

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

## **CONSULTATION PUBLIQUE N° 2022-08 DU 22 SEPTEMBRE 2022 RELATIVE AUX EVOLUTIONS DE LA METHODE DE CONSTRUCTION DES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE D'ELECTRICITE**

### *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 mineures, également après consultation.

La CRE considère que, jusqu'à présent, cette méthode a répondu aux objectifs fixés par la loi, et notamment à celui de refléter les coûts de fourniture d'électricité d'un fournisseur au moins aussi efficace qu'EDF. La méthode a fait l'objet de plusieurs contentieux, de la part d'associations de consommateurs, d'associations de fournisseurs ou de fournisseurs individuels. Le Conseil d'Etat, dans des décisions prises jusqu'à présent<sup>1</sup>, a confirmé la validité de la méthode utilisée par la CRE.

Toutefois, le contexte des prix de gros de l'électricité pour 2023 teste les limites de la méthode de construction des TRVE qui doit en conséquence évoluer afin qu'elle continue de refléter correctement les coûts de fourniture d'électricité.

En outre, pour un niveau des TRVE donné, la structure des TRVE, c'est-à-dire la nature et le niveau relatif de chaque terme tarifaire pour un niveau des TRVE donné, doit également évoluer pour inciter davantage les consommateurs aux TRVE à moduler leur consommation en fonction des besoins du système électrique et contribuer ainsi à faciliter le passage des pointes de consommation l'hiver prochain et les suivants.

Enfin, la CRE publie en même temps que la présente consultation publique une délibération fixant la méthode de calcul des coûts d'approvisionnement des volumes non fournis à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), à la suite de l'atteinte du plafond (« écrêtement ARENH »).

A l'issue de la présente consultation publique, la CRE a l'intention de prendre une délibération en novembre 2022 qui sera applicable dès le mouvement des TRVE de début d'année 2023.

---

<sup>1</sup> Décisions n° 424573 et n° 431902 du Conseil d'Etat du 6 novembre 2019

### **Répondre à la consultation**

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution au plus tard le lundi 17 octobre 2022 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.

Paris, le 22 septembre 2022.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La Présidente,

Emmanuelle Wargon

# SOMMAIRE

<b>1. CONTEXTE .....</b>	<b>4</b>
1.1 CADRE JURIDIQUE ET REGLEMENTAIRE APPLICABLE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE D'ELECTRICITE .....	4
<b>2. CALCUL DU COÛT DU COMPLEMENT D'APPROVISIONNEMENT EN ENERGIE .....</b>	<b>4</b>
2.1 RAPPEL DE LA METHODE EN VIGUEUR.....	4
2.2 EVOLUTIONS METHODOLOGIQUES ENVISAGEES PAR LA CRE AYANT VOCATION A S'APPLIQUER DES 2023 5	5
2.3 A TITRE EXPLORATOIRE, PROPOSITION D'EVOLUTION METHODOLOGIQUE POUR APPLICATION EN 20256	
<b>3. CALCUL DU « COUT DES ECARTS AU PERIMETRE D'EQUILIBRE » .....</b>	<b>6</b>
<b>4. COÛT D'APPROVISIONNEMENT DES CEE .....</b>	<b>7</b>
<b>5. DETERMINATION DE LA REMUNERATION NORMALE .....</b>	<b>9</b>
5.1 RAPPEL DE LA METHODE EN VIGUEUR.....	9
5.2 EVOLUTIONS DE LA REMUNERATION NORMALE.....	10
<b>6. SECURITE D'APPROVISIONNEMENT : LEVIERS DE RETABLISSEMENT DE L'ATTRACTIVITE DE L'OPTION HPHC .....</b>	<b>11</b>
6.1 NIVEAU RELATIF DES OPTIONS BASE ET HPHC.....	11
6.2 MESURE PROSPECTIVE A PLUS LONG TERME : EVOLUTION DE L'OPTION BASE DES TRVE.....	13

## 1. CONTEXTE

### 1.1 Cadre juridique et réglementaire 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.

A ce titre, la CRE a mené en février 2016 deux consultations<sup>2</sup> à la suite desquelles elle a défini la méthode de construction des TRVE en métropole continentale et dans les zones non interconnectées (ZNI)<sup>3</sup>. Depuis lors, l'ensemble des évolutions méthodologiques ont été soumises à la consultation des acteurs et publiées dans les délibérations tarifaires de la CRE.

## 2. CALCUL DU COÛT DU COMPLEMENT D'APPROVISIONNEMENT EN ENERGIE

### 2.1 Rappel de la méthode en vigueur

Le complément d'approvisionnement en énergie correspond au coût, pour un fournisseur, de l'approvisionnement en énergie de la courbe de charge<sup>4</sup> nette du droit ARENH.

Le principe général de la méthode en vigueur (« la méthode ») est de calculer ce coût d'approvisionnement en appliquant heure par heure à cette courbe de charge la moyenne, sur les deux années précédant l'année de livraison considérée, des prix de gros de l'électricité.

Afin de calculer ce coût d'approvisionnement au marché en amont de l'année de livraison alors que les produits à terme les plus fins (trimestriels et mensuels) ne sont pas encore cotés ou liquides sur les marchés, la méthode prévoit que ces volumes sont valorisés à l'aide d'une « Hourly Price Forward Curve »<sup>5</sup> (ci-après, PFC).

Plus précisément, dans la méthode actuelle, pour chacun des N jours de cotation sur les deux ans avant l'année de livraison, un N-ième de la courbe de charge (nette de l'ARENH) est considéré comme couvert aux prix horaires donnés par la PFC. Celle-ci est estimée avec les produits cotés ce jour-là, mais aussi avec des moyennes de prix passés sur une durée de 5 années pour les produits non cotés.

Cette prise en compte des moyennes de prix passés, qui fonctionnait bien jusqu'à présent, ne reflète pas les conditions de marché pour l'année 2023.

