

## **ANNEXE - DELIBERATION N° 2023-03**

Réponses non confidentielles à la consultation publique n° 2022-08 du 22 septembre 2022 relative aux évolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité

ADEIC - AFOC -CNAFAL –CNAFC – CNL – CSF – Familles Rurales – Orgeco Grand Paris	p. 3
ALPIQ	p. 6
ENGIE	p. 11
FEDERATION DES FAMILLES DE FRANCE	p. 19
FNCCR	p. 23
FNME-CGT	p. 27
ILEK	p. 32
Particulier #1	p. 36
Particulier #2	p. 39
Particulier #3	p. 42
Particulier #4	p. 45
Particulier #5	p. 49
Particulier #6	p. 52
Particulier #7	p. 55
Particulier #8	p. 58
Particulier #9	p. 61
Particulier #10	p. 65
Particulier #11	p. 68
Particulier #12	p. 69
Particulier #13	p. 76
Particulier #14	p. 80
RTE	p. 82
SIPLEC	p. 89
SIPEREC	p. 94
TEARA	p. 102
UFC-Que Choisir	p. 121
UPRIGAZ	p. 125
VATETENFAL	p. 130
ANODE	p. 134
C2EM	p. 142
CLCV	p. 148
CONCILIATEUR FEDERAL	p. 153
CSEC EDF SA	p. 156
EDF	p. 171
ELE	p. 181
ENEDIS	p. 187
UFE	p. 189

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

Contribution des associations de consommateurs : ADEIC - AFOC -CNAFAL –  
CNAFC – CNL – CSF – Familles Rurales – Orgeco Grand Paris

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

Ne souhaite pas répondre

**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 ?**

Ne souhaite pas répondre

**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 ?**

Ne souhaite pas répondre

**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 ?**

Comme indiqué dans le rapport, « *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* ».

Ce point touche au caractère plus ou moins stable du tarif réglementé, les consommateurs étant très majoritairement attachés à cette stabilité. Plus on réduit la durée du lissage, plus on est sensibles au prix de marché, et on risque de rendre le tarif beaucoup plus volatil.

Il nous semble donc préférable de maintenir la durée de 2 ans, d'autant que la proposition faite par la CRE au 2.2 réduit déjà les difficultés évoquées pour les fournisseurs en croissance. Cette durée, même si elle peut avoir des conséquences en cas de forte baisse des prix de marché, garantit une meilleure stabilité des TRVE, et la crainte d'un délaissement massif de ces tarifs ne semble pas correspondre à ce qui s'est produit depuis l'ouverture du marché des particuliers à la concurrence et la multiplication d'offres présentées comme plus avantageuses que les TRVE : Certes, un nombre important de clients ont alors abandonné le TRVE, mais plus de 20 millions y sont restés, privilégiant la sécurité de ces tarifs. Et la flambée des prix que nous connaissons renforce le sentiment de sécurité éprouvé par de nombreux consommateurs bénéficiant de ce tarif.

**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 ?**

Ne souhaite pas répondre

**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 ?**  
Ne souhaite pas répondre

**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 ?**

Du point de vue des consommateurs, il y a certainement quelque chose à faire pour améliorer la compréhension du dispositif des CEE, dont le coût est « caché » dans les coûts commerciaux. Pour autant, la solution proposée ne nous semble pas satisfaisante. Le rapport émet déjà des réserves quant à l'indice EMMY Spot, qui conduisent la CRE à proposer un lissage à plus ou moins 20% de l'indice EMMY standard. Mais même lissée, la formule nous semble peu fiable, et peu compréhensible pour les consommateurs. De fait, on crée une brique de plus sur le marché de l'énergie, augmentant encore sa complexité et son absence de visibilité... Nous ne sommes donc pas favorables à cette proposition.

**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 ?**

Ne souhaite pas répondre, compte-tenu de la réponse à la question précédente.

**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 ?**

Ne souhaite pas répondre

**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 ?**

Ne souhaite pas répondre

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

Ne souhaite pas répondre

**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 ?**

Nous sommes très favorables à la pérennisation de l'attractivité de cette option. Au fil du temps, elle avait disparu, et il y avait même pour certains consommateurs l'ayant souscrite une perte financière par rapport à un tarif base. Depuis le mois de février 2022, la part de consommation en heures creuses nécessaire pour que cette option soit attractive est redescendue de 60 à 31%, ce qui constitue une incitation à la souscrire fondamentale pour le réseau électrique. Il serait tout à fait contreproductif de ne pas veiller au maintien d'un tel taux sur la durée, dans le contexte actuel, et de ne pas capitaliser collectivement sur le potentiel d'énergie effaçable.

Par ailleurs, nous partageons la proposition de la CRE de retenir l'option 2 présentée dans la consultation. En effet, il nous semble important de ne pas pénaliser les consommateurs qui restent en tarif base dans la mesure où ils ne disposent pas des leviers nécessaires pour augmenter leur consommation en heures creuses. Quelle que soit l'importance du surcoût pour ces consommateurs qui resteraient au tarif base, l'option 1 pourrait générer un sentiment d'injustice dont on ne mesure pas assez les conséquences potentielles.

**Question 13 : A l'instar du mouvement du 1<sup>er</sup> août 2022 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 ?**

Il nous paraît au contraire souhaitable que la méthode tarifaire soit appliquée aux exercices suivants, donnant ainsi un signal de continuité et de visibilité aux consommateurs, et incitant ceux qui n'ont pas souscrit une option HPHC à le faire.

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

Les consommateurs TEMPO sont ceux qui ont le plus fort potentiel de flexibilité. Il semble donc normal qu'ils soient inclus 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 ?**

Cette question nous renvoie à la question 17. Nous considérons que la possibilité de faire évoluer l'option base vers une option HPHC n'est pas souhaitable, car peu compréhensible pour de nombreux consommateurs : on est en base ou on n'y est pas ! Cependant, il nous semble que la possibilité de construire des options intermédiaires entre les deux que nous connaissons aujourd'hui, dans un souci d'acculturation, pourrait être incitative et pédagogique pour de nombreux consommateurs. Nous serions donc favorables à ce que la mesure proposée en question 15 soit envisagée en complément de la méthode 2, ainsi que l'option présentée à la question 17, mais que l'option purement base soit maintenue.

**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 ?**

Le Turpe a déjà pris en compte la saisonnalité, mais cela n'est pas répercuté sur les tarifs. Nous tenons à rappeler que les consommateurs ne choisissent pas la période à laquelle ils doivent se chauffer... Si l'on devait introduire une option à 4 postes horosaisonniers, il faudrait que cela soit fait avec la plus grande prudence, et de manière progressive. Nous craignons sur ce point l'incompréhension et encore une fois un grand sentiment d'injustice de la part des consommateurs les plus fragiles tout particulièrement, notamment des locataires qui subissent les méfaits d'une mauvaise isolation de leur logement. On pourrait en reparler quand la rénovation globale des logements aura permis de remédier à cette difficulté !

**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 ?**

Réponse en question 15

---

Sujet	<b>Consultation publique n°2022-08 du 22 septembre 2022 relative aux évolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité</b>
Date	Octobre 2022
A l'intention de	CRE

---

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

La méthode de calcul du coût du complément d'approvisionnement au marché s'approche de la réalité du marché mais reste insuffisante puisqu'elle n'est pas totalement répliquable.

La nouvelle méthode, qui prévoit de recalculer le niveau de la PFC grâce aux produits trimestriels à partir de 4 trimestres à l'avance, ne permet pas de refléter le coût réel de l'approvisionnement des Trimestres 2, 3 et 4 pendant la première partie de l'année N-1. En effet, pendant le premier trimestre de cotation du Trimestre 1, soit le premier trimestre de l'année N-1, les niveaux des autres Trimestres sont déduits avec des ratios historiques par rapport au produit calendaire, ce qui est impossible à répliquer avec des achats sur le marché. Ce phénomène est également présent pendant le 2<sup>ème</sup> trimestre de l'année N-1. Ainsi pendant la moitié de l'année, les niveaux de prix des trimestres sont donc basés sur les niveaux historiques, sans lien avec la réalité du marché.

Réduire la durée d'ajustement avec les cotations trimestrielles aux 6 mois précédents la période de livraison permettrait de palier cet effet et de s'approcher des conditions réelles de marché. Cette méthode présente l'avantage d'être répliquable, et devrait donc être préférée aux autres méthodes. A noter que l'approvisionnement de produits trimestriels reste difficile en pratique puisque ces produits ne sont vraiment liquides que trois mois avant la livraison, d'autant plus sur des quantités réduites (en particulier pour les petits fournisseurs).

Alternativement, si la CRE souhaite conserver une méthode sur toute l'année N-1, pendant les 6 premiers mois de l'année N-1, il faudrait préférer aux ratios historiques les cotations des produits EEX ou OTC des Trimestres 2, 3 et 4 qui, bien que non liquides, demeurent plus pertinentes que des ratios historiques.

Par ailleurs, il est nécessaire d'inclure la forme du spot horaire de l'année N-1 dans la PFC horaire ce qui induit un calcul au 31/12/N-1. En effet, fixer la forme au début de l'année N-1 sur la base de 5 années sans remise à jour courant N-1 induit un écart avec la réalité du coût de la forme. Il convient de baser cette fixation sur la base de 5 années glissantes, soit 2018-2022 pour l'année 2023. Si l'année 2022 peut sembler non représentative des prochaines années, les 5 années précédentes ne représentent pas mieux ce que sera le futur étant donné l'évolution actuelle du marché. Il nous paraît plus cohérent de considérer que le futur se situera entre l'année 2022 et les années passées, à ce titre, nous pensons que la forme du spot constatée en 2022 doit être incluse dans la moyenne pour 2023.

**Question 2 : La période d'un an sur laquelle est approvisionnée la forme de la courbe de charge vous semble-telle appropriée ? Si non, quelle durée privilégieriez-vous ?**

Elle n'est pas appropriée. Une durée de 6 mois est à privilégier pour recalculer les produits trimestriels.

**Question 3 : Considérez-vous qu'il soit nécessaire de relever le niveau des frais d'accès aux produits à terme ?**

Nous nous interrogeons sur le fondement du facteur trois pour cette brique. Si ce facteur modélise les différentes échéances d'ajustement de portefeuille (annuel, trimestriel, mensuel), il pourrait être plus juste d'inclure également les semaines ce qui induirait un facteur 4, voir la maille horaire.

**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 ?**

Nous y sommes favorables, même si une durée plus longue aurait pu être envisagée.

**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 ?**

L'indexation de cette brique à une référence de prix de marché nous paraît pertinente, en servant l'objectif de transparence poursuivi par la méthode de calcul des TRV. Toutefois, la méthode proposée nous semble sous-estimer la réalité.

**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 ?**

Nous comprenons que les années 2017-2020 sont fixes car elles correspondent à la période sur laquelle le coût des écarts était égale à 0,3. Néanmoins, s'il s'agit d'années glissantes, la formule risque d'induire un biais : si la différence entre prix écarts et spot est élevée pour une année, cela fait mécaniquement baisser le coût des écarts pour les années suivantes (moyenne de l'historique au dénominateur). Pour que la formule soit réellement adaptée, il faudrait revoir le 0,3 dès maintenant avec une valeur cohérente pour 2023.

En outre, la formule aboutit à estimer le coût des écarts uniquement en fonction de la différence moyenne de prix entre les écarts et le prix spot. De fait, cela ne permet pas de prendre en compte le niveau des écarts en valeur absolue, alors que celui-ci atteint des sommets.

En application de ces formules, nous calculons un coût de 1 €/MWh pour 2023, ce qui est très éloigné de la réalité des coûts actuels des écarts, de l'ordre de 3 €/MWh.

En effet, pour l'année 2023, la prévision de la référence de prix n'est que deux fois plus élevée que celle de 2017. Dans le même esprit que pour les autres risques, il convient de couvrir le risque à 95%, ou à minima 60%, en incluant l'écart-type dans la formule de calcul. Les prévisions de calcul avec cette méthode aboutissent à un coût des écarts égal à environ 2,5 €/MWh pour couvrir le risque 95%.

**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 ?**

Ce coût, actuellement dilué dans la composante des coûts commerciaux avec une répartition entre part fixe et part variable, est actuellement totalement opaque. Cette solution aurait le mérite de l'objectivité.

**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 ?**

Favorable

**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 ?**

Favorable

**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 ?**

Favorable

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

Alpiq s'interroge sur la pertinence du benchmark de 2016 dont est issu le 2% et qui apparaît comme étant clairement obsolète : s'appuyer sur une analyse des marges commerciales réelles de fournisseurs d'énergie européens comparables basé sur un historique qui, de fait, a plus de 6 ans, ne semble pas à même de refléter la réalité des coûts.

Sachant en outre que les fournisseurs alternatifs (et même le fournisseur historique depuis peu) proposent au mieux 4% de réduction par rapport au TRV.

Il conviendrait d'actualiser cette étude européenne, en gardant pour objectif de pérenniser la santé financière des fournisseurs. Si les acteurs européens subissent des déconvenues, il paraît évident que cette situation n'est pas à imposer aux fournisseurs français.

A minima, il faudrait que la rémunération normale soit égale au maximum entre le 2% et l'empilement de chaque brique de coût, afin de garantir une marge au moins nulle pour les fournisseurs.

En outre, comment la CRE envisage-t-elle t'intégrer les appels de marge qui font peser un coût de BFR extrêmement élevé (initial margin en particulier), dont la hausse est de l'ordre d'un facteur 10 à 15 ? Le fait de l'intégrer à la rémunération normale empêche une objectivisation de ce poste de coût.

Enfin, Alpiq est favorable à ce que la CRE isole l'espérance du risque de thermo-sensibilité de la rémunération normale.



**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 ?**

Alpiq s'interroge sur une telle évolution car elle aboutit à une situation où chaque tarif ne représente plus son coût supporté par le fournisseur, ce qui semble contraire à l'esprit de la loi. De plus, le raisonnement d'un équilibre global sur l'ensemble des options tarifaire ne nous paraît valable qu'à très court-terme. En effet, si une option tarifaire est plus favorable que l'autre, les consommateurs seront fortement incités à souscrire à cette option, ce qui dégradera l'équilibre prévu. Le mouvement probablement fort de la clientèle vers l'option HPCHC pourrait provoquer des pertes chez les fournisseurs.

Ce biais pourrait également inciter des fournisseurs malintentionnés à ne proposer que l'option Base à ses clients, au détriment de l'intérêt des consommateurs.

Nous sommes sceptiques quant à la complexité des deux méthodes proposées au regard de la simplicité de l'alternative consistant à supprimer tout simplement l'option Base, qui aurait le mérite d'éviter tout effet de bord.

A minima, une bricole de rattrapage devrait être envisagée afin de compenser les effets très probables induits par cette subvention croisée.

**Question 13 : A l'instar du mouvement du 1er août 2022 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 ?**

Nous sommes favorables pour 2023 en cas de bouclier tarifaire, afin d'alléger le processus qui n'aboutirait à aucune modification du TRV. En revanche en cas d'absence de bouclier tarifaire, l'évolution du TURPE en août doit être reflétée dès que possible dans les TRV.

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

Nous ne sommes pas favorables à inclure les consommateurs TEMPO dans l'optimisation. Cette option n'est disponible que pour les clients du fournisseur historique et aurait pour effet de dégrader l'équilibre entre HPHC et BASE.

**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 ?**

Nous ne sommes pas favorables à cette proposition qui induirait un autre biais, le but du TRV est de refléter la réalité du marché, afin de garantir le meilleur prix aux consommateurs tout en garantissant l'équilibre financier des fournisseurs.

**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 ?**

Elle semble non seulement pertinente mais en phase avec la généralisation de l'option à quatre plages temporelles en BT ≤ 36 kVA dont la mise en œuvre, au regard de la finalisation du déploiement de compteurs Linky, n'a plus de raison d'être retardée. D'autant plus que, comme elle l'indiquait dans sa délibération du 21 janvier 2021, « *le maintien d'options tarifaires sans différenciation saisonnière n'est pas souhaitable, car il ne permet pas d'inciter l'ensemble des fournisseurs et des consommateurs à effectuer des efforts en termes d'innovation et d'efficacité énergétique durant les périodes de pointe sur les réseaux qui sont pour la plupart d'entre elles concentrées l'hiver et, ainsi, de contribuer à la maîtrise des coûts des réseaux dans la durée.* » Au regard du contexte actuel, la question se pose même d'avancer le calendrier de généralisation (via la suppression des options non saisonnalisées (CU et MU DT)) fixée à date seulement en août 2024.

**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 ?**

Cette évolution de l'option Base nous semble pertinente et permettra d'envoyer des signaux tarifaires à des consommateurs qui n'ont pour le moment aucune incitation financière notable à avoir un comportement vertueux. Toutefois, cette évolution devra s'accompagner d'une évolution de l'option Base actuelle, afin d'envisager une bascule opérationnelle la plus légère possible.



# Consultation publique relative aux évolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité

Date de la contribution : 17/10/2022

## Introduction

Synthèse des principaux points d'attention d'ENGIE :

ENGIE remercie la CRE de cette consultation visant à faire évoluer la méthode de construction des TRVE, d'autant plus dans le contexte actuel de très forte volatilité des prix de marché de gros.

Si les modifications envisagées vont dans le bon sens, elles ne sont toutefois pas suffisantes pour résoudre le problème de concurrence tarifaire effective et restent très en retrait des conditions de marché.

En effet, les difficultés inhérentes à la méthodologie de construction des TRVE ont été décuplées par le contexte actuel de hausse et de volatilité des prix des énergies.

- Tous les fournisseurs alternatifs sont actuellement en difficulté en raison du mode de calcul du complément de marché sur 24 mois.
- La situation actuelle montre que la dynamique concurrentielle n'existe plus en France sur le marché de l'électricité contrairement en gaz. Dans une conférence de presse récente d'EDF, un dirigeant soulignait bien cette dynamique de réduction de l'espace concurrentiel avec 100.000 clients particuliers qui reviennent actuellement chaque mois au tarif réglementé.

En conséquence,

- En l'absence de modification significative avant les 2 ans, ENGIE souligne la nécessité de faire évoluer le mécanisme de compensation lors du prochain bouclier afin de trouver une solution efficace pour 2023 adaptée à l'ensemble des offres des fournisseurs alternatifs, à l'instar des travaux menés par la CRE dans le cadre de l'ARENH+. Ce système permettrait de répercuter les aides sur les clients les plus fragilisés par les prix.
- Les TRVE doivent évoluer pour refléter la hausse des risques associés effectives. Les briques de risque doivent être révisées fortement à la hausse dès le prochain mouvement de février 2023. Depuis la crise des marchés énergétiques, ces briques ont augmenté et représentent un montant compris entre 30 et 45 €/MWh (selon les segments de marché) qu'il convient de prendre en compte dans le costing d'un approvisionnement sur les marchés. Ce montant est évolutif à chaque campagne en fonction de l'évolution des prix de marché.

ENGIE souhaite rappeler le manque de visibilité et de transparence de la méthodologie de calcul et du niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité, notamment concernant le niveau des coûts commerciaux.

Enfin, il demeure une autre incertitude quant au volume d'ARENH retenu dans la méthodologie applicable pour le mouvement de février 2023. Il est à noter que cette mesure a été très efficace en 2022 pour limiter la hausse des prix marché pour le consommateur, réduisant d'environ 18€/MWh la hausse HT initialement prévue.

\*\*\*

## Coût de l'approvisionnement du complément en 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 ?

La réponse est confidentielle



**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 ?

Pour les fournisseurs alternatifs, la durée la plus courte est la plus adaptée. ENGIE propose un changement plus structurel comme évoqué à la première question avec des périodes de réplique n'excédant pas 6 mois.

## Frais d'accès au marché de gros

**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 ?

ENGIE partage l'avis de la CRE concernant la nécessité de relever le niveau des frais d'accès aux produits à terme. Toutefois, cette hausse est très en retrait par rapport à l'inflation importante des briques de risque et qui correspondent à un surcoût important pour les fournisseurs alternatifs.

Il convient de prendre en compte le niveau du bid-ask qui traduit l'état de tension sur le risque de liquidité. Les ordres de grandeur de ces briques de risque sont précisés en réponse à la question 11.

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

**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 ?

E

ENGIE est favorable à une dynamique saisonnière, telle que présentée à la **Question 1**.

Compte tenu d'une nouvelle régulation du nucléaire prévue en 2025, il serait opportun d'engager une révision plus ambitieuse du mécanisme.

ENGIE propose un changement plus structurel comme évoqué à la première question et ce au plus tôt.

Pour permettre une transition "sans couture" pour un fournisseur ayant déjà commencé à répliquer la méthode historique des TRVE, l'intégration du coût/gain de retournement de cette position – consistant en un potentiel débouclage pour l'acteur – pourrait être considérée dans les premiers mouvements tarifaires.

Cette proposition pourrait être mise en place avant 2025 selon un calendrier à définir. Un démarrage au 1er avril 2024 serait par exemple envisageable mais nécessiterait une décision prise très rapidement en 2023 pour que les acteurs puissent déboucler dans ce sens. ENGIE préconise de ne pas faire cette évolution sur l'année 2023 pour assurer la stabilité des mécanismes en cours

## Calcul du coût des écarts au périmètre d'équilibre

**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 ?

ENGIE partage la nécessité d'indexer la brique de coût moyen des écarts à une référence de marché.

Concernant la référence de marché, ENGIE propose une référence dans sa réponse à la question 6.

Par ailleurs, ENGIE propose d'introduire un plancher – pouvant être en première approche égal à 0,3€/MWh, afin de tenir compte d'un possible retournement du marché qui, par construction de la formule, pourrait présenter une brique très faible.

Les coûts d'équilibrage resteront présents et impactant même en cas de baisse des marchés du fait de l'accroissement de l'intermittence coté production et de la déformation de consommation qui pourrait amener plus de volatilité dans ces prix. Les profils dynamiques bien que vertueux dans une allocation plus fine des consommations, restent difficiles à prévoir quand des changements de 'pattern' de consommation se produisent : comme le COVID, ou comme potentiellement cet hiver avec des baisses de consommation.

**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 ?

La formule proposée par la CRE ne semble pas refléter le coût de règlement des écarts, mais davantage le niveau moyen du prix d'équilibrage du réseau - le prix moyen pondéré (de par la construction des prix des écarts en single price).

ENGIE propose ainsi les modifications suivantes :

Pour le prix de référence N+1 : afin de constituer une référence pour N+1 basé sur N, au "coût des écarts", ENGIE propose la formule suivante (cf. illustration ci-dessous)

Les modifications permettent la prise en compte du coût des écarts - de par la valeur absolue - et non plus la valeur du prix moyen pondéré, et la prise en compte des années bissextiles.

Pour la période de moyenne historique servant de benchmark, ENGIE partage la période de considération avec les remarques suivantes :

- sur 2017, seuls les prix postérieurs au 3 avril 2017 devront être considérés, date du passage des prix de règlement des écarts au modèle actuel de *single price*.
- la valeur de la référence de prix entre 2017-2020 devrait être publiée, car il n'est plus possible pour un nouvel acteur de la calculer - les données des prix des écarts ne semblent être disponibles que pour 5 ans

-

$$\begin{aligned} & \text{Reference de prix pour l'année } N + 1 \\ & = \frac{\left( \frac{\sum_{hh \in N} bs(\text{Spot}(hh) - PREp(hh))}{Nb \text{ } hh \text{ } (N)} + \frac{\sum_{hh \in N} bs(PREn(hh) - \text{Spot}(hh) -)}{Nb \text{ } hh \text{ } (N)} \right)}{2} \end{aligned}$$

## Coûts d'approvisionnement des certificats d'économie d'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 ?

La brique de coût intégrée dans les TRVE doit être représentative des coûts effectivement supportés par le fournisseur afin de couvrir l'obligation générée sur la période considérée.

La proposition de la CRE vise à indexer le prix retenu pour le calcul de la référence de coût CEE sur une référence marché qui représenterait le prix d'échange des CEE sur le marché secondaire.

Cette méthode présente plusieurs biais :

- Tout d'abord, la stratégie de couverture des obligations CEE déployée par les obligés est à leur main. En particulier le *sourcing* via le marché secondaire ou via une production de CEE sur le marché primaire (obtention de CEE directement en finançant des primes d'incitation aux travaux de rénovation). Ainsi, ne retenir que le prix représentatif des échanges sur le marché secondaire consisterait à ignorer la part de *sourcing* via une production primaire, que nous estimons importante chez EDF. C'est un point très important,

car il est maintenant admis que les délais entre la production primaire et la disponibilité sur le marché secondaire sont très importants. A titre d'exemple, la dernière lettre d'information de la DGEC explique qu'entre le début des travaux (l'obligé étant contraint par la réglementation de fixer la prime CEE avant et donc le prix en € / MWhc) et le dépôt de CEE au registre il peut s'écouler plus de 400 jours, sans compter le délai de délivrance du PNCEE. Ainsi, entre le prix d'une production primaire représentative d'un contexte à un instant T et le prix du marché secondaire la réalité peut varier grandement.

- 
- Par ailleurs, Emmy n'est pas une place de marché et n'apparaît pas comme une source fiable pour évaluer le prix de marché secondaire. En effet, le prix dit « spot » d'Emmy est déclaratif et ne représente qu'une très faible part des échanges sur la plateforme. Le prix dit « standard » lui ne représente que la moyenne des prix constatés à la livraison des CEE sur le mois considéré mais il ne permet pas d'afficher la valeur des CEE en fonction d'un contexte marché précis. En effet ce prix « standard » intègre des transferts réalisés sur le mois mais contractualisés à des périodes différentes et parfois plusieurs années en arrière. Le prix spot semble plus proche de la réalité mais il n'est pas assez représentatif pour être considéré comme référence. Emmy n'est d'ailleurs que très peu employé par les acteurs CEE pour indexer leurs réflexions contractuelles. De facto, la DGEC ne fait plus appel dans sa newsletter à cet indice Emmy.
- 
- En conclusion, à défaut d'un indice de marché représentatif, la référence à privilégier serait celle provenant des déclarations du fournisseur historique des coûts représentatifs des marchés primaires et secondaires qui reflètent davantage la réalité des coûts. Cependant ces déclarations du fournisseur historique mériteraient **davantage de transparence** pour l'ensemble des acteurs.
- 
- En marge, notons qu'une place de marché a été créée depuis novembre 2020 pour permettre des conditions de marché plus favorables. Ainsi, C2E Market permet de constater de manière plus représentative un prix CEE.

**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 ?

ENGIE proposant de ne pas retenir la référence Emmy, cela n'appelle pas de réponse à cette question.

Néanmoins les deux indices Emmy « Spot » et « standard » peuvent avoir des écarts importants, ENGIE alerte donc sur ce « bornage » qui pourrait perdre du sens en cas de spread important entre les deux indices. Cela peut se produire en cas de relèvement ou baisse des prix. C'est le cas actuellement, le marché des CEE a réagi aux annonces de hausse d'obligation avec des prix de contractualisation à la hausse, le prix Emmy « spot » réagira déjà plus tardivement que la réalité, tandis que le prix standard représentera cette hausse encore plus tardivement. Ces deux indices connaissent même des tendances inversées (le prix « spot » commence à peine sa remontée mais le prix « standard » continue de baisser).

En conséquence, nous confirmons le peu de pertinence de cet indice Emmy « spot » et du bornage Emmy « Standard ».

**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 ?

ENGIE proposant de ne pas retenir la référence Emmy, cela n'appelle pas de réponse sur cette question.

Néanmoins, il ne semble pas y avoir de lien, même réduit, entre le prix des CEE et le coût moyen d'approvisionnement du complément en énergie. Lier les périodes de lissage ne semble pas pertinent.

**Question 10 :** Que pensez-vous de la proposition de la CRE de revoir, à terme, la structure d'affectation des coûts des

CEE et des coûts de commercialisation hors CEE entre l'abonnement et la part énergie ?

ENGIE est favorable à la proposition de la CRE d'affecter le coût d'acquisition des CEE aux seules parts variables des TRVE. Les coûts de CEE dépendent en effet directement de la consommation d'énergie, il est donc légitime de les variabiliser.

Concernant la brique de coûts commerciaux, ENGIE souhaite avant tout rappeler les lacunes et le manque de **transparence** de cette brique. Les fournisseurs alternatifs ont des coûts de commercialisation spécifique qu'EDF ne supporte pas (coûts d'acquisition) ou qu'il supporte à un niveau bien moindre (coûts de gestion). EDF a près de 22 millions de clients aux TRVE et une position sur le marché sans comparaison avec celle de ses concurrents. Sa marque historique et sa très forte présence lui assurent des coûts d'acquisition très faibles. Or, l'acquisition de nouveaux clients représente la majeure partie des coûts commerciaux, en particulier sur la part fixe. Ce travail de mise à jour des briques (nature et montant) rentrant dans le calcul des coûts commerciaux est indispensable avant toute analyse sur l'affectation des coûts commerciaux entre la part variable et la part fixe.

Enfin, les calculs d'obligation des CEE dépendant légalement des volumes de consommation d'énergie, il paraîtrait opportun d'en faire une valeur variabilisée et non une partie fixe (ce qui n'est pas le cas, par exemple, pour les coûts d'acquisition).

Comme le démontre cette consultation, la part CEE dans la brique des coûts commerciaux représente un élément significatif pour l'appréciation et la contestabilité des tarifs. En conséquence, il nous apparaît nécessaire d'en **constituer une brique distincte des coûts d'acquisitions**.

## Evolution de la rémunération normale

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

L'espérance des risques doit effectivement être considérée comme un coût à part entière et à ce titre être intégrée à la composante d'approvisionnement en énergie des TRVE.

Cependant, ces dernières années, les fournisseurs alternatifs ont eu à supporter et répercuter des briques de risques bien plus élevées que celle des TRVE dans leurs offres, en particulier le risque de thermosensibilité et le risque de liquidité sur les marchés. ENGIE recommande de prendre en compte l'actualisation d'un certain nombre de risques qui s'ajoutent à la composante commodité seule.

Ceci est d'autant plus important que les risques et la volatilité de cette activité n'ont fait que croître depuis 2018, et de manière extrêmement forte ces derniers mois.

## Sécurité d'approvisionnement : Niveau relatif des options Base et HPHC

**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 ?

En préambule, pour ENGIE, une valorisation des HPHC doit reposer sur cinq principes de fond :

- Réaliser une **bascule** sur l'ensemble des portefeuilles, mais pas d'extinction progressive (sinon, risque de rétention, surtout en faveur de l'opérateur historique) avec au surplus un risque accru de ciseau tarifaire.
- Rehausser fortement le prix de l'abonnement du tarif base et/ou celui du kWh en tarif de base pour les segments  $\geq 9\text{kVA}$ .
- Marquer un **écart plus fort** entre HC (prix à réduire) et les HP (prix à rehausser) – comme déjà pratiqué dans le TURPE 6, poussé par la CRE.

- Appliquer cette mesure de révision aux seuls contrats  $\geq 9\text{kVA}$ , en excluant donc les petites souscriptions qui doivent pouvoir rester en base et dont la variabilité des consommations a peu d'effet sur le système électrique.
- Écarter les clients en offre de marché à **prix fixe** de cette mesure jusqu'à échéance de leur contrat afin de respecter l'engagement d'une tarification fixe.

Il nous semblerait nécessaire de préciser les profils concernés par la mesure selon l'option concernée.

Concernant les options proposées par la CRE : l'option HPHC dispose d'une attractivité variable selon les années, laquelle inquiète les associations de consommateurs. Cette option doit être plus lisible quant à son intérêt pour le client. Ainsi, ENGIE partage l'avis de la CRE quant à la nécessité de **pérenniser l'attractivité des HPHC**.

Le signal tarifaire transmis à travers les TRVE est à cet égard un levier EIF puissant et efficace permettant de mobiliser des **gisements d'efficacité** énergétique important qui vient en complément de solutions d'effacement explicite, via, par exemple des boîtiers de pilotage et d'effacement. De nombreux fournisseurs alternatifs indexent leurs offres de marché aux TRV, élargissant ainsi la base de clients qui pourraient être ciblés.

**ENGIE est plutôt favorable à l'option 1** : l'incitation à l'effacement est plus forte que celle de l'option 2 et la méthodologie est plus claire afin de garantir une concurrence tarifaire effective. Par ailleurs, pour ENGIE, la 1<sup>ère</sup> option présente plusieurs avantages parmi lesquels : de moindres changements opérationnels dans nos portefeuilles, une plus forte incitation à l'effacement correspondant à nos messages habituels, une réduction de la tentation des gros consommateurs de rester en tarif base, un meilleur positionnement concurrentiel pour les fournisseurs alternatifs... L'option 1 présente l'avantage de rétablir l'attractivité de l'option HPHC de manière structurelle, ce qui serait un argument de poids pour la prise en compte de cette option de manière pérenne.

La consultation précise que le ratio actuel de 31% constitue un point d'équilibre adéquat. Il sera nécessaire de bien déterminer les critères de consommation moyenne, de sorte que ce point d'équilibre soit valable pour toutes les catégories de clients quelle que soit leur consommation annuelle de référence.

Enfin cette option limiterait une possible rétention des consommateurs chez leurs fournisseurs actuels. En effet, une valorisation perceptible des HPHC fera réagir les consommateurs et contribuera à animer le marché tout en apportant un bénéfice pour le système électrique. Pour être pertinent et efficace, il conviendra de mener des actions pédagogiques afin de s'assurer que le recours à un signal prix HPHC soit bien compris des consommateurs. Ils doivent avoir conscience des caractéristiques, fonctionnement de ce type de tarif pour être en capacité de piloter leur consommation en conséquence. La campagne de communication du Gouvernement va faciliter ce besoin de pédagogie.

Comme évoqué plus haut, ENGIE est favorable au maintien d'une option Base attractive pour les clients qui ont des usages peu faciles à déplacer et qui ne répondent donc pas aux problématiques de tension sur le réseau.

**Question 13** : A l'instar du mouvement du 1er août 2022 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 ?

La mise en place d'une telle évolution des composantes tarifaires du TRVE aurait tout intérêt à entrer en application dès le prochain mouvement de février 2023 pour répondre aux enjeux impérieux de réduction ou de flexibilité des consommations. Cette mesure aura moins d'effet sur la fin du Q1 2023, mais elle permettra de donner un signal aux consommateurs et d'être prête pour la période Q4 2023 à Q1 2024.

Concernant les exercices suivants, il paraît logique de faire persister un meilleur signal prix incitatif sur l'électricité, d'autant que les perspectives sur le nucléaire existant et en construction sont fragilisées.

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



## L'optimisation des structures tarifaires ?

ENGIE est défavorable à l'inclusion des consommateurs TEMPO dans l'optimisation des structures tarifaires dans la mesure où ces tarifs ne sont actuellement commercialisés que par EDF et les ELD.

- De fait, les fournisseurs alternatifs, pour appliquer des propositions d'offres similaires, doivent mettre en place de nouveaux développements **SI très importants et coûteux**. Il est absolument crucial pour les fournisseurs alternatifs que les évolutions de méthode de construction des TRVE et leur mise en œuvre soient conformes à l'exigence de concurrence tarifaire effective fixée par le législateur. Les propositions d'évolution de méthode doivent aller vers des solutions permettant de favoriser une meilleure utilisation des flexibilités sans pour autant pousser une solution que seuls EDF et les ELD pourraient mettre en œuvre (offre TEMPO).
- Ce sont également des tarifs qui flèchent seulement certains consommateurs : ceux capables de réduire fortement leur consommation durant les grands froids, en particulier les résidences secondaires estivales et/ou les maisons équipées de chauffages de substitutions (poêle ou cheminée à bois). Les autres consommateurs peuvent avoir l'impression biaisée de réaliser "une bonne affaire" mais pourront découvrir des hausses inattendues sur leur facture. D'autres devront se contraindre à accepter des températures intérieures dans leur logement, préjudiciable pour leur confort ou leur santé (en particulier le segment des ménages en situation de précarité).
- Il nous semble plus opportun de développer la réciprocité des intérêts entre le consommateur et le système électrique. Ainsi, déployer plus fortement les moyens destinés à valoriser les solutions de pilotage et d'effacement.

**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 heures creuses 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 ?

ENGIE considère que la détermination des plages horaires doit être fixée pour répondre de manière pertinente aux besoins du réseau et rester par conséquent à la main du gestionnaire de réseau de distribution, sous le contrôle indépendant de la CRE.

Par ailleurs, les modalités de mobilisation des nouveaux leviers de flexibilité ont par ailleurs été précisées dans la [délibération](#) de la CRE du 27 juillet 2022 sur les OTD.

Enfin, une réflexion pourrait être engagée quant à l'implication d'un acteur tel que RTE pour contribuer de manière pertinente à déterminer les plages heures creuses au niveau national.

**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 ?

De manière générale, ENGIE estime que le développement d'offres à caractère innovant ne doit pas être porté par les TRVE. Il revient en effet au marché de guider et élaborer des offres différenciantes au bénéfice des consommateurs.

L'introduction à moyen terme d'une option à 4 postes horosaisonniers dans les TRVE devra par conséquent s'inscrire uniquement dans le cadre d'une réflexion globale visant à une évolution plus en rupture de la structure des TRVE tel que proposée en réponse à la question 1.

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

**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 ?

S'il est nécessaire de rendre le tarif HP/HC plus incitatif pour une majorité de consommateurs, ENGIE considère qu'une option base pour les clients dont la puissance souscrite est inférieure à 9kVA doit être conservée.

- La tarification de l'électricité, et notamment le tarif réglementé de vente, devrait assurer que les coûts soient correctement répercutés à ceux qui les induisent. Ainsi, par exemple, les clients dont la consommation dimensionne en partie la pointe de consommation hivernale seraient impliqués, a contrario des petits clients.
- En outre, compte tenu de leurs usages qui excluent le chauffage ou de fortes consommations, ces clients n'ont que peu de moyens pour répondre efficacement aux problématiques de tensions sur le système électrique.
- Enfin, le maintien d'un tarif base est cohérent avec les mesures incitatives. Il permet d'attirer la vigilance des consommateurs sur leur puissance souscrite et de les inciter à maintenir un équipement de faible puissance adapté aux petites puissances avec des usages à faible consommation en base.

# FEDERATION DES FAMILLES DE FRANCE

## Consultation publique relative aux évolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité

*Date de la contribution : 15/10/2022*

### Introduction

Les vingt années écoulées nous ont trop bien démontré que l'électricité n'étant pas un produit, la « main invisible du marché » telle promue par Adam Smith, ne fonctionne pas. La création d'une soit-disant concurrence n'a servi en fait qu'à créer de nouveaux intermédiaires, parasites couteux de ce marché.

Il est temps que la Commission Européenne détricote toute cette déréglementation absurde et inflationniste, et autorise les états à un retour du contrôle des marchés de l'énergie par la re-publique, avec une seule centrale d'achat et de vente.

la Fédération des Familles de France recommande le retour à un fournisseur unique d'électricité, contrôlé par le gouvernement et les citoyens.

La réponse à certaines des questions ci-dessous reste de ce fait sans réponses.

### Coût de l'approvisionnement du complément en 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 ?

Non. La consommation journalière d'électricité provient à 90 % de la production nationale, dont les tarifs sont réglementés.

Aussi nous proposons que le calcul du TRVE global soit fait à partir de 2 composantes :

- Pour la production nationale qui représente environ 90 % de la fourniture, établir une courbe des écarts-types pour chaque fournisseur (Quantité vendue / tarif d'achat), de les positionner sur une courbe de Gauss, dont on retiendra la valeur médiane comme prix à payer aux fournisseurs. Il est recommandé de mettre cette méthode en place par paliers progressifs sur plusieurs années. Elle a pour intérêt d'inciter les producteurs les plus chers à optimiser leurs coûts de production pour rester compétitifs.

- En ce qui concerne les 10 % d'achats complémentaires sur les marchés étrangers, l'on ne peut que s'aligner sur les prix de ces marchés.

**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 ?

Pas de réponse à cette question.

### Frais d'accès au marché de gros

**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 ?

Non, cela ne semble pas indispensable.

# FEDERATION DES FAMILLES DE FRANCE

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

**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 ?

Comme indiqué dans le rapport, « *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* ».

Ce point touche au caractère plus ou moins stable du tarif réglementé, les consommateurs étant très majoritairement attachés à cette stabilité. Plus on réduit la durée du lissage, plus on est sensibles au prix de marché, et on risque de rendre le tarif beaucoup plus volatil.

Il nous semble donc préférable de maintenir la durée de 2 ans, d'autant que la proposition faite par la CRE au 2.2 réduit déjà les difficultés évoquées pour les fournisseurs en croissance. Cette durée, même si elle peut avoir des conséquences en cas de forte baisse des prix de marché, garantit une meilleure stabilité des TRVE, et la crainte d'un délaissement massif de ces tarifs ne semble pas correspondre à ce qui s'est produit depuis l'ouverture du marché des particuliers à la concurrence et la multiplication d'offres présentées comme plus avantageuses que les TRVE : Certes, un nombre important de clients ont alors abandonné le TRVE, mais plus de 20 millions y sont restés, privilégiant la sécurité de ces tarifs. Et la flambée des prix que nous connaissons renforce le sentiment de sécurité éprouvé par de nombreux consommateurs bénéficiant de ce tarif.

## Calcul du coût des écarts au périmètre d'équilibre

**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 ?

Pas de réponse à cette question.

**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 ?

Pas de réponse à cette question.

## Coûts d'approvisionnement des certificats d'économie d'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 ?

Pas de réponse à cette question.

**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 ?

Pas de réponse à cette question.

**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 ?

Pas de réponse à cette question.

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

# FEDERATION DES FAMILLES DE FRANCE

Nous recommandons la diminution du prix des abonnements. En conséquence, la clé de répartition sera modifiée.

## Evolution de la rémunération normale

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

Pas de réponse à cette question.

## Sécurité d'approvisionnement : Niveau relatif des options Base et HPHC

**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 ?

Nous sommes très favorables à la pérennisation de l'attractivité de cette option. Au fil du temps, elle avait disparu, et il y avait même pour certains consommateurs l'ayant souscrite une perte financière par rapport à un tarif base. Depuis le mois de février 2022, la part de consommation en heures creuses nécessaire pour que cette option soit attractive est redescendue de 60 à 31%, ce qui constitue une incitation à la souscrire fondamentale pour le réseau électrique. Il serait tout à fait contreproductif de ne pas veiller au maintien d'un tel taux sur la durée, dans le contexte actuel, et de ne pas capitaliser collectivement sur le potentiel d'énergie effaçable.

Par ailleurs, nous partageons la proposition de la CRE de retenir l'option 2 présentée dans la consultation. En effet, il nous semble important de ne pas pénaliser les consommateurs qui restent en tarif base dans la mesure où ils ne disposent des leviers nécessaires pour augmenter leur consommation en heures creuses. Quelque soit l'importance du surcoût pour ces consommateurs qui resteraient au tarif base, l'option 1 pourrait générer un sentiment d'injustice dont on ne mesure pas assez les conséquences potentielles.

**Question 13 :** A l'instar du mouvement du 1er août 2022 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 ?

Il nous paraît souhaitable que la méthode tarifaire soit appliquée aux exercices suivants, donnant ainsi un signal de continuité et de visibilité aux consommateurs, et incitant ceux qui n'ont pas souscrit une option HPHC à le faire.

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

Oui nous y sommes favorables.

**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 heures creuses 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 ?

Oui il convient de rendre le système HPHC, qui a été laissé en friches pendant vingt ans, de nouveau attractif et visible. Cette mesure y contribuera.

**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 ?

C'est une option à étudier, et à essayer avec des expériences types « bac à sable » avant de l'appliquer.

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

**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 ?

Dans d'autres pays, il ne s'agit pas de « longues » heures de pointes, mais de tranches de 10 ou de 20 minutes de pointes, pouvant être répétées jusqu'à trois fois consécutives. Ceci serait plus facile à être accepté par le consommateur. Pourquoi ne pas l'essayer ?

**Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie n° 2022-08 du 22 septembre 2022 relative aux évolutions de la méthode de construction des TRVE**  
**Contribution de la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR)**

Les propositions faites par la Commission de régulation de l'énergie dans le cadre de la consultation publique relative à la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) pourraient conduire à un nouvel affaiblissement de ces derniers au détriment des intérêts des consommateurs et autres clients encore éligibles à ces tarifs, dont les collectivités locales. Pour la FNCCR, la réglementation des tarifs d'un service public, tel que la fourniture d'électricité, revêt une dimension qui ne saurait être réduite à une pure logique concurrentielle. L'article L.121-5 du Code de l'énergie prévoyant en effet que la mission de fournir de l'électricité au tarif réglementