menées par la CRE montrent que le ratio d'équilibre entre HPHC et Base retrouverait son niveau de 2021 dès le mouvement de 2025 si la méthode par empilement des coûts était rétablie. Cette absence d'attractivité de l'offre HPHC sur les grilles résultant de la méthode d'empilement semble principalement être la conséquence de la différence fondamentale de la forme saisonnière des profils utilisés pour chiffrer l'offre HPHC et Base. En effet, pour les petits consommateurs, le profil utilisé pour calculer le prix de l'offre dépend de l'option tarifaire et non du profil correspondant aux usages réels. Or, le profil HPHC est caractérisé par sa forte thermosensibilité (forte consommation en hiver) contrairement au profil Base.

Ainsi, un client Base voulant changer pour une option HPHC se voit affecter un profil thermosensible qui ne correspond pas à ses usages. Inversement, un client HPHC qui choisit une offre base ne « paie » plus sa thermosensibilité.

La CRE estime qu'il est essentiel de préserver le gisement de flexibilité de l'option HPHC en maintenant l'attractivité de cette option vis-à-vis de l'option Base. En outre, les textes donnent à la CRE la compétence de moduler la structure et le niveau des options tarifaires au sein des tarifs bleus. L'article L.337-6 du code de l'énergie prévoit que la CRE peut fixer « *la structure et le niveau de ces tarifs hors taxe [...] de façon à inciter les consommateurs à réduire leur consommation pendant les périodes où la consommation d'ensemble est la plus élevée.* »

La CRE souhaite approfondir les réflexions menées dans le cadre de sa consultation publique n°2022-08⁷ sur le choix sur la méthode de construction des tarifs Base et HPHC pour le maintien de la sécurité d'approvisionnement.

En parallèle de ces réflexions, la CRE mène également un chantier sur le placement des heures creuses dans le cadre de ses travaux sur le « TURPE 7 ». L'optimisation du placement des heures pleines et

⁷ Consultation publique n°2022-08 du 22 septembre 2022 relative aux évolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité

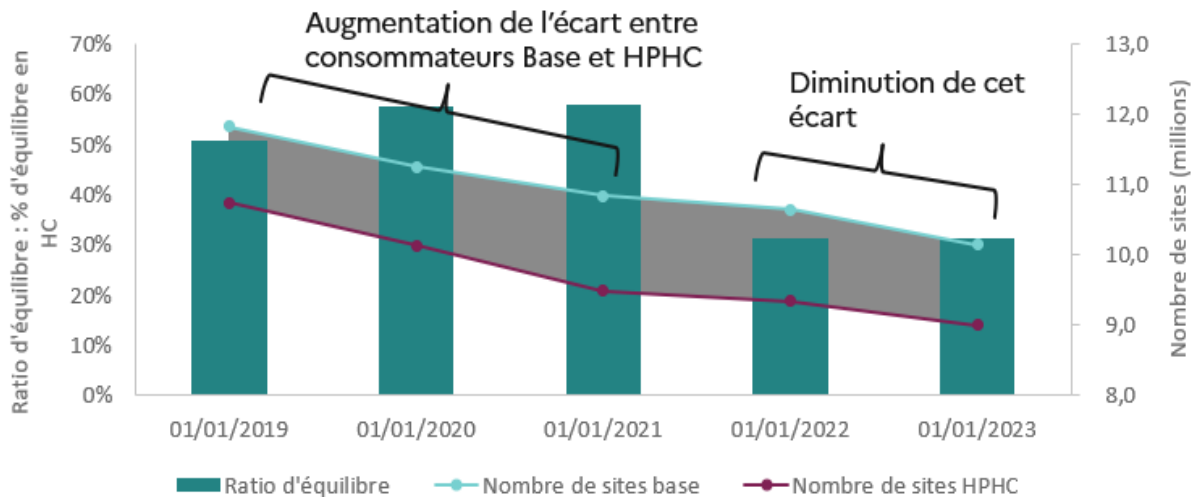
des heures creuses est un moyen complémentaire à celui de la méthode de calcul des TRVE pour renforcer la force du signal HPHC.

3.2.1. Evolution tarifaire par homothétie

Dans sa consultation publique n°2022-08, la CRE avait identifié deux méthodes possibles pour adapter la construction des options tarifaires du TRVE Bleu résidentiel à partir du mouvement tarifaire de février 2023, afin d'assurer de manière durable l'attractivité de l'option HPHC par rapport à l'option Base : une méthode de construction par le moyen d'un « empilement sur option cible », et une méthode de construction dite sur « ratio d'équilibre cible ».

Par ailleurs, la CRE avait retenu à l'issue de la consultation publique une méthode alternative qui consistait à faire évoluer les grilles tarifaires en vigueur en niveau uniquement. Cette méthode simple, dite « par homothétie » présentait exceptionnellement un ratio d'équilibre adéquat pour inciter les consommateurs HPHC à rester dans cette option (31%). Cette méthode s'est avérée efficace à court terme pour limiter l'érosion de l'option HPHC dans les TRVE.

Le graphique ci-après montre que l'écart entre le nombre de consommateurs souscrivant une option Base et HPHC était en hausse jusqu'à 2022. Cet écart se résorbe depuis le maintien d'une structure plus favorable à l'option HPHC.



Données : Open data CRE

La méthode par homothétie comporte toutefois quelques défauts, en particulier celui de faire apparaître une faible différenciation de prix entre heures pleines et heures creuses, de ne pas s'adapter suffisamment à l'évolution de la consommation des clients Base et de maintenir un ratio d'équilibre fixé arbitrairement à celui du S1 2022.

Ainsi, la CRE souhaite explorer des solutions alternatives pour corriger les biais de l'homothétie et inscrire dans le temps la méthode de calcul des TRVE.

3.2.2. Méthode « d'empilement par option cible »

Une méthode envisagée par la CRE consiste à établir une « option cible » à partir de laquelle seraient définis les grilles tarifaires des options Base et HPHC. Pour les besoins de ce calcul, tous les consommateurs des options Base et HPHC du tarif Bleu résidentiel seraient regroupés au sein d'une unique « option cible » et leurs courbes de charge agrégées sur deux postes. Les profils de consommation⁸ mis à disposition par Enedis seraient utilisés pour former le profil « cible », en scindant les profils associés à l'option Base pour former un profil à deux postes, qui sera agrégé au profil à deux

⁸ Les profils de consommation sont définis dans le chapitre F de la section 2 des « règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'équilibre ». Ces profils se décomposent en sous-profils associés chacun aux plages horosaisonnnières de l'option tarifaire considérée.

Consultation publique n°2024-10

10 juillet 2024

postes associé à l'option HPHC, avec une pondération sur les consommations du portefeuille à température normale d'EDF.

L'approvisionnement de ces deux courbes de charges, ou sous-profil, serait ensuite réalisé par empilement des coûts conformément au code de l'énergie et à la méthode par empilement des coûts actuellement utilisée pour construire les TRVE.

Enfin, les niveaux des prix de l'option HPHC seraient alors fixés à l'identique de ceux de « l'option cible » tandis que le niveau des prix de l'option Base serait fixé comme le prix moyen que paieraient les clients actuels de l'option Base du tarif Bleu résidentiel s'ils étaient dans « l'option cible ». L'annexe technique détaille la méthode de construction de cette option cible.

Il est important de préciser que « l'option cible » n'est qu'une étape de calcul. Seules les options Base et HPHC seraient proposées dans les TRVE.

Cette méthode a pour vertu de former des grilles avec une structure semblable à celle résultant de la méthode par l'empilement des coûts par option.

Cette méthode de construction permettrait structurellement de rétablir l'attractivité de l'option HPHC puisque le ratio d'équilibre entre Base et HPHC se situe au niveau moyen de consommation en heures creuses des clients Base (inférieur à 30 % dans la simulation aux conditions de 2025). La proportion de consommateurs HPHC incités financièrement à rester dans l'option HPHC augmenterait significativement : seuls 25 % des clients HPHC ont une incitation à rester dans l'option HPHC lorsqu'elle est construite avec la méthode par empilement, et 76% avec la méthode en vigueur, alors que plus de 90 % des clients HPHC auraient une incitation à rester dans l'option HPHC construite avec la méthode « d'empilement sur option cible ».

Dans cette méthode, par construction, 50% des consommateurs en option Base du TRVE seraient incités à rejoindre l'option HPHC construite sur option cible. En application de la méthode en vigueur, seuls 10% des clients base auraient un intérêt à choisir l'option HPHC.

Le calcul de « l'option cible » serait mis à jour chaque année sur le portefeuille actualisé des consommateurs des options Base et HPHC du tarif Bleu résidentiel. Le ratio d'équilibre s'adapterait donc au fur et à mesure à la consommation moyenne en heures creuses des consommateurs Base restant en portefeuille.

Question 1 Avez-vous des remarques sur la méthode de calcul « d'empilement par option cible » envisagée par la CRE ?

3.2.3. Méthode de construction par fixation d'un "ratio d'équilibre cible"

Une autre méthode envisagée par la CRE consisterait à choisir un taux de consommation minimal devant être placé en HC pour que l'option HPHC soit plus rentable que l'option Base – appelée ratio d'équilibre cible – et de modifier la structure des tarifs Base et HPHC de manière à atteindre ce ratio d'équilibre cible.

Ce ratio d'équilibre cible serait fixé à un niveau permettant qu'une très grande majorité des consommateurs HPHC soient incités à rester dans cette option. A titre d'exemple, un ratio d'équilibre cible de 30 % permettrait qu'environ 80 % des consommateurs souscrivant l'option HPHC aujourd'hui n'aient pas une incitation à basculer dans l'option Base.

Dans ce schéma, la structure des prix des deux options serait adaptée en réhaussant le prix de l'option Base, tout en diminuant le prix des heures creuses ou des heures pleines, à niveau global des deux options inchangées.

Question 2 Avez-vous des remarques sur la méthode de construction des tarifs par fixation d'un « ratio d'équilibre cible » envisagée par la CRE ?

3.2.4. Proposition de la CRE

Les trois méthodes décrites ci-dessus (« homothétie », « option cible » et « ratio cible ») garantiraient toujours la contestabilité de la brique approvisionnement des TRVE à la maille des tarifs Bleus résidentiels.

A ce stade, la CRE estime que l'application de la méthode d'empilement par option cible présenterait les meilleures propriétés pour pérenniser l'attractivité de l'option HPHC. Cette méthode a pour vertu de rétablir l'attractivité de l'option HPHC de manière structurelle et de fixer un ratio d'équilibre reflétant la consommation effective des clients Base. Les consommateurs Base meilleurs que la moyenne seraient toujours incités à souscrire à l'option HPHC pour baisser le niveau de leur facture. Cette solution permet également de construire des grilles qui reflètent davantage la structure des prix de gros et les fondamentaux économiques en comparaison des autres méthodes précitées.

En cohérence avec de l'article R.337-20-1 du code de l'énergie « *La Commission de régulation de l'énergie veille à ne pas exposer la structure des tarifs, en ce qui concerne en particulier la répartition des coûts entre la part fixe et la part proportionnelle à l'électricité consommée et la différenciation des tarifs entre les périodes tarifaires, à des changements brusques ou à une instabilité susceptibles de nuire à la lisibilité des signaux tarifaires pour les consommateurs* ». La CRE envisage donc de conserver la méthode de construction par homothétie pour le mouvement de 2025 et d'employer la méthode d'empilement par option cible à partir de 2026 concomitamment à la nouvelle stratégie de lissage de l'approvisionnement en énergie.

Question 3

- A- Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir la méthode par homothétie pour les tarifs Base et HPHC en 2025 ?
- B- Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE d'employer la méthode d'empilement par option cible à partir de l'année 2026 ?

3.3. Cas de l'option Tempo

Pour rappel, l'option Tempo résidentiel des TRVE est construite, à l'instar des options Base et HPHC, par mouvement en niveau depuis 2023 à partir de la structure obtenue par empilement en 2022.

La structure tarifaire de 2022 résultant de l'empilement des coûts était particulièrement avantageuse pour les clients Tempo résidentiel. Ceux-ci bénéficiaient (i) d'une valeur de l'effacement de la pointe mobile très élevée et (ii) d'un droit ARENH plus faible que les clients Base, ce qui les a rendus relativement moins sensibles à l'effet de l'écrêtement.

L'application de l'homothétie, d'une part, et le retour à des fondamentaux de marché moins contrastés, d'autre part, ont contribué à écarter sensiblement le niveau des TRVE Tempo résidentiels des coûts obtenus par empilement. Bien que la contestabilité par catégorie tarifaire soit toujours bien respectée, la CRE estime nécessaire de s'assurer que la structure de cette option ne s'écarte pas significativement de l'empilement des coûts. Dans ce contexte, la CRE a initié des réflexions afin d'élaborer une méthode répondant au mieux aux objectifs et contraintes de l'option Tempo.

En tout état de cause, la CRE considère que la méthode de calcul par homothétie stricte ne peut plus s'appliquer à l'option Tempo en 2025.

Toutefois, la CRE observe qu'une modification du calcul de cette option ne doit pas avoir pour résultat une hausse trop forte pour les clients Tempo en 2025 qui nuirait à la lisibilité des signaux tarifaires. La CRE propose de lisser le niveau des évolutions futures de l'offre Tempo sur plusieurs années, tout en conservant son attractivité et la lisibilité de ses signaux tarifaires.

Question 4 Partagez-vous l'analyse de la CRE qu'il est nécessaire de faire évoluer de manière progressive le niveau de l'option Tempo, et ceci dès 2025 ?

3.4. Adapter l'option Base

Actuellement, plus de la majorité des consommateurs du secteur résidentiel, aux TRVE ou en offre de marché, a souscrit une option Base et ne reçoit aucun signal prix. La CRE a travaillé sur des évolutions de l'option Base permettant de renvoyer des signaux tarifaires à des consommateurs qui n'en reçoivent pas actuellement. Les mesures envisagées à ce stade par la CRE, et sur lesquelles les acteurs de marché sont interrogés, permettront aux consommateurs qui le peuvent d'adapter leur consommation pour réduire leur facture, et ainsi d'apporter une flexibilité supplémentaire utile au système électrique.

3.4.1. Evolution des options à destination des consommateurs Base résidentiels de puissance souscrite 18-36 kVA

Le code de l'énergie (article R.337-20) prévoit que « *les options mises en extinction ne sont plus proposées aux clients à compter de la date d'effet de cette mise en extinction. Un client dont le contrat en cours à cette date comporte une telle option la conserve, y compris lors de la tacite reconduction de celui-ci, tant qu'il ne demande pas un changement d'option tarifaire. La part fixe et les parts proportionnelles d'une option mise en extinction peuvent continuer de faire l'objet d'évolutions en structure comme en niveau.* »

Le tarif Base pour les puissances souscrites 18-36 kVA est en extinction depuis plus de 10 ans : il n'est pas possible de souscrire cette option pour les nouveaux clients depuis 2010 (arrêté du 12 août 2010 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité).

En 2022, plus de 50 000 clients ont toujours un contrat Base aux TRVE avec une puissance souscrite allant de 18 à 36 kVA. Ce nombre de clients diminue de 4 à 6% par an ces dernières années, en lien avec l'extinction de l'option pour ces niveaux de puissance.

La CRE considère que ces consommateurs, qui disposent de nombreux usages électriques, sont en mesure d'adapter une part de leur consommation à un signal tarifaire. Elle envisage donc de supprimer l'option Base du TRVE pour les puissances souscrites allant de 18 à 36 kVA. Cette évolution pourrait s'appliquer à partir du mouvement tarifaire de février 2026 (date d'effet de la suppression)⁹.

Concernant la suppression d'options du TRVE, le code de l'énergie prévoit que « *les options supprimées ne sont plus proposées aux clients à compter de la date d'effet de cette suppression* ». Les clients concernés seront prévenus par leur fournisseur dans un délai maximum de trois mois de la suppression de l'option qu'ils ont souscrite, et de la nécessité d'en choisir une autre. Si aucun choix n'est effectué dans un délai d'un an, le client se verra appliquer une correspondance tarifaire.

Question 5 Êtes-vous favorable à la suppression de l'option Base du TRVE pour les clients résidentiels de puissance souscrite allant de 18 kVA à 36 kVA à partir du mouvement tarifaire de février 2026 ?

Question 6 En tant que fournisseur alternatif, quels impacts cette évolution aurait-elle sur vous ? En particulier, prévoyez-vous de conserver l'option Base pour les consommateurs de puissance souscrite 18-36 kVA ?

⁹ La suppression d'une option du TRVE comporte plusieurs délais : l'article R.337-20 du code de l'énergie prévoit en effet que « *Les options supprimées ne sont plus proposées aux clients à compter de la date d'effet de cette suppression. Dans un délai maximum de trois mois à compter de cette date, les opérateurs en charge de la fourniture d'électricité avisent chaque client disposant d'une option supprimée de la nécessité d'en choisir une autre parmi celles en vigueur. Si ce choix n'a pas été opéré dans un délai d'un an à compter de la date d'effet de la suppression, le client se voit appliquer la correspondance tarifaire prévue à cet effet par l'arrêté de suppression de l'option.* »

3.4.2. Evolutions des options à destination des consommateurs Base résidentiels de puissance souscrite 9-15 kVA

La CRE identifie que les consommateurs Base de puissance souscrite allant de 9 à 15 kVA ont des profils de consommation proches, et relativement éloignés des consommateurs de puissance souscrite 3 et 6 kVA (voir Figure 2). En particulier, ces consommateurs auraient un intérêt à valoriser leur flexibilité.

La CRE propose de mettre en extinction l'option Base pour les puissances souscrites allant de 9 à 15 kVA. Comme décrit au paragraphe 3.4.1, les clients qui ont actuellement souscrit cette option la conserveront mais ne pourront pas changer de puissance souscrite ; les nouveaux clients ne pourront pas souscrire d'option Base au TRVE avec une puissance souscrite entre 9 et 15 kVA. Cette évolution pourrait s'appliquer à partir du mouvement tarifaire de février 2025.

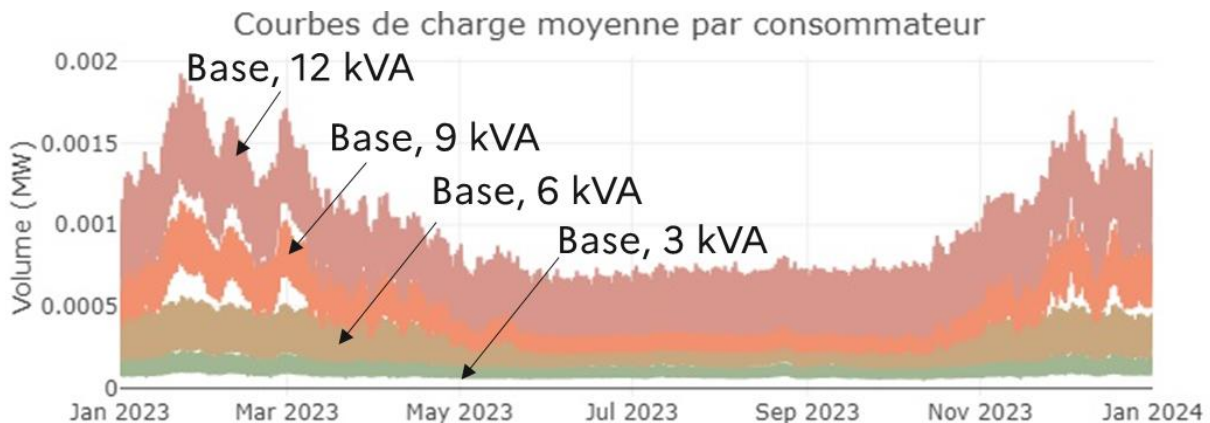


Figure 2 : Courbe de charge moyenne par consommateur en 2023. Données : Open data d'Enedis.

Par ailleurs, la CRE propose aux acteurs d'effectuer un bilan de la mise en extinction de l'option Base pour les puissances 9-15 kVA d'ici 3 ans afin d'analyser la réaction des consommateurs à cette évolution et de juger de la pertinence d'une suppression de la Base pour ces puissances souscrites les mouvements suivants.

Question 7 Êtes-vous favorable à la mise en extinction de l'option Base du TRVE pour les clients résidentiels de puissance souscrite allant de 9 kVA à 15 kVA, à partir du mouvement tarifaire de février 2025 ?

Question 8 Que pensez-vous de faire un bilan de la mise en extinction de l'option Base des TRVE pour les puissances souscrites 9-15 kVA d'ici 3 ans, dans la perspective d'une éventuelle suppression dans 4 à 5 ans ?

Question 9 En tant que fournisseur alternatif, quels impacts cette évolution aurait-elle sur vous ? En particulier, prévoyez-vous conserver l'option Base pour les nouveaux consommateurs de puissance souscrite 9-15 kVA ?

3.4.3. Expérimentation d'une nouvelle option pour préparer une évolution de l'option Base

S'agissant des consommateurs souscrivant une puissance de 3 et 6 kVA, comme indiqué *supra*, la CRE propose de conserver l'option Base ouverte à la souscription. En effet, l'option HPHC n'est pas nécessairement la meilleure des options pour valoriser la flexibilité de ces consommateurs et ces consommateurs n'ont pas tous la possibilité d'adapter facilement leurs comportements.

Néanmoins, les consommateurs « Base » avec une puissance souscrite compris entre 3 et 6 kVA étant nombreux, il est important à terme de pouvoir mobiliser leur flexibilité, *a minima* pendant des périodes restreintes particulièrement utiles au système électrique (les heures les plus chargées en hiver). La CRE souhaite étudier la possibilité de faire évoluer l'option Base pour ces puissances, pour valoriser la flexibilité de ceux qui sont en mesure d'adapter leur consommation à un signal tarifaire, entraînant des réductions de facture pour ces consommateurs. Cette évolution s'adresserait aux consommateurs dont le ratio de consommation en heures creuses n'est pas suffisant pour que le tarif HPHC soit intéressant, mais qui sont tout de même en mesure de décaler certains usages pour s'adapter à un signal tarifaire.

La CRE a identifié l'opportunité de construire une option comportant un tarif plus bas toutes les heures de l'année, sauf pendant les périodes les plus tendues du système électrique. Les heures de pointe représenteraient quelques heures en journée, en ciblant le matin et le soir, et seraient concentrées pendant les mois d'hiver. Cette structure tarifaire permettrait de récompenser les efforts réalisés lors des périodes les plus chargées pour le système électrique. Elle pourrait également s'accompagner d'heures super creuses supplémentaires, la nuit et le week-end.

Dans un premier temps, la CRE souhaite mener une expérimentation pour calibrer au mieux l'option et éviter d'éventuels effets d'aubaine ou autres conséquences négatives. Une expérimentation permettra en particulier de tester la réactivité des consommateurs au signal tarifaire et les économies de facture effectivement réalisées. Cette expérimentation pourrait être réalisée courant 2025/2026. En fonction des résultats de l'expérimentation, l'option Base des TRVE pourrait évoluer vers cette nouvelle option.

Question 10 Êtes-vous favorable à l'expérimentation, au sein des TRVE, d'une offre proposant un tarif plus bas toutes les heures de l'année, sauf pendant les périodes les plus tendues du système électrique (quelques heures en journée le matin et le soir, pendant les mois d'hiver), avec éventuellement des heures super creuses la nuit et le week-end ?

Question 11 Voyez-vous d'autres évolutions permettant de mobiliser la flexibilité des consommateurs du secteur résidentiel ?

Question 12 Si les résultats de l'expérimentation de la nouvelle option proposée par la CRE sont concluants, êtes-vous favorable à une éventuelle évolution de l'option Base vers cette option ?

4. Méthode de construction des TRVE pour les sites souscrivant des puissances supérieures à 36 kVA

4.1. Contexte

La loi n° 2024-330 du 11 avril 2024 visant à protéger le groupe Électricité de France d'un démembrement élargit l'éligibilité des TRVE à compter du 1^{er} février 2025 en supprimant le plafond de 36 kVA pour la puissance souscrite des sites.

Tous les consommateurs résidentiels, les très petites entreprises (ci-après « TPE ») et les petites collectivités pourront donc souscrire un tarif réglementé auprès du fournisseur historique de leur zone de desserte, sans contrainte de puissance.

La CRE détermine ces tarifs par la méthode de construction « par empilement » des coûts, dont les principes sont décrits aux articles L.337-6 et R.337-19 du code de l'énergie. Pour l'année 2025, ils sont construits, notamment, par addition :

- du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique ;
- du complément d'approvisionnement au prix de marché ;
- de la garantie de capacité.

Dans ce contexte, la CRE a organisé un atelier de travail le 24 avril 2024 sur les principales modalités de construction de ces TRVE, en particulier sur la période de couverture du complément d'approvisionnement au prix de marché.

Consultation publique n°2024-10

10 juillet 2024

La délibération du 3 mai 2024 portant communication sur la méthode d’approvisionnement des TRVE pour les sites souscrivant des puissances supérieures à 36 kVA¹⁰ a fixé les périodes de lissage du complément d’approvisionnement en énergie. Cette décision porte sur la période de lissage des rubans calendaires ainsi que de la « forme de la courbe de charge ».

Comme indiqué dans la délibération du 3 mai 2024, la CRE consulte les acteurs sur les modalités complémentaires d’établissement des TRVE pour les sites souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA (sup 36 kVA), notamment sur le choix de la référence de consommation au pas demi-horaire, des postes horosaisonniers, des coûts commerciaux, du lissage de l’approvisionnement en capacité, du TURPE et du risque portefeuille.

4.2. Choix des profils et des postes horosaisonniers

4.2.1. Choix des profils

Les coûts d’approvisionnement de chaque option du TRVE sont calculés à partir de la couverture en énergie et en capacité de la consommation d’un client moyen au pas demi horaire, appelée profil. La CRE se fonde sur les profils de consommation définis dans le chapitre F de la section 2 des « règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d’Ajustement et au dispositif de Responsable d’équilibre ». Les évolutions de profils sont décidées au sein du Comité de Gouvernance du Profilage.

À chaque option du TRVE est associé un profil de consommation, selon les correspondances du tableau ci-après :

Tableau 1 : Correspondance entre option du tarif réglementé de vente inf 36 kVA et profil de consommation

Ces profils se décomposent en sous-profils associés chacun aux plages horosaisonniers du tarif

COULEUR TARIFAIRE	OPTION TARIFAIRE	PROFIL CORRESPONDANT
BLEU RESIDENTIEL	Base (≤ 6 kVA)	RES 1
	Base (> 6 kVA)	RES 11
	Heures Pleines/Heures creuses	RES 2
	Tempo	RES 3
	EJP	RES 4
BLEU NON RESIDENTIEL	Base	PRO 1
	Heures Pleines/Heures creuses	PRO 2
	Tempo	PRO 3
	EJP	PRO 4
	Eclairage public	PRO 5
JAUNE (MOINS DE 36 KVA)	Base	ENT 1
	EJP	ENT 2
VERT (MOINS DE 36 KVA)	A5 Base	ENT 3
	A5 EJP	ENT 4

considéré. Par exemple pour l’option résidentielle heure pleine/heure creuse, il existe un sous-profil RES2-P1 pour les heures pleines et un sous-profil RES2-P2 pour les heures creuses.

Il existe aujourd’hui deux catégories de profils :

- profils dits « statiques » appliqués depuis le 1^{er} janvier 2004. La grande majorité de ces profils ont disparu le 4 juillet 2020 ;
- profils dits « dynamiques » qui ont été généralisés en remplacement des profils « statiques ».

Qu’ils soient statiques ou dynamiques, les profils sont définis selon quatre coefficients (demi-horaires) permettant d’une part de caractériser les fluctuations moyennes de consommation sur l’année

¹⁰ Délibération n°2024-77 du 3 mai 2024 portant communication sur la méthode d’approvisionnement des tarifs réglementés de vente d’électricité pour les sites souscrivant des puissances supérieures à 36 kVA.

Consultation publique n°2024-10

10 juillet 2024

(hebdomadaires, journalières et horaires) et, d'autre part, la sensibilité de la consommation à la température (via l'application de gradients).

Les coefficients des profils statiques sont définis ex ante. A l'inverse, les profils dynamiques sont connus ex post sur le fondement des consommations réalisées évaluées grâce à des panels de consommateurs équipés de compteurs communicants.

Profils ENT 1 et ENT3

Les TRVE historiques jaunes (pour les consommateurs raccordés en basse tension et souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA « BT sup 36 kVA ») et verts (consommateurs raccordés en haute tension) « Base » s'appuyaient sur les profils ENT1 et ENT3. Le profil ENT1 rassemble des consommateurs en basse tension souscrivant une offre à 4 postes horsaisonniers sans pointe mobile ayant une puissance souscrite supérieure à 36 kVA et inférieure à 250 kVA et le profil ENT 3 rassemble des consommateurs en haute tension souscrivant une offre à 4 postes horsaisonniers sans pointe mobile. Ces profils présentent deux inconvénients : ils ne concernent pas principalement les consommateurs éligibles au TRVE (résidentiels, petites collectivités et TPE) et ce sont des profils « statiques ».

Profils statiques

Le déploiement des systèmes de comptage évolué a permis la mise en œuvre du profilage dit « dynamique » depuis le 1^{er} juillet 2018, permettant de représenter plus finement les comportements collectifs des consommateurs. Pour les consommateurs utilisant les profils de type « ENT », la délibération de la CRE du 26 septembre 2019¹¹ a approuvé la généralisation du traitement « en courbe de charge », c'est-à-dire le passage de consommations profilées à des consommations télérelevées, des sites raccordés à des niveaux de tension HTA et BT sup 36 kVA. Ainsi, les profils ENT 1 et ENT 3 ne sont plus utilisés que pour un usage « de secours »¹², et il aurait été inefficace économiquement d'étendre le profilage dynamique à ces profils.

Malgré ces inconvénients, il n'existe pas actuellement d'autre référence accessible à la CRE pour les consommateurs souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA. La CRE envisage d'utiliser les profils ENT 1 et ENT 3 pour l'année 2025 puis de construire un profil à partir de 2026 en utilisant les consommations du portefeuille des consommateurs souscrivant les TRVE sup 36 kVA.

A partir de 2026, il pourrait également être envisagé de construire un profil, dont les caractéristiques seront publiées, à partir d'une agrégation de courbes de charges transmises par les gestionnaires de réseaux ou par les fournisseurs afin d'avoir une référence représentative de l'ensemble des consommateurs éligibles au TRVE sup 36 kVA.

Question 13 Êtes-vous favorable à l'utilisation des profils ENT1 et ENT3 pour la construction des TRVE sup 36 kVA pour l'année 2025 ?

Question 14 Êtes-vous favorable à l'utilisation d'un profil dont les caractéristiques seront publiées, construit en utilisant les consommations du portefeuille des consommateurs souscrivant aux TRVE sup 36 kVA à partir de l'année 2026 ? Ou préférez-vous l'utilisation d'un profil dont les caractéristiques seront publiées, construit à partir d'une agrégation de courbes de charges transmises par les gestionnaires de réseaux ou par les fournisseurs ?

4.2.2. Choix des postes horsaisonniers

Les TRVE jaunes et verts supprimés au 1^{er} janvier 2016, mentionnés comme « historiques » ci-après, comportaient respectivement 4 postes horsaisonniers (heures pleines hiver, heures creuses hiver,

¹¹ Délibération n°2019-217 de la Commission de régulation de l'énergie du 26 septembre 2019 portant approbation du chapitre F de la section 2 des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre (généralisation du traitement en courbe de charge pour les points raccordés aux domaines de tension HTA et BT > 36 kVA).

¹² pour traiter en reconstitution des flux les sites BT > 36 kVA et HTA pour lesquels la courbe de charge attendue n'est pas disponible.

heures pleines été, heures creuses été) et 5 postes horosaisonniers (les postes précédents auxquels s'ajoute une pointe entre décembre et février). De plus, ils s'appuyaient pour cela sur les postes horosaisonniers du TURPE comme cela est le cas actuellement pour les TRVE pour les consommateurs souscrivant une puissance souscrite inférieure à 36 kVA (inf 36 kVA). Il existe actuellement un tarif vert pour les consommateurs souscrivant une puissance inférieure à 36 kVA raccordés en haute tension qui est construit sur le profil ENT 3 et qui comporte 5 postes horosaisonniers établis sur les plages temporelles du TURPE.

Les offres de marché sur ce segment de clientèle sont majoritairement saisonnalisées. Dans le souci de conserver des signaux tarifaires, la CRE envisage de reprendre 4 postes horosaisonniers pour les TRVE BT sup 36 kVA et 5 postes horosaisonniers pour les TRVE haute tension, sans pointe mobile.

La CRE envisage de prendre les plages temporelles TURPE pour ces TRVE, ce qui permettra une adaptation rapide des systèmes d'information des fournisseurs historiques.

Question 15 Êtes-vous favorable aux postes horosaisonniers envisagés par la CRE pour les tarifs en basse tension sup 36 kVA ?

Question 16 Êtes-vous favorable aux postes horosaisonniers envisagés par la CRE pour les tarifs haute tension ?

4.3. Composantes de coûts de l'empilement tarifaire

Conformément aux articles L.337-6 et R.337-19 du code de l'énergie, la CRE appliquera la méthode de construction « par empilement » des coûts aux TRVE sup 36 kVA. La CRE propose d'employer la même méthode de calcul aux composantes de coûts de l'empilement tarifaire pour les consommateurs souscrivant une puissance inférieure à 36 kVA et ceux souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA. Néanmoins, la CRE considère qu'une différence de méthode pourrait être justifiée pour les composantes suivantes :

- les coûts d'acheminement : la CRE envisage par exemple de proposer plusieurs versions pour les TRVE sup 36 kVA ;
- les coûts de commercialisation ;
- le coût du complément d'approvisionnement en capacité au marché : les fournisseurs ne pouvant pas lisser sur une période de deux ans l'approvisionnement en capacité des TRVE sup 36 kVA pour les années 2025 et 2026.

Question 17 Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE d'employer une méthode de calcul identique pour les TRVE sup 36kVA et inf 36kVA à l'exception des composantes suivantes : coûts d'acheminement, coûts de commercialisation, coût du complément d'approvisionnement en capacité au marché ?

4.3.1. Coûts d'acheminement (TURPE)

Les coûts d'acheminement sont évalués à partir des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) en vigueur.

Les coûts d'acheminement intégrés dans les TRVE couvrent exclusivement les composantes du TURPE suivantes :

- composante annuelle de gestion ;
- composante annuelle de comptage ;
- composante annuelle de soutirage ;
- composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite (TRVE BT sup 36 kVA et haute tension uniquement) ;

Consultation publique n°2024-10

10 juillet 2024

- composante annuelle de l'énergie réactive pour la partie soutirage (TRVE haute tension uniquement) ;

Les autres composantes du TURPE ne sont pas couvertes par les TRVE et sont facturées en sus le cas échéant.

Pour les TRVE inf 36 kVA, la CRE calcule un TURPE dit « optimisé » qui correspond, pour une catégorie de clients donnée, 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.

Cas des TRVE sup 36 kVA historiques

Les TRVE jaunes et verts historiques disposaient d'une version pour chaque version du TURPE. Les clients des TRVE verts se voyaient appliquer un barème déterminé en fonction de la classe de tension de leur site. Ce barème comportait selon le niveau de tension de raccordement effectif, une minoration ou une majoration annuelle de prime fixe. Le montant de majoration ou minoration de la prime fixe annuelle était obtenu en multipliant les éléments suivants :

- la puissance souscrite maximale ;
- un taux défini par la catégorie tarifaire¹³ et la tension d'alimentation ;
- le coefficient de versionnage¹⁴.

Actuellement, le TURPE BT sup 36 kVA comporte deux versions :

- une version courte utilisation ;
- une version longue utilisation.

Actuellement, le TURPE HTA comporte deux versions pour chacune de ses deux options :

- une option à pointe fixe déclinée en une version courte utilisation et une version longue utilisation ;
- une option à pointe mobile déclinée en une version courte utilisation et une version longue utilisation.

Cas des autoconsommateurs

Depuis le 1^{er} août 2019, les barèmes de prix du TURPE applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective comporte :

- d'une part, une composante de gestion spécifique appliquée aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective ;
- d'autre part, une composante de soutirage pour les consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective, qui présente de nouvelles options/versiones spécifiques - mais non obligatoires.

Les consommateurs bénéficiant des TRVE en application des dispositions des articles L. 337-7 et L. 337-8 du code de l'énergie et participant à une opération d'autoconsommation peuvent souscrire aux mêmes options du TRVE que l'ensemble des consommateurs.

S'agissant des autoconsommateurs individuels, le TRVE intègre une composante de gestion spécifique.

Par ailleurs, les TRVE en vigueur intègrent deux versions pour les consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective, dépendant de l'option du TURPE sous-jacente considérée. Les autoconsommateurs en basse tension peuvent ainsi choisir entre une option standard du TURPE et une option « autoproduction collective » :

- Version A : Les adaptations de la grille 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 ;

¹³ Les tarifs verts historiques se décomposaient en trois sous-catégories tarifaires : tarif A (moins de 10 MW), tarif B (entre 10 et 40 MW) et tarif C (supérieur à 40 MW). Actuellement pour les tarifs verts inf 36 kVA, il n'existe plus qu'une seule sous-catégorie tarifaire.

¹⁴ Un coefficient par version. Les tarifs verts historiques se décomposaient en 4 versions : courte, moyenne, longue et très longue utilisations.

- Version B : Les adaptations de la grille 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.

De plus, l'article L315-2 prévoit que « pour une opération d'autoconsommation collective étendue, lorsque l'électricité fournie est d'origine renouvelable, les points de soutirage et d'injection peuvent être situés sur le réseau public de distribution d'électricité ».

Proposition de la CRE

La CRE envisage de proposer pour les TRVE BT sup 36 kVA une version courte utilisation et une version longue utilisation. Ces versions présenteraient une majoration annuelle de la prime fixe pour les autoconsommateurs individuels avec injection, et deux versions A et B pour les autoconsommateurs collectifs.

La CRE envisage de proposer pour les TRVE pour les consommateurs raccordés en haute tension (TRVE haute tension) une version courte utilisation et une version longue utilisation à pointe fixe basée sur le TURPE HTA. Ces versions présenteraient une majoration annuelle de la prime fixe pour les autoconsommateurs individuels avec injection, et selon le niveau de tension de raccordement effectif, une minoration ou une majoration annuelle de prime fixe. Pour ces TRVE, la CRE envisage également de proposer une version courte utilisation et une version longue utilisation pour les autoconsommateurs collectifs lorsque l'électricité fournie est d'origine renouvelable.

De plus, de manière cohérente avec les TRVE verts (clients raccordés en haute tension) inf 36 kVA actuellement proposés par la CRE, la CRE envisage de distinguer la composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite (TRVE BT sup 36 kVA et haute tension) et la composante annuelle de l'énergie réactive pour la partie soutirage (TRVE haute tension) et de proposer une puissance réduite calculée à partir du dénivelé de puissance souscrit par le consommateur (TRVE BT sup 36 kVA et haute tension).

Question 18 Êtes-vous favorable aux modalités de prise en compte des coûts d'acheminement dans les TRVE supérieurs à 36 kVA envisagées par la CRE ?

4.3.2. Coûts de commercialisation

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

La CRE prend également en compte la contrepartie financière versée aux fournisseurs par les GRD pour la gestion des consommateurs en contrat unique. Cette contrepartie financière dépend de la classe de puissance et de tension du site (BT ≤ 36 kVA, BT > 36 kVA et HTA).

Conformément à l'article R.337-19 du code de l'énergie et à la jurisprudence du Conseil d'Etat¹⁵, la CRE a maintenu dans ses propositions tarifaires une référence de coûts de commercialisation correspondant aux coûts d'EDF.

Etant donné qu'il n'existe pas aujourd'hui de portefeuille de consommateurs souscrivant des TRVE sup 36 kVA, la composante de coût de commercialisation à retenir pour 2025 ne peut pas s'appuyer sur une référence objective de coûts constatés.

La CRE envisage à ce stade de prendre comme référence pour l'année 2025 les coûts de commercialisation des TRVE bleus non résidentiels. A partir de 2026, les coûts commerciaux réels constatés par EDF pour les clients sup 36 kVA seraient pris en compte. Conformément à la méthode

¹² L'article R.337-19 du code de l'énergie : "Les coûts de commercialisation correspondent aux coûts de commercialisation d'un fournisseur d'électricité au moins aussi efficace qu'Electricité de France dans son activité de fourniture des clients ayant souscrit aux tarifs réglementés de vente de l'électricité." Dans ses décisions du 18 mai 2018, du 3 octobre 2018 ainsi que du 6 novembre 2019, le conseil d'Etat indique que « cette disposition doit être interprétée comme imposant de fixer la composante des tarifs correspondant aux coûts de commercialisation par référence aux coûts de la société EDF ».

actuelle des TRVE, la contrepartie financière versée aux fournisseurs par les GRD pour la gestion des consommateurs en contrat unique spécifique à la classe de puissance et de tension du site sera soustraite de ces coûts commerciaux.

In fine, la CRE rappelle que les écarts entre les coûts commerciaux prévisionnels et réalisés seront bien pris en compte dans les rattrapages.

Question 19 Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de retenir comme référence de coûts commerciaux des TRVE sup 36 kVA, pour l'année 2025, les coûts de commercialisation des TRVE bleus non résidentiels ?

4.3.3. Coût du complément d'approvisionnement en capacité au marché

L'article L. 337-6 du code de l'énergie prévoit qu'en addition du coût d'approvisionnement en énergie, les TRVE intègrent le coût d'acquisition des garanties de capacité. L'article R. 337-19 du code de l'énergie prévoit d'affecter la totalité de ce coût aux parts variables du tarif (en c€/kWh).

Le calcul de l'obligation de capacité de chaque consommateur est réalisé en application de la méthodologie prévue par les dispositions des articles R. 335-1 et suivants du code de l'énergie et celles des règles du mécanisme de capacité mentionnées à l'article R. 335-1 du code de l'énergie. L'obligation en capacité de chaque sous-profil est dépendante de la moyenne de la consommation à température extrême¹⁶ de ces sous-profil lors des heures « PP1 ». Les heures « PP1 » correspondent aux heures les plus chargées de l'année et sont définies dans les « règles du marché de capacité ». Celles-ci étant connues ex post, la puissance de référence pour la construction des TRVE est calculée sur la base d'une répartition statistique ex ante des heures PP1 sur les jours éligibles. La méthode retenue a été présentée dans la consultation publique du 18 février 2016¹⁷ et tient compte le cas échéant, en déduction de l'obligation de chaque sous-profil, des garanties de capacité intégrées dans le produit ARENH.

Sur le fondement des conclusions de la consultation publique du 29 novembre 2018, la CRE a indiqué, dans la délibération du 7 février 2019, qu'elle considèrerait, pour la détermination du prix en garanties de capacité des TRVE, un approvisionnement lissé sur les deux ans précédant la livraison, en cohérence avec la stratégie retenue pour l'approvisionnement en énergie.

Contrairement à l'énergie, il n'existe pas de référence de prix continue pour les garanties de capacité, qui s'échangent principalement sur des enchères. Comme il n'est pas possible de savoir par avance si les prix des enchères postérieures à la fixation de la méthode de calcul par la CRE seront inférieurs à la moyenne des enchères sur les deux années lissées, il n'est pas possible de garantir la contestabilité des TRVE supérieurs à 36 kVA en conservant la durée de lissage de deux ans.

La CRE envisage de prendre, pour les années 2025 et 2026, une période de lissage s'étalant entre la date de publication de la délibération fixant ladite période de lissage et la fin de l'année précédant l'année couverte. Après 2026, la CRE fixera la période de lissage à deux ans, en cohérence avec la stratégie retenue pour l'approvisionnement en énergie.

Question 20 Êtes-vous favorable à la période de lissage envisagée par la CRE pour le coût du complément d'approvisionnement en capacité au marché ?

¹⁶ Définie dans les règles du mécanisme de capacité

¹⁷ Les coefficients c_m sont égaux aux coefficients de pondération c_h présentés dans la délibération de la CRE du 6 mai 2015 portant décision concernant la prise en compte de la valeur des garanties de capacité dans le complément de prix ARENH en application du décret n° 2011-466 du 28 avril 2011 (Annexe 1).

5. Autres évolutions concernant la méthode de fixation des tarifs réglementés de vente d'électricité

5.1. Calendrier du mouvement tarifaire du premier semestre

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). Cette situation est principalement liée au calendrier du guichet ARENH et à la période d'approvisionnement de l'écrêtement. En effet, la publication du taux d'écrêtement de l'ARENH de l'année N intervient le 1^{er} décembre de l'année N-1, ce qui empêche en pratique la publication des grilles des TRVE avant le premier février de l'année N.

Ce décalage induit un écart entre les recettes et les coûts pour les fournisseurs lors du mois de janvier de chaque année. Historiquement, la CRE s'assurait de la couverture des coûts à la maille annuelle en rattrapant cet écart lors des propositions tarifaires de l'année N+1. Depuis le mouvement tarifaire de janvier 2024, et à la demande des acteurs, ce rattrapage est anticipé dès l'année N.

L'existence de ce décalage est régulièrement critiquée par les acteurs car il peut impliquer des rattrapages importants en cas d'année de forte hausse (ou baisse) des prix de gros.

Dans l'éventualité où les contraintes opérationnelles liées au mécanisme de l'ARENH disparaîtraient, la CRE envisagerait de proposer l'évolution du TRVE au premier janvier afin de l'aligner avec l'évolution sous-jacente des coûts. Cette modification du calendrier de calcul du TRVE pourrait mener à quelques évolutions de méthode (notamment l'exclusion des cotations des prix de gros du mois de décembre de l'année N-1 dans le lissage de l'approvisionnement en énergie au marché).

Question 21 Êtes-vous favorable à une date d'évolution des TRVE au 1er janvier de chaque année dans le cadre de la fin de l'ARENH ? Si oui, êtes-vous favorable à une modification de la date d'évolution dès le mouvement tarifaire de janvier 2026 ?

5.2. Méthodologie de calcul de certaines briques de coûts et de risques des TRVE

La CRE souhaite traiter, dans le cadre de la présente consultation publique, diverses questions de méthodologie soulevées par les acteurs lors de l'audition portant sur le mouvement des TRVE du 1^{er} février 2024 et de la consultation publique de la CRE sur la méthode d'approvisionnement des tarifs réglementés de vente d'électricité pour l'année 2026.

La CRE a étudié, en premier lieu, le calcul de certaines briques des TRVE afin d'anticiper les effets du changement de stratégie de lissage en énergie à partir de 2026 suite à la fin de l'ARENH.

En second lieu, la CRE consulte les acteurs sur la mise à jour de divers aspects techniques de construction des TRVE. Enfin, la CRE saisit l'opportunité de cette consultation pour apporter davantage de transparence sur les méthodes actuellement mises en œuvre.

Aux regards des conditions de marché actuelles, la CRE estime que les différentes actualisations de méthodes proposées ci-après auront des effets relativement faibles sur le niveau des TRVE.

5.2.1. Frais liés à la participation aux marchés de gros

5.2.1.1. Rappel sur la méthode en vigueur

Conformément à sa délibération n°2023-355 du 13 décembre 2023 portant communication sur la méthode d'approvisionnement des TRVE pour l'année 2026, la totalité de l'approvisionnement en énergie des TRVE dès 2026 sera réalisée à un coût représentatif des marchés de gros contre 45% environ actuellement. Ce changement de méthode implique une augmentation du recours aux transactions sur les marchés à terme et expose les fournisseurs aux frais associés.

L'approvisionnement sur le marché de gros en énergie et en garanties de capacité intègre des frais spécifiques pris en compte dans les TRVE. En particulier, les TRVE intègrent des frais d'accès aux produits à terme d'EEX de 0,0375 €/MWh correspondant à la somme des frais de transaction et de *clearing* nécessaire aux transactions successives de produits calendaires, trimestriels et mensuels ainsi

Consultation publique n°2024-10

10 juillet 2024

que des frais de livraison (*delivery fee*) de 0,010 €/MWh. Le montant total de ces frais sera pris en compte dans la construction de l'empilement en cohérence avec la fin de l'ARENH puisque ces frais sont appliqués à chaque MWh acheté sur les marchés à terme.

Au-delà de ces frais déjà intégrés dans les TRVE, deux autres coûts liés à la participation aux marchés à terme pourraient être intégrés dans les TRVE à partir de 2026 : les coûts liés au *spread bid-ask* (fourchette de cotation) et les coûts liés au portage financier de la marge requise sur le marché à terme.

5.2.1.2. Sur les coûts liés au *spread bid-ask*

Le *spread bid-ask* correspond à l'écart de prix entre le prix le plus bas demandé par les vendeurs ou « *Best Ask Price* » et le prix le plus haut proposé par les acheteurs ou « *Best Bid Price* ».

Dans un carnet d'ordres, tant que les achats et les ventes peuvent être satisfaits au prix demandé, les ordres sont exécutés et les transactions sont réalisées jusqu'à ce que le *spread bid-ask* devienne supérieur à 0. Pour qu'une nouvelle transaction ait lieu, il faut que l'acheteur (*bid*) accepte de payer plus cher et/ou que le vendeur (*ask*) accepte de vendre moins cher.

Dans la méthode de construction des TRVE, la CRE retient comme référence de prix, pour calculer les coûts d'approvisionnement en énergie au marché, les *Settlement Prices* publiés par EEX. Les *Settlement Prices* sont définis quotidiennement après la clôture sur la base des échanges conclus et des ordres intégrés sur la plateforme EEX sur une fenêtre (« *Settlement Price Window* »), définie comme la période de 17:05 à 17:15 CE(S)T. Ils sont calculés par la méthode présentée dans la figure ci-dessous :

Orderbook situation	Calculation algorithm
There was at least one trade There were suitable orders	Theoretical price = $0.75 * \text{AverageTradePrice} + 0.25 * \text{AverageMid}$
There was at least one trade There were no suitable orders	Theoretical price = AverageTradePrice
There was no trade There were suitable orders	Theoretical price = AverageMid
There was no trade There were no suitable orders	The Theoretical Price can be established based on data of other price sources or on the Chief Trader Procedure.

La prise en compte de l'écart moyen entre le *settlement price* et le *best ask price*, dans la référence de prix de gros, permettrait de garantir que tout fournisseur puisse répliquer le TRVE en achetant durant la période de fixation du *settlement price*. La CRE avait considéré en janvier 2022 que la prise en compte d'une composante de coût supplémentaire relative au *spread bid-ask* ne reflétait pas les coûts d'un fournisseur qui pouvait jusqu'ici s'en affranchir par une stratégie de trading efficace sur les marchés.

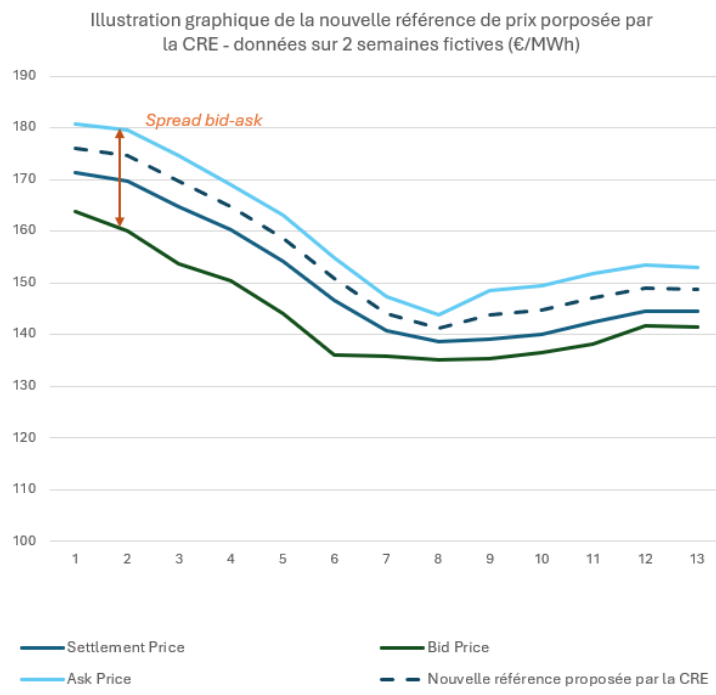
Cependant, au vu de la croissance des volumes à approvisionner sur les marchés de gros à partir de 2026, il devient plus difficile pour un fournisseur efficace de s'affranchir des coûts liés au *spread bid-ask*.

Afin de refléter la réalité de ces coûts sans pour autant surestimer le prix moyen des transactions réalisées par les fournisseurs pour l'approvisionnement de leur portefeuille, la CRE propose d'intégrer à la référence de prix de gros un pourcentage X de la moyenne de l'écart entre le *best ask* (le prix minimum des offres à la vente) et le *settlement price*.

Référence proposée par la CRE

$$= \begin{cases} \text{SettlementPrice} + X\% \times (\text{BestAskPrice} - \text{SettlementPrice}) \text{ s'il y a eu au moins 1 ordre} \\ \text{SettlementPrice} + X\% \frac{1}{n} \sum_{j \in J} (\text{BestAskPrice}(j) - \text{SettlementPrice}(j)) \text{ sinon} \end{cases}$$

Avec X un paramètre à déterminer (voir question 22), J l'ensemble des jours de cotations de la période de lissage où au moins un ordre a été passé pendant la fenêtre de *settlement* et n le nombre de jours de cotations concernés.



Le coût lié au *spread bid-ask* présenté précédemment s'appliquera à chaque MWh acheté sur les marchés de gros.

Aux regards des conditions de marché actuelles pour l'année 2026, la CRE estime que le niveau de cette brique pourrait être de l'ordre de 1 €/MWh.

Question 22 Que pensez-vous de la proposition de la CRE d'inclure une brique supplémentaire lié à l'exposition des fournisseurs alternatifs au *spread bid-ask* lors de la participation aux marchés de gros ?

Question 23 La méthode de prise en compte de l'exposition au *spread bid-ask* proposée par la CRE vous semble-t-elle refléter les coûts portés par les fournisseurs répliquant le TRVE ? Quel niveau du paramètre X vous semble adapté pour refléter les coûts supportés par les fournisseurs répliquant le TRVE ? Quelle méthode alternative proposeriez-vous ?

5.2.1.3. Sur les coûts de portage financier des appels de marge requis sur le marché à terme

Dans le cadre des marchés à terme organisés, c'est la chambre de compensation qui supporte l'essentiel du risque de contrepartie, c'est-à-dire le risque qu'une partie fasse défaut et ne puisse honorer son contrat. Elle assure également l'anonymat des contreparties.

La chambre de compensation est un organisme financier ayant pour but de réduire significativement les risques de contrepartie des participants de marché en jouant le rôle d'une contrepartie unique de tous les participants. La chambre de compensation assure la surveillance des positions et exige de la part des participants le dépôt de collatéraux, en espèces ou titres de dette, afin de respecter la marge requise dès l'ouverture d'une position de contrat à terme. La marge requise comprend :

- une marge initiale (*initial margin*) qui permet de couvrir le risque de défaut d'une contrepartie à l'ouverture d'une position. Chacune des deux contreparties est redevable d'une *initial margin* à la chambre de compensation qui les conserve jusqu'au débouclage de la transaction. La valeur de l'*initial margin* est publiée et remise à jour régulièrement par la chambre de compensation en fonction notamment de l'évolution du prix et de la volatilité ;
- une marge de variation (*variation margin*) qui correspond à la différence entre la valeur initiale de la position et sa valeur actuelle. La *variation margin* est versée par le vendeur à l'acheteur

(via la chambre de compensation) si le prix est plus haut que le prix initial et versée par l'acheteur au vendeur dans le cas inverse.

Lors du débouclage de la transaction, la chambre de compensation rend les *initial margins* aux contreparties si aucune d'entre elles n'a fait défaut. Entre le dépôt de l'*initial margin* et sa restitution, celle-ci constitue une immobilisation de capital pour les fournisseurs, qui peuvent supporter un coût de portage financier entre la rémunération du collatéral (cash ou bond)¹⁸ et leur coût du capital.

Par ailleurs, un fournisseur doit verser des *variation margins* lorsque les prix de gros diminuent (et symétriquement, reçoit des *variation margins* lorsque les prix de gros augmentent). Les *variations margins* occasionnent un coût de portage financier lorsqu'elles se réalisent effectivement. La possibilité qu'elles se réalisent exige également du fournisseur d'être préparé à fournir la trésorerie nécessaire le cas échéant, par exemple en détenant des actifs liquides ou en prévoyant des lignes de crédit, occasionnant des coûts financiers.

En janvier 2022, la CRE avait considéré que ces coûts pouvaient être limités par le foisonnement des positions sur les marchés et que le reste à charge était couvert par la rémunération normale incluse dans les TRVE.

Cependant, la hausse des volumes à approvisionner sur les marchés de gros à partir de 2026 pousse la CRE à envisager de nouveau la couverture explicite de ces coûts via l'ajout d'une composante dépendant du montant des marges requises par EEX pour un fournisseur souhaitant répliquer la stratégie d'approvisionnement du TRVE.

Question 24 Si vous êtes un fournisseur alternatif ou un agrégateur agissant pour le compte d'un fournisseur alternatif, retranscrivez-vous ces frais dans vos offres de fourniture ? Si oui, par quelle méthode ?

5.2.2. Rémunération de l'activité normale de fourniture

La rémunération normale a vocation à rémunérer les fournisseurs pour leur activité de commercialisation d'offres d'électricité et à couvrir le coût des risques relatifs à cette activité. Conformément à la jurisprudence du Conseil d'Etat¹⁹, la rémunération normale n'a pas vocation à couvrir les risques endurés par un fournisseur proposant un autre type d'offre que le TRVE (par exemple une offre à prix fixe) ou ne répliquant pas la méthodologie de construction (notamment le lissage de l'approvisionnement sur deux ans).

Conformément à sa délibération n°2023-03, la CRE intègre la valorisation de l'espérance des risques quantifiés dans les coûts d'approvisionnement du TRVE.

Les risques quantifiés sont :

- le risque de consommation lié à la thermosensibilité des consommateurs ;
- le risque de consommation hors thermosensibilité (aléas macroéconomiques, aléas liés aux profils dynamiques, efforts de sobriété, etc.) ;
- le risque lié aux erreurs de prévision du portefeuille ;
- le risque lié à l'approvisionnement en capacité.

Le niveau de la brique de l'empilement relative à la rémunération normale est fixé aujourd'hui à 2 % du tarif moyen hors taxes et hors rattrapages. Le niveau de la rémunération normale a été fixé initialement à partir d'un benchmark des marges de fournisseurs européens réalisé en 2016. Ce niveau est ensuite réparti sur les différentes options des TRVE via des clés fournies par les quantiles de risques.

¹⁸ <https://www.ecc.de/en/risk-management/acceptable-collateral/cash-collateral-acceptable-collateral>

¹⁹ Décision n°424572 du Conseil d'Etat du 6 novembre 2019

Consultation publique n°2024-10

10 juillet 2024

Dans les réponses la consultation publique du 12 octobre 2023, les fournisseurs ont fait part de leurs inquiétudes quant à l'augmentation des risques consécutive au lissage sur deux ans de l'intégralité des volumes (hors forme) en lien avec la fin de l'ARENH en janvier 2026.

La CRE partage les considérations des fournisseurs alternatifs quant à l'augmentation du risque d'optionnalité. En effet, les TRVE étant calculés sur un lissage de deux ans, les clients sont susceptibles de quitter les TRVE en cas de baisse des prix de gros. EDF (ainsi que les fournisseurs ayant dupliqué la formule des TRVE), doit alors vendre sur le marché les quantités excédentaires en réalisant une perte. Inversement, en cas de hausse des prix, les clients sont susceptibles de revenir vers les TRVE et EDF (tout comme les fournisseurs alternatifs qui maintiendraient une offre indexée sur les TRVE), réaliserait alors une perte en devant racheter sur le marché les quantités manquantes à un prix élevé. Ce cas s'est d'ailleurs présenté au second semestre 2022.

Toutefois, la CRE juge que le risque d'optionnalité est impossible à quantifier. En effet, s'il représente une réelle charge pour EDF lorsqu'il se matérialise comme en 2022 et s'il augmente avec la fin de l'ARENH, ce risque est à peu près inexistant dans les périodes de fonctionnement normal du marché.

Dans ce contexte et afin de maintenir pour les fournisseurs alternatifs une marge commerciale suffisante, la CRE envisage d'adapter le niveau de la rémunération normale de l'activité de fourniture. Au regard de différents benchmark plus récents, la CRE estime qu'une rémunération normale portée à 2,5 % du tarif moyen hors taxes et hors rattrapages pourrait répondre à cet objectif.

Cette rémunération s'ajouterait à la valorisation de l'espérance des risques quantifiés déjà incluse dans les coûts d'approvisionnement du TRVE.

Question 25 Si vous êtes un fournisseur d'électricité, quelle structure de marge adoptez-vous pour couvrir les risques quantifiables et non quantifiables pesant sur votre activité ?

Question 26 Quel serait selon vous le niveau de couverture des risques à intégrer dans la rémunération normale des TRVE applicable en 2026 ?

5.3. Evolutions techniques sur la construction des autres briques du TRVE

5.3.1. Risque thermosensibilité

Les consommateurs résidentiels de France métropolitaine ont des consommations particulièrement sensibles à la température, en raison de leur mode de chauffage. Cette thermosensibilité, modélisée sous la forme d'un gradient spécifique à chaque profil de consommation, fait courir à EDF et aux fournisseurs alternatifs dupliquant les TRVE un risque d'exposition au marché de gros de court terme, puisqu'ils doivent ajuster l'approvisionnement de la courbe de charge prévisionnelle à proximité du temps réel pour satisfaire la consommation effective. La sensibilité est calculée à partir de gradients spécifiques à chaque sous-profil. Les écarts de consommation dus à la thermosensibilité sont valorisés au prix de marché spot : il est donc fait ici l'hypothèse que la température heure par heure au cours d'une journée donnée est estimée la veille, de façon que les volumes d'énergie correspondants sont valorisés en J-1.

Le modèle utilisé par la CRE pour construire les TRVE génère des scénarios de prix spot, d'une part, et de température, d'autre part. Il estime ensuite le surcoût pour les fournisseurs, pour chaque scénario, dû aux achats et aux ventes au prix spot de la différence entre l'approvisionnement supposé couvrir la consommation du portefeuille à température normale, et la consommation à température réalisée simulée calculée en appliquant la méthode des gradients. Le prix spot considéré intègre la corrélation négative avec l'écart à la normale de température, qui peut se produire lorsque la température est suffisamment basse, par le biais d'un gradient *ad hoc* estimé par méthode statistique sur la base d'un historique de 5 ans. A partir des valeurs de surcoût pour chaque scénario, le modèle détermine le quantile 95% pour ventiler la rémunération dans les TRVE.

Question 27 A l'issue de la crise énergétique considérez-vous que la modélisation du risque thermosensibilité de la CRE répond toujours correctement aux besoins des fournisseurs, en reflétant fidèlement les surcoûts supportés ? Dans le cas contraire, quelles propositions d'évolution de la modélisation des surcoûts liés au risque thermosensibilité à intégrer au TRVE feriez-vous ?

5.3.2. Coût des écarts

Les écarts des responsables d'équilibre entre les injections et les soutirages sur leur périmètre leur sont facturés dans le cadre du mécanisme de responsabilité d'équilibre. Ce mécanisme valorise le prix des écarts de manière à inciter financièrement les responsables d'équilibre à minimiser leurs écarts.

A la maille d'un portefeuille de consommateurs, les écarts entre la consommation prévisionnelle en J-1 (approvisionnée via les achats à terme, l'ARENH et le Spot) et celle finalement constatée génèrent des coûts d'équilibrage, supportés par le responsable d'équilibre et répercutés au fournisseur (qui est souvent son propre responsable d'équilibre). Ces coûts sont pris en compte dans les TRVE au travers d'une brique spécifique.

Pour rappel, lors de la proposition tarifaire de 2016, la CRE avait évalué à 0,3 €/MWh le coût des écarts d'un fournisseur efficace. Le niveau de cette brique avait été maintenu inchangé par la suite. Lors de chaque mouvement tarifaire, la CRE vérifiait que ce montant couvrait le coût des écarts moyen supporté par les fournisseurs.

Dans sa délibération n°2023-03, la CRE a fait évoluer la prise en compte de ces coûts dans les TRVE, en indexant la référence de coût de 0,3 €/MWh sur une estimation des prix spot portant sur l'année de livraison considérée. Pour le calcul du coût des écarts pour l'année de livraison N, le coût des écarts au périmètre d'équilibre est estimé comme suit :

$$\text{Coûts des écarts } N = 0,3\text{€/MWh} \times \frac{\text{Référence de prix pour l'année } N}{\text{Moyenne de la référence de prix entre 2018 et 2020}}$$

Dans cette méthode, la CRE retient comme prix de référence, la moyenne des cotations des produits calendaires Base pour livraison à l'année N relevés sur les jours cotés entre le 1er décembre et le 31 décembre inclus. Cette méthode permettait de conserver la référence au niveau de coût atteignable par un fournisseur efficace de 0,30 €/MWh et d'indexer ce niveau à l'évolution des prix de gros.

Lors de chaque exercice tarifaire, la CRE vérifie que le niveau du coût des écarts appliqué permettait de couvrir les frais d'un fournisseur efficace.

Afin d'améliorer la transparence de l'évaluation du coût des écarts et répliquer les pratiques commerciales des agrégateurs, la CRE envisage de modifier la méthode de calcul du prix des écarts et de l'indexer sur une référence représentative du prix spot pour l'année N. Ainsi, la nouvelle méthode de calcul du coût des écarts proposée par la CRE à la suite des entretiens menés avec les agrégateurs s'écrirait comme suit :

$$\text{Coûts des écarts } N = X\% \times \text{Référence de prix pour l'année } N$$

De nouveau, la CRE retiendrait, comme prix de référence, la moyenne des cotations des produits calendrier Base pour livraison à l'année N relevés sur les jours cotés entre le 1^{er} décembre et le 31 décembre inclus. Le coefficient X pourrait être de l'ordre de 0,5 à 1% selon les récents entretiens menés par la CRE et l'étude des données de coût des écarts menées sur 2023.

Question 28 Êtes-vous favorable à l'évolution de la définition du coût des écarts proposée par la CRE ?

Question 29 Quel niveau du paramètre X proposeriez-vous afin de refléter au mieux les coûts supportés par un fournisseur alternatif répliquant la méthode d'approvisionnement du TRVE ?

5.3.3. Référence utilisée pour le coût des CEE

Le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE), créé par les articles 14 à 17 de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique, constitue l'un des principaux instruments de la politique de maîtrise de la demande énergétique. Ce dispositif repose sur une obligation triennale de réalisation d'économies d'énergie en CEE, imposée par les pouvoirs publics aux fournisseurs d'énergie.

L'article R. 337-19 du code de l'énergie prévoit que les TRVE prennent en compte les coûts de commercialisation d'un fournisseur « au moins aussi efficace qu'Electricité de France ». Dans ses propositions tarifaires, la CRE a estimé que la notion de « fournisseur au moins aussi efficace » s'interprétait à la lumière de la pratique des autorités de concurrence pour lesquelles la notion de coûts d'un concurrent au moins aussi efficace que l'opérateur dominant renvoie aux coûts de l'opérateur dominant.

Jusqu'à présent, la CRE a intégré les coûts d'approvisionnement des CEE à la composante des coûts commerciaux. De manière cohérente avec la référence globale retenue pour les coûts de commercialisation, le coût d'approvisionnement des CEE actuellement intégré dans les TRVE correspond au coût moyen d'approvisionnement d'EDF.

A des fins de transparence, la CRE publie depuis 2022 la composante CEE des TRVE bleus résidentiels et non-résidentiels fondée sur les coûts commerciaux d'EDF.

Certains fournisseurs considèrent que l'utilisation d'indices de prix publics pour les CEE permettraient d'accroître cette transparence et la contestabilité du prix des CEE.

Lors de sa consultation publique n°2022-08, la CRE avait proposé l'utilisation des indices « spot » classique et précarité fournis par le registre Emmy comme référence lissée sur 1 an. De nombreux acteurs s'étaient montrés défavorables à l'utilisation de l'indice Emmy Spot considérant qu'il recouvrait des réalités contractuelles trop diverses notamment sur les dates de livraison. De plus, cet indice apparaissait trop sensible aux évolutions réglementaires.

Lors de cette même consultation publique, plusieurs acteurs ont proposé l'utilisation des indices de prix de la place de marché C2E Market qui est une place de marché comportant des contrats à livraison à terme contrairement à Emmy.

Afin d'améliorer la transparence des TRVE, la CRE souhaite consulter de nouveau les acteurs sur le choix de la référence pour le coût des CEE dans le TRVE.

Question 30

A - Quelle référence de prix des CEE vous semble la plus adaptée pour une construction transparente et contestable des coûts commerciaux inclus dans les TRVE ?

B - Quelles seraient les méthodes de calcul à appliquer à cette référence, en particulier s'agissant de la durée de lissage et des produits considérés ?