Les produits trimestriels sont suffisamment liquides pour être pris en compte un an avant le début de la livraison. En conséquence, sur la première année de lissage, la méthode prévoit que le niveau de la PFC est donné par le produit calendaire (Base et Pointe) de l'année de livraison (les seuls produits disponibles et liquides), et la forme trimestrielle et mensuelle est construite sur le fondement des données historiques constatées sur les 5 dernières années. La forme horaire de la PFC prend également en compte les données historiques de prix spot.

Sur la deuxième année de lissage, les produits à terme de plus en plus fins cotés et liquides sont utilisés pour recalculer la forme et le niveau de la PFC.

Cette méthode a donné des résultats satisfaisants jusqu'à présent : la forme de la PFC sur la première année de lissage était comparable à la forme des prix de gros finalement constatée, garantissant le bon reflet des coûts d'approvisionnement.

<sup>2</sup> Consultation publique sur la méthodologie de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité en métropole continentale et Consultation publique sur la méthodologie de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental

<sup>3</sup> Délibération de la CRE du 13 juillet 2016 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité

<sup>4</sup> C'est-à-dire la courbe de consommation (en MWh) horaire sur l'année considérée

<sup>5</sup> La PFC reflète une vision, à une date donnée, des prix de marché sur l'année de livraison considérée, à la maille horaire, calculée à partir des données actuelles disponibles et extrapolée à partir des informations passées<sup>5</sup>, plus précisément à partir des historiques des prix spot et des produits futures.

Depuis août 2021, la CRE observe que le niveau relatif des produits trimestriels par rapport au produit calendaire pour l'année de livraison 2023 a significativement évolué et n'est plus comparable aux niveaux relatifs historiques. A titre d'illustration, le ratio entre le prix du produit Q1 et le prix du produit calendaire était historiquement d'environ 1,2 tandis qu'il est de l'ordre de 1,7 pour l'année 2023. S'agissant de la proposition tarifaire à venir, utiliser les ratios historiques ne semble dès lors plus pertinent pour établir la forme de la courbe de prix et, dans les conditions actuelles de marché, sous-estimerait fortement le coût du complément d'approvisionnement en énergie. La CRE envisage donc de faire évoluer la méthode de calcul du coût du complément d'approvisionnement au marché.

## **2.2 Evolutions méthodologiques envisagées par la CRE ayant vocation à s'appliquer dès 2023**

### Coût de l'approvisionnement du complément en énergie au marché

Le lissage sur deux ans de l'approvisionnement du complément en énergie au marché lissé a pour objectif de limiter l'exposition des consommateurs d'électricité à la volatilité des prix de gros de l'électricité. Dans le cadre de la méthode actuelle de lissage sur deux ans, la CRE propose de ne calculer le coût d'approvisionnement de la forme de la courbe de charge que sur la deuxième année de lissage, plutôt que sur les deux années comme actuellement.

En pratique, cette nouvelle méthode consisterait :

- sur la première année de lissage : approvisionner uniquement un ruban d'énergie à partir de produits calendaires Base et Peak ;
- sur la seconde année de lissage : approvisionner, chaque jour de cotation, une partie de la courbe de charge résiduelle à la PFC calée sur les produits calendaires, trimestriels et mensuels liquides. Pour le calcul de la PFC, la CRE considère que les produits sont liquides (i) 2 ans avant le début de la livraison pour les produits calendaires (ii) 1 an avant le début de la livraison pour les produits trimestriels (iii) 3 mois avant le début de la livraison pour les produits mensuels.

Cette méthode reviendrait à approvisionner 100% des volumes en ruban selon la moyenne arithmétique des cotations relevées sur les deux années de lissage des produits calendaires Base et Peak. L'approvisionnement de la forme de la courbe de charge, correspondant à la différence sur chaque heure de l'année entre la courbe de charge et le ruban (incluant l'ARENH et le complément consécutif à l'écrêtement), serait réalisé uniquement sur la deuxième année de lissage via des achats et des ventes à la PFC recalée sur les produits cotés et liquides considérés précédemment.

Cette méthode permettrait de ne recourir à la PFC que lorsque des produits trimestriels et mensuels deviennent disponibles pour en caler la forme saisonnière, et de limiter ainsi fortement le recours aux données historiques dans le calcul du coût d'approvisionnement du complément d'énergie au marché.

**Question 1 :** Etes-vous favorable à la méthode de calcul du coût du complément d'approvisionnement au marché envisagée par la CRE ?

**Question 2 :** La période d'un an sur laquelle est approvisionnée la forme de la courbe de charge vous semble-t-elle appropriée ? Si non, quelle durée privilégieriez-vous ?

### Frais d'accès au marché de gros

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 termes d'EEX de 0,0125 €/MWh<sup>6</sup> correspondant à la somme des frais de transaction et de clearing.

Or les opérations de couverture de l'approvisionnement d'un portefeuille nécessitent de recourir à plusieurs reprises aux marchés de gros au fur et à mesure que des produits de couverture plus fins deviennent disponibles. Ces recours successifs au marché induisent des frais qui pourraient être pris en compte dans les TRVE. La CRE envisage de multiplier par trois le terme de frais d'accès aux produits à terme, pour prendre en compte l'achat de produits calendaires, trimestriels et mensuels, le portant à 0,0375 €/MWh.

**Question 3 :** Considérez-vous qu'il soit nécessaire de relever le niveau des frais d'accès aux produits à terme ? Le niveau proposé par la CRE vous semble-t-il approprié ?

<sup>6</sup> Selon les documents « List of Services and Prices of EEX » et « ECC price list »

### 2.3 A titre exploratoire, proposition d'évolution méthodologique pour application en 2025

#### Lissage de l'approvisionnement du complément en énergie au marché

Les très fortes fluctuations des prix de gros observées ces derniers mois conduisent à réinterroger la possibilité de répliquer la stratégie d'approvisionnement lissée sur deux ans du complément en énergie au marché. En effet cette durée de lissage (i) nécessite de réaliser des prévisions de portefeuille deux ans à l'avance qui peuvent se révéler peu fiables pour des fournisseurs en croissance et (ii) le volume minimal de transaction sur les marchés étant de 1 MW, requiert une taille de portefeuille trop importante pour des petits acteurs pour pouvoir acheter le volume nécessaire chaque jour coté pendant la durée du lissage.

La proposition relative au calcul du coût d'approvisionnement du complément en énergie au marché, présentée au 2.2, adresse une grande partie de ces difficultés. Toutefois, il pourrait être envisagé de réduire à un an la durée du lissage de l'approvisionnement en énergie au marché.

Une telle évolution, hors période de crise, n'aurait pas d'impact significatif sur la stabilité des TRVE. En revanche, elle permettrait d'améliorer le fonctionnement du marché de détail lorsque les prix de gros connaissent des fortes variations. En effet, dans un contexte de prix de gros extrêmement élevés et en croissance rapide, le TRVE est inférieur aux prix de gros à terme du moment ce qui peut entraver le développement de la concurrence. Lorsque les prix baisseront, le TRVE sera à l'inverse trop cher par rapport aux prix de gros et les consommateurs pourraient vouloir le quitter massivement. Un raccourcissement de la période de lissage permettrait de réduire l'impact des TRVE sur la dynamique concurrentielle sur le marché de détail et d'éviter ces effets de cycle.

Dans la mesure où un fournisseur répliquant la méthode de construction des TRVE actuelle aura dès le 1<sup>er</sup> janvier 2022 commencé à approvisionner le complément en énergie au marché de l'année 2024, un lissage de l'approvisionnement du complément en énergie au marché sur un an ne serait mis en œuvre qu'à partir des TRVE de 2025.

Question 4 : Seriez-vous favorable au lissage de l'approvisionnement du complément en énergie au marché sur une durée d'un an à partir de 2025 ?

### 3. CALCUL DU « COUT DES ECARTS AU PERIMETRE D'EQUILIBRE »

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

Dans la méthode actuelle de construction des TRVE, les écarts viennent de la différence entre la consommation prévisionnelle en J-1 de leur portefeuille de clients (approvisionnée via les achats à terme, l'ARENH et le Spot) et celle finalement constatée. Ces coûts sont pris en compte dans les TRVE au travers d'une brique spécifique.

La CRE considère que la situation actuelle justifie une évolution de la méthode de construction de la brique de « coût moyen des écarts au périmètre d'équilibre » afin qu'elle reflète mieux les évolutions de prix de gros.

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 a été maintenu inchangé par la suite. La CRE a vérifié à chaque proposition tarifaire que cette valeur restait pertinente. Cette vérification est réalisée sur le fondement des données réelles constatées *ex post*. La méthode actuelle ne prévoit pas d'anticipation des évolutions du coût des écarts qui tiendrait notamment compte de l'évolution des prix de marché, or le coût des écarts devrait tenir compte de la situation des prix de gros dans le contexte actuel.

Afin de faire évoluer la brique de coût des écarts, la CRE propose d'indexer la brique de coût moyen des écarts d'un fournisseur efficace à une référence de prix de marché.

S'agissant de l'indexation, la brique de « coût moyen des écarts au périmètre d'équilibre » serait alors calculée de la manière suivante :

$$\text{Coûts écarts } N + 1 = 0,3 \text{ €/MWh} \times \frac{\text{Référence de prix pour l'année } N + 1}{\text{Moyenne de la référence de prix entre 2017 et 2020}}$$

Cette formule permet :

- de conserver une référence au niveau de coût atteignable par un fournisseur efficace, soit 0,3€/MWh ;
- et d'indexer ce niveau à l'évolution d'une certaine référence de prix à définir : 
$$\frac{\text{Référence de prix pour l'année } N+1}{\text{Moyenne de la référence de prix entre 2017 et 2020}}$$

S'agissant de la référence de prix, une première solution proposée par certains fournisseurs dans le cadre d'échanges bilatéraux avec les services de la CRE, consisterait à se fonder sur une estimation à la fin de l'année N du prix spot moyen pour l'année de livraison en N+1. Le prix spot moyen pour l'année de livraison N+1 pourrait être estimé comme la moyenne arithmétique des cotations du produit calendaire base en décembre de l'année N.

Toutefois, dans le cadre du mécanisme de règlement des écarts, le coût supporté par chaque fournisseur est calculé en multipliant le volume constaté des écarts relatifs à leur portefeuille de clients respectif par (i) la différence entre le prix spot et le PRE<sup>7</sup> pour les écarts positifs, et (ii) la différence entre le PRE<sup>8</sup> et le prix spot pour les écarts négatifs. Ces montants sont ensuite rapportés à la consommation totale du portefeuille du fournisseur pour obtenir un montant en €/MWh.

En 2022, la CRE observe bien une augmentation de l'écart entre le spot et le prix de règlement des écarts utilisé pour calculer le coût des écarts. Toutefois, elle n'identifie pas de corrélation évidente entre, d'une part, la différence entre le prix spot et le prix de règlement des écarts, et, d'autre part, le prix spot.

En conséquence, la CRE propose une autre référence<sup>9</sup>, qui se fonde directement sur la différence entre le prix spot et le prix de règlement des écarts moyen observé sur l'année N (bien que le processus de reconstitution des flux ne soit pas totalement terminé), soit :

$$\text{Référence de prix pour l'année } N + 1 = \frac{\left( \frac{\sum_N(\text{Spot} - \text{PREp})}{8760 \times 2} + \frac{\sum_N(\text{PREn} - \text{Spot})}{8760 \times 2} \right)}{2}$$

Cette proposition est plus cohérente avec le calcul du coût des écarts. Elle fait toutefois référence à des données de marché constatées et non prévisionnelles à l'inverse de la première proposition portant sur une référence fondée sur les prix spot.

\*

La formule envisagée par la CRE pour le calcul du coût des écarts fait l'hypothèse que le volume moyen d'écarts d'un fournisseur efficace est considéré constant, ce qui est caractérisé dans la formule par le maintien de la référence de coût moyen des écarts d'un fournisseur efficace à 0,3 €/MWh.

Cependant, certains mécanismes (comme le profilage dynamique) sont voués à faire diminuer à terme le volume d'écarts et donc les coûts associés pour les fournisseurs. Le cas échant, la CRE tiendra compte de cette baisse du volume moyen des écarts dans l'évaluation de la brique de « coût moyen des écarts au périmètre d'équilibre » en réévaluant la référence de 0,3 €/MWh.

**Question 5 :** L'indexation de la brique de coût moyen des écarts d'un fournisseur efficace à une référence de prix de marché vous semble-t-elle être une méthode adaptée ?

**Question 6 :** La référence de prix proposée par la CRE vous semble-t-elle adaptée pour faire évoluer le niveau de coût atteignable par un fournisseur efficace ? Identifiez-vous d'autres références de prix pertinentes ?

#### 4. COÛT D'APPROVISIONNEMENT 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.

<sup>7</sup> Prix des écarts positifs

<sup>8</sup> Prix des écarts négatifs

<sup>9</sup> Pour 2023, la CRE calculerait cette référence de prix en recalculant les PRE à partir d'une première estimation du coefficient « k » ex post. Au-delà de 2023, le coefficient « k » sera connu définitivement ex ante. Il n'y aura alors plus besoin de retraitement sur les données de PRE.

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<sup>10</sup>.

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.

Toutefois, les coûts d'approvisionnement en CEE d'EDF relèvent du secret des affaires et ne peuvent donc être isolés du reste des coûts commerciaux et révélés à l'ensemble des acteurs. Cette situation limite la transparence et, par suite, la répliquabilité des TRVE. L'explicitation de cette brique de coût dans les délibérations de la CRE constitue une demande récurrente des fournisseurs alternatifs et renforcerait la transparence du calcul des TRVE.

Dans sa proposition tarifaire du 18 janvier 2022, la CRE a indiqué qu'elle était favorable à un changement de méthode et à l'utilisation d'une référence de coût opposable dès lors que cette dernière était robuste. Après avoir échangé avec le Pôle National des certificats d'économies d'énergie, la société EEX à laquelle est concédée la tenue du Registre National des Certificats d'Economies d'Energie (Emmy), et certains acteurs du marché des CEE, la CRE considère que les indices « spot » classique et précarité fournis par le registre Emmy constituent les références de coût les plus adaptées.

Ainsi, la CRE envisage de retenir comme référence de prix (en €/MWhcumac) la moyenne arithmétique des cotations des indices mensuels Emmy Spot classique et précarité sur une durée de lissage cohérente avec celle utilisée pour l'approvisionnement du complément en énergie (ci-après « référence Emmy spot lissée »).

Cependant, bien que l'indice Emmy spot représente une vision objective et à jour du marché des CEE, puisque que l'indice mensuel n'est composé que des transactions signées au cours du mois précédent tout en excluant les transactions intragroupes et les transactions à prix nuls, les transactions considérées ne sont pas standardisées et recouvrent des réalités contractuelles variées, en particulier sur les dates de livraison. De plus, l'indice Emmy Spot n'intègre pas exhaustivement l'ensemble des volumes de certificats d'économie d'énergie échangés entre l'ensemble des acteurs et repose sur des déclarations volontaires de prix et d'informations des acteurs.

Afin de tenir compte des limites de cet indice, et pour renforcer la robustesse du choix de référence utilisée, la CRE envisage de borner la référence Emmy spot lissée à +/- 20% de l'indice Emmy standard (prévu à l'article L221-11 du code de l'énergie) lissé sur la même période (l'indice standard correspond à l'indice Emmy « toutes transactions » non limité aux transactions « spot »). L'indice Emmy Spot est par ailleurs déjà utilisé pour la fixation des prix maximum des produits pétroliers dans les territoires d'outre-mer.

La formule du coût d'approvisionnement en CEE serait alors :

*coût d'approvisionnement CEE*

= *obligation CEE classique portefeuille TRVE*

$$\times \begin{cases} 1,2 \times \text{ref Emmy standard}_{CEEc} \text{ si } (\text{ref Emmy spot}_{CEEc} > 1,2 \times \text{ref Emmy standard}_{CEEc}) \\ \text{ref Emmy spot}_{CEEc} \text{ si } (0,8 \times \text{ref Emmy standard}_{CEEc} < \text{ref Emmy spot}_{CEEc} < 1,2 \times \text{ref Emmy standard}_{CEEc}) \\ 0,8 \times \text{ref Emmy standard}_{CEEc} \text{ si } (\text{ref Emmy spot}_{CEEc} < 0,8 \times \text{ref Emmy standard}_{CEEc}) \end{cases}$$

+ *obligation CEE précarité portefeuille TRVE*

$$\times \begin{cases} 1,2 \times \text{ref Emmy standard}_{CEEp} \text{ si } (\text{ref Emmy spot}_{CEEp} > 1,2 \times \text{ref Emmy standard}_{CEEp}) \\ \text{ref Emmy spot}_{CEEp} \text{ si } (0,8 \times \text{ref Emmy standard}_{CEEp} < \text{ref Emmy spot}_{CEEp} < 1,2 \times \text{ref Emmy standard}_{CEEp}) \\ 0,8 \times \text{ref Emmy standard}_{CEEp} \text{ si } (\text{ref Emmy spot}_{CEEp} < 0,8 \times \text{ref Emmy standard}_{CEEp}) \end{cases}$$

Avec :

*ref Emmy spot<sub>CEEc</sub>* la moyenne arithmétique des cotations des indices mensuels Emmy Spot classique sur la période de lissage précédant l'année de livraison des TRVE ;

*ref Emmy spot<sub>CEEp</sub>* la moyenne arithmétique des cotations des indices mensuels Emmy Spot précarité sur la période de lissage précédant l'année de livraison des TRVE ;

*ref Emmy standard<sub>CEEc</sub>* la moyenne arithmétique des cotations des indices mensuels Emmy prévu à l'article L221-11 du code de l'énergie, pour les CEE classique sur la période de lissage précédant l'année de livraison des TRVE ;

<sup>10</sup> Cette interprétation a été confirmée par le Conseil d'État dans ses décisions du 18 mai 2018, du 3 octobre 2018 ainsi que du 6 novembre 2019 où il 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 ».



ref *Emmy standard*<sub>CEEP</sub> la moyenne arithmétique des cotations des indices mensuels Emmy prévu à l'article L221-11 du code de l'énergie, pour les CEE précarité sur la période de lissage précédant l'année de livraison des TRVE.

La modification de la méthode de calcul du coût d'approvisionnement des CEE conduit la CRE à s'interroger sur l'évolution à moyen terme de la répartition des coûts de commercialisation et de CEE entre la part abonnement et la part variable des TRVE. L'obligation CEE d'un fournisseur étant exclusivement proportionnelle à l'énergie consommée par son portefeuille, la CRE envisage d'affecter le coût d'acquisition des CEE aux seules parts variables des TRVE (affichées en c€/kWh) pour chacune des options tarifaires. Cette évolution nécessite toutefois un travail d'analyse plus approfondi sur l'affectation des coûts commerciaux entre la part variable et la part fixe qui ne pourra être réalisé pour le mouvement de début 2023. Pour rappel, l'ensemble des coûts commerciaux et d'acquisition des CEE est affecté pour moitié aux abonnements et pour moitié aux parts énergie.

Question 7 : Les indices Emmy Spot classique et précarité vous semblent-ils être assez robustes pour servir de référence de coût dans les TRVE ? A défaut, quelle référence alternative privilégieriez-vous ?

Question 8 : Selon vous, est-il nécessaire de borner la référence de prix Emmy spot retenue ? Si oui, faut-il la borner avec l'indice Emmy standard tel que proposé ?

Question 9 : Une période de lissage cohérente avec la période de lissage pour l'approvisionnement du complément en énergie vous semble-t-elle représentative du coût moyen d'approvisionnement des CEE (en €/MWhcumac) pour l'année de livraison TRVE à venir ? Si non, quelle période de lissage privilégieriez-vous ?

Question 10 : Que pensez-vous de la proposition de la CRE de, à terme, revoir la structure d'affectation des coûts des CEE et des coûts de commercialisation hors CEE entre l'abonnement et la part énergie ?

## 5. DETERMINATION DE LA REMUNERATION NORMALE

### 5.1 Rappel de la méthode en vigueur

Dans la méthode actuelle, le niveau de la rémunération normale est fixé à partir d'un benchmark des marges de fournisseurs européens. Ce niveau est ensuite réparti en structure sur les différentes options des TRVE via des clés fournies par les quantiles de risques.

#### Niveau de la rémunération normale

Dans le cadre de sa proposition tarifaire du 13 juillet 2016, la CRE avait réalisé une analyse des marges commerciales réelles des fournisseurs d'énergie européens comparables portant sur plusieurs années.

Cette analyse constitue la référence sur laquelle a été établi le niveau de rémunération normale intégré dans les TRVE. Il en ressortait qu'une marge de l'ordre de 2 %, en plus de la prise en compte de l'espérance des risques supportés au titre de l'approvisionnement (risque thermosensibilité, etc.), était appropriée à l'activité de fourniture.

Dans ses premières propositions tarifaires, la CRE avait ainsi choisi de proposer une rémunération normale égale à 3 % du tarif hors taxes destinée à couvrir, d'une part, le niveau de marge de 2 % correspondant à la pratique observée des fournisseurs européens comparables et, d'autre part, l'espérance des risques liés à l'approvisionnement. La rémunération normale avait été augmentée à 3,5% lors de la proposition tarifaire du 12 juillet 2018.

Dans la proposition du 7 février 2019, la CRE a maintenu inchangé le niveau de marge en valeur absolue à 3,74 €/MWh HT. Cette valeur en €/MWh a été maintenue depuis lors.

Conformément à la jurisprudence du Conseil d'Etat<sup>11</sup>, 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).

#### Structure de la rémunération normale

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.

<sup>11</sup> Décision n° 424572 du Conseil d'Etat du 6 novembre 2019

Le niveau de risques est variable entre les différentes catégories de consommateurs, et plus précisément pour chaque sous-profil de consommation<sup>12</sup>. En conséquence, la méthode de construction tarifaire affecte à chaque sous profil une part de la rémunération normale à proportion des risques supportés pour l’approvisionnement de ce sous-profil, selon un critère de gestion des risques quantifiables fondé sur l’analyse des *values-at-risk*, c’est-à-dire la détermination du coût de couverture des risques de fourniture.

Plus précisément, pour réaliser la répartition de la rémunération normale, la méthode actuelle évalue les surcoûts (ou les recettes) liés aux risques quantifiables à l’aide d’une approche probabiliste (scénarios de température, de prix de gros...) et retient une valeur permettant de couvrir les surcoûts dans 95% des cas (quantile 95%).

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, etc.) ;
- le risque lié aux erreurs de prévision du portefeuille ;
- le risque lié à l’approvisionnement en capacité.

La différence, si elle est positive, entre le niveau de la rémunération normale et la somme des quantiles de risques liés à l’approvisionnement est attribuée aux risques non quantifiables, et reportée sur l’ensemble des options tarifaires de manière uniforme en €/MWh afin d’obtenir le niveau de rémunération normale recherché, à savoir 3,74 €/MWh actuellement. Dans le cas contraire, la composante de rémunération intégrée à chaque sous-profil de consommation comme la somme des quantiles à 95 % des risques quantifiables est recalée par homothétie pour reboucler sur le niveau de rémunération recherché.

La CRE constate que le niveau de rémunération normale cible a toujours couvert le coût moyen des risques quantifiables, c’est-à-dire la somme des espérances des risques. Par ailleurs, jusqu’en 2021 inclus, il a permis de couvrir la somme des quantiles à 95 % des risques quantifiables.

## 5.2 Evolutions de la rémunération normale

La CRE considère à ce stade, d’une part, que les TRVE devraient couvrir l’espérance des risques quantifiables qui correspond à un coût effectivement supporté par les fournisseurs, et d’autre part que le niveau de la marge pour risques devrait évoluer en cohérence avec le contexte actuel sur le marché de la fourniture d’électricité.

En conséquence, la CRE propose de revoir la méthode de calcul de la rémunération normale, pour application dès la proposition tarifaire de début 2023.

Plusieurs acteurs ont indiqué à la CRE que l’espérance des risques, et plus particulièrement l’espérance du risque de thermosensibilité, devait être considérée comme un coût à part entière, et à ce titre être isolée et intégrée à la composante d’approvisionnement en énergie des TRVE et non plus à la rémunération normale comme c’est actuellement le cas. La CRE considère cette proposition comme étant justifiée et propose d’intégrer dorénavant l’espérance des risques à la composante d’approvisionnement des TRVE.

Une fois ce retraitement effectué, la CRE propose d’établir le niveau de la rémunération normale à 2 % du tarif hors taxes et hors rattrapage en cohérence avec les résultats des analyses des marges commerciales réelles de fournisseurs d’énergie européens comparables menées en 2016. Le niveau de marge ainsi réévalué serait, dans les conditions de marché présentes, supérieur au niveau actuel et plus représentatif des conditions de marché et des risques supportés par les fournisseurs.

**Question 11 : Etes-vous favorable à l’évolution méthodologique proposée par la CRE pour le calcul de la rémunération normale ?**

<sup>12</sup> Pour rappel, 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 » pour évaluer les coûts d’approvisionnement de chaque option tarifaire. Ces profils se décomposent en sous-profils associés chacun aux plages horosaisonnnières de l’option tarifaire considérée.

## 6. SECURITE D'APPROVISIONNEMENT : LEVIERS DE RETABLISSEMENT DE L'ATTRACTIVITE DE L'OPTION HPHC

### 6.1 Niveau relatif des options Base et HPHC

Depuis 2016 et 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 totale devant être placée pendant les Heures Creuses (HC) afin que l'option HPHC soit plus rentable financièrement que l'option Base, a sensiblement augmenté, passant de 41 % de consommation nécessaire en HC en 2016 à 60 % en 2021 (voir la Figure 2 ci-dessous). Ce dernier ratio est significativement supérieur à la consommation moyenne en HC des clients de l'option HPHC du TRVE, qui est de 40 %, et peut dès lors être légitimement considéré comme requérant des clients concernés un effort de flexibilité trop important.

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 relativement aux coûts d'approvisionnement des volumes lissés sur 24 mois. L'option HPHC qui bénéficie d'un droit ARENH plus faible que l'option Base subit moins ce coût élevé de l'écrêtement des volumes ARENH. Cela se traduit en 2022 par des augmentations du coût de la brique énergie plus faibles pour l'option HPHC relativement à l'option Base. En 2022, la part de la consommation devant être placée en HC pour que l'option HPHC soit plus rentable que l'option Base est passée à 31 %. La prise en compte de la structure résultant de l'empilement des coûts dans les grilles tarifaires gelées retenues par le gouvernement au 1<sup>er</sup> février 2022 a permis de préserver l'attractivité de l'option HPHC et le ratio d'équilibre de 31 %.

Cependant, à méthode inchangée, ce regain d'attractivité est conjoncturel et non pérenne. Selon les simulations menées par la CRE, et dans les hypothèses de prix actuelles, le ratio d'équilibre entre HPHC et Base retrouverait son niveau de 2021 dès le mouvement de début d'année 2023.

Or, la situation exceptionnelle de tension sur la sécurité d'approvisionnement en électricité anticipée pour les hivers prochains, nécessite que l'ensemble des leviers de maîtrise de la demande en électricité soient mobilisés à leur plein potentiel. L'option HPHC constitue un outil majeur en ce qu'elle incite les 10,1 millions de consommateurs résidentiels qui la souscrivent (11,2 millions souscrivent une option Base) à déplacer leurs consommations hors des périodes de pointe du système électrique, notamment via le pilotage automatique des ballons d'eau chaude, au bénéfice de l'intérêt général.

La CRE estime qu'il est essentiel de préserver ce gisement de flexibilité simple et massif en confortant dans la durée l'attractivité de l'option HPHC par rapport à l'option Base. Pour cela, il faut garantir l'incitation économique à rester en HPHC des consommateurs souscrivant actuellement cette option.

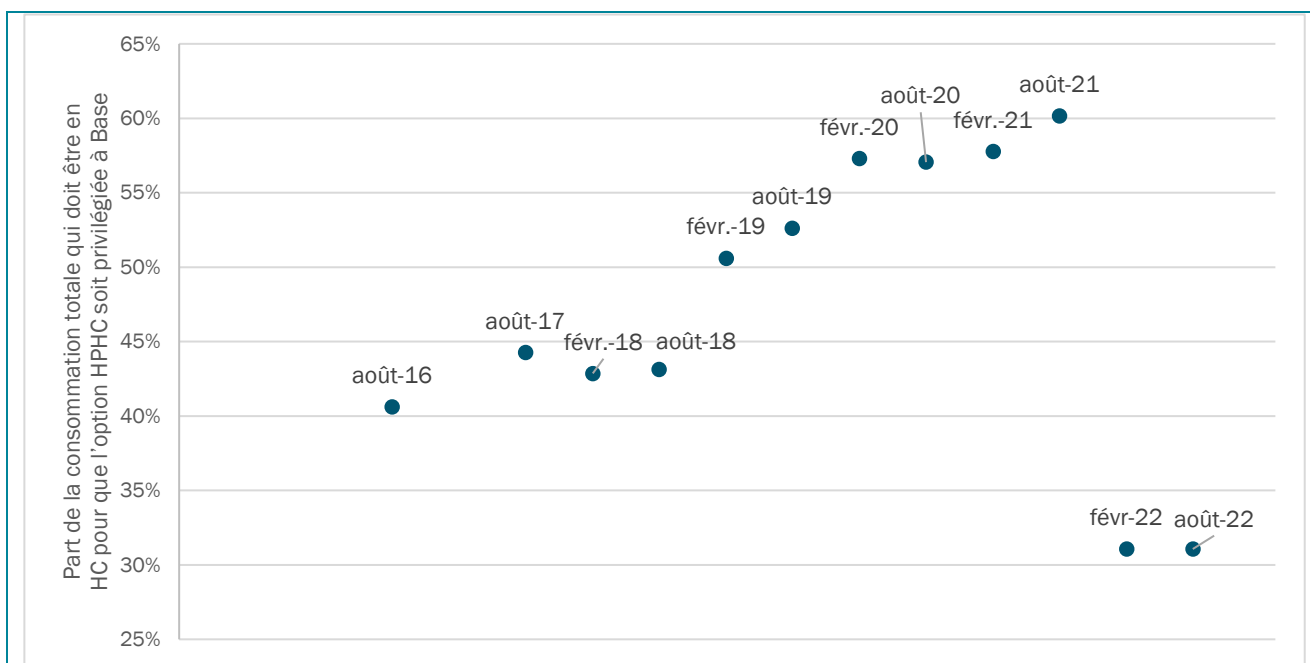


Figure 1 : Ratio d'équilibre entre Base et HP/HC pour un client 6 kVA consommant 4,5 MWh/an

L'article L.337-5 du code de l'énergie prévoit que « [l]es tarifs réglementés de vente d'électricité sont définis en fonction de catégories fondées sur les caractéristiques intrinsèques des fournitures, en fonction des coûts mentionnés à l'article L. 337-6 ».

L'article L.337-6 du code de l'énergie ajoute que « [l]es 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 ».

L'article R.337-19 du code de l'énergie vient par ailleurs préciser que la contestabilité s'apprécie à la maille de la catégorie tarifaire : « Pour chaque catégorie tarifaire mentionnée à l'article R. 337-18, le niveau des tarifs réglementés de vente de l'électricité est déterminé, sous réserve de la prise en compte des coûts de l'activité de fourniture de l'électricité aux tarifs réglementés d'Electricité de France et des entreprises locales de distribution, par [...] ». ».

Les catégories tarifaires sont définies, à l'article R.337-18 du code de l'énergie, « en fonction de la tension de raccordement et de la puissance souscrite par le client pour le site concerné ». Trois catégories tarifaires sont ainsi distinguées par cette disposition : les tarifs « bleu », « jaune » et « vert ».

Enfin, conformément à l'article L.337-6 du code de l'énergie, 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. »

En conséquence, les textes donnent à la CRE la compétence de moduler la structure et le niveau des options tarifaires au sein des tarifs bleus.

Dans ce cadre et afin d'assurer de manière durable l'attractivité de l'option HPHC par rapport à l'option Base, la CRE a identifié deux méthodes possibles pour adapter la construction des options tarifaires du TRVE Bleu résidentiel.

#### Méthode 1 « empilement sur option cible » :

Cette méthode consiste à établir une « option cible » à partir de laquelle seraient définis les tarifs 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 charges agrégées. Ensuite, cette courbe de charge serait scindée en une courbe de charge heures pleines et une courbe de charge heures creuses. L'approvisionnement de ces deux courbes de charges serait 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.

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 s'ils étaient dans « l'option cible ».

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

Dans les conditions de marché actuelles et par rapport à la méthode en vigueur, la méthode de construction par « empilement sur option cible » conduirait à un transfert financier important entre les consommateurs Base vers les consommateurs HPHC.

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 à un niveau bas (inférieur à 30 % dans la simulation aux conditions de 2023). Aussi, la proportion de consommateurs HPHC incités financièrement à rester dans l'option HPHC augmenterait significativement : seul 40 % des clients HPHC ont une incitation significative à rester dans l'option HPHC<sup>13</sup> lorsqu'elle est construite avec la méthode actuelle alors que 100 % des clients HPHC auraient une incitation significative à rester dans l'option HPHC construite avec la méthode « d'empilement sur option cible ».

Dans cette méthode, un consommateur de l'option Base serait incité à rejoindre l'option HPHC construite sur option cible s'il dispose de leviers pour augmenter la part de sa consommation en HC au-delà de la part de consommation en HC moyenne de l'ensemble des consommateurs souscrivant à l'option Base.

#### Méthode 2 « ratio d'équilibre cible » :

La seconde méthode envisagée par la CRE consisterait à choisir une valeur de part de la consommation minimale devant être placée 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.

Dans le cas spécifique de l'année 2023 et du contexte du gel tarifaire annoncé, un simple mouvement en niveau au 1<sup>er</sup> février 2023 préserverait le ratio actuel de 31%, qui constitue un point d'équilibre adéquat.

<sup>13</sup>. En outre, la CRE tient à rappeler que le passage de l'option HPHC vers l'option Base conduit à la perte d'asservissement des équipements asservis au signal HPHC, notamment les ballons d'eau chaude. Or toutes choses égales par ailleurs, le passage au mode non asservi engendre une consommation énergétique plus importante du ballon comprise entre 8 % et 16 %. Aussi, le gain potentiel de facture au passage au tarif Base est mitigé par la surconsommation d'électricité du ballon d'eau chaude perdant son asservissement.

Dans le cadre général, le 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 35 % permettrait que plus de 90 % des consommateurs souscrivant à l'option HPHC aujourd'hui n'aient pas une incitation significative à basculer dans l'option Base, contre 40 % lorsqu'elle est construite avec la méthode actuelle.

Dans ce schéma, la structure des prix des deux options serait adaptée en réhaussant le prix de l'option Base tout en diminuant ceux de l'option HPHC à niveau global des deux options inchangé.

Dans le cadre d'un rééquilibrage de l'attractivité économique des options Base et HPHC, une mesure complémentaire, ou alternative, qui pourrait être envisagée à plus long terme<sup>14</sup> consisterait en l'élargissement de la plage des heures creuses, sans toutefois en renchérir le prix. Actuellement de 8 heures par jour, cette dernière pourrait être étendue à une fourchette plus large et moins contraignante pour les consommateurs, mais toujours adaptée aux besoins de flexibilité du système électrique.

Enfin, afin de favoriser l'ensemble des options du TRVE renvoyant des incitations à une consommation sur les heures creuses, il pourrait également être envisagé d'intégrer les consommateurs de l'option TEMPO dans cette évolution de structure. Tout en conservant le niveau global de la somme des trois options, les tarifs des options TEMPO et HPHC seraient diminués tandis que celui de l'option Base serait augmenté.

Ces deux méthodes garantiraient toujours la contestabilité de la brique approvisionnement des TRVE à la maille des tarifs Bleus résidentiels, comme requis par la loi. En revanche, celle-ci ne serait plus assurée qu'à la maille des options Base + HPHC, et non par sous-profil.

A ce stade, la CRE privilégie l'option 2, qui est plus simple à mettre en œuvre et permet de s'inscrire durablement dans la continuité des grilles tarifaires TRVE actuellement en vigueur.

**Question 12 :** Partagez-vous l'opinion de la CRE selon laquelle il est nécessaire de pérenniser l'attractivité de l'option HPHC ? Si oui, partagez-vous la proposition de la CRE de retenir l'option 2 présentée précédemment ?

**Question 13 :** A l'instar du mouvement du 1<sup>er</sup> août 2022<sup>15</sup> et afin de préserver la structure actuelle, la CRE pourrait ne proposer qu'une évolution tarifaire en niveau en 2023. Etes-vous favorables à cette proposition ? Pensez-vous que cette méthode pourrait être également appliquée pour les exercices suivants ?

**Question 14 :** S'agissant de la méthode 2, êtes-vous favorable à l'inclusion des consommateurs TEMPO dans l'optimisation des structures tarifaires ?

**Question 15 :** La CRE s'interroge sur l'opportunité d'augmenter le nombre d'heures creuses par jour de l'option HPHC, tout en maintenant le prix des HC inchangé. Cette mesure permettrait de conserver l'incitation à la flexibilité de l'option HPHC, tout en la rendant moins contraignante pour les consommateurs. Cette mesure, alternative ou complémentaire à la méthode 2, vous semble-t-elle pertinente ?

Les adaptations de structure proposées afin que les TRVE envoient davantage de signaux à mieux consommer pourraient constituer un premier pas vers la mise en œuvre d'une option TRVE à 4 postes horosaisonniers (Heures Pleines - Heures Creuses et Hiver - Été). La CRE a déjà étudié et proposé cette évolution des TRVE lors de la consultation publique du 18 février 2016 relative à la structure des TRVE, concomitamment à la création d'une option du TURPE à 4 index.

**Question 16 :** L'introduction dans les TRVE à moyen terme d'une option à 4 postes horosaisonniers, en plus des options existantes ou à la place de certaines d'entre elles, vous semble-t-elle pertinente pour inciter les consommateurs à adapter leurs consommations aux besoins du système électrique ?

## 6.2 Mesure prospective à plus long terme : évolution de l'option Base des TRVE

L'option Base du TRVE ne renvoie aux consommateurs aucun signal tarifaire les incitant à adapter leur consommation aux besoins du système électrique. Cette option tarifaire ne sera plus compatible avec les besoins croissants de flexibilité nécessaires pour les années à venir. Aussi, la CRE réfléchit à faire évoluer, à terme, l'option Base pour qu'elle incite les 11,2 millions de consommateurs la souscrivant à mieux consommer.

<sup>14</sup> La mise en œuvre de cette mesure nécessite la modification des sous-profils HP et HC du profil RES2, qui ne pourra probablement pas être menée à bien pour une entrée en vigueur au 1<sup>er</sup> février 2023.

<sup>15</sup> Délibération n° 2022-198 du 7 juillet 2022 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité

L'option Base pourrait évoluer en une option Heures Pointe - Heures Base (HPHB) qui comporterait deux plages horosaisonnnières : (i) une plage fixe d'heures de pointe (restreinte par rapport à la période des heures pleines), à un tarif élevé, de 2 heures le matin et 2 heures le soir, calée sur les pics de consommation nationale sur les mois de novembre à mars<sup>16</sup> et (ii) une plage d'heures de base toutes les autres heures.

Cette option HPHB apporterait de la flexibilité au système électrique puisque les consommateurs Base seraient incités à déplacer leurs consommations hors des pics de consommation le matin et le soir en hiver. Par construction, le passage de l'option Base vers l'option HPHB n'aurait aucun impact sur le consommateur Base moyen dont la facture resterait inchangée. Si ce consommateur moyen parvenait à déplacer une partie de sa consommation des heures de pointe vers les heures base, alors il obtiendrait une baisse de facture. De même, un consommateur consommant davantage lors des heures de pointe que le client moyen aurait une incitation à baisser sa consommation sur ces heures afin de réduire l'impact sur sa facture de la nouvelle structure tarifaire.

Cette évolution vers une option Heures Pointe Heures Base s'inscrit dans le cadre des analyses prospectives de la CRE sur les TRVE, et n'a pas vocation à être mise en place à court terme et en particulier lors du mouvement de début 2023. En effet, d'une part, la loi prévoit un délai minimal d'un an avant une telle évolution, et d'autre part un délai significatif est nécessaire pour adapter les systèmes d'information des fournisseurs. Par ailleurs, cette évolution nécessitera le cas échéant la mise en œuvre de mesures d'accompagnement pour les consommateurs les plus vulnérables ou pour lesquels les déplacements de consommation sont impossibles.

**Question 17 :** L'évolution de l'option Base vers une option Heures Pointe Heures Base vous semble-t-elle pertinente pour apporter de la flexibilité au système électrique les hivers prochains et promouvoir des comportements de consommations vertueux chez l'ensemble des consommateurs ? En tant que fournisseur proposant des offres de marché, envisageriez-vous de répliquer l'option HPHB dans vos offres ?

<sup>16</sup> Plus précisément, les heures de pointe pourraient être choisies sur la même base que les heures du sous-profil Pointe P1 du profil ENT3, à savoir 2 heures le matin dans la plage de 8 heures à 12 heures et 2 heures le soir dans la plage de 17 heures à 21 heures, fixées par le gestionnaire du réseau de distribution public. Ce sous-profil correspond à 309 heures de pointe dans l'année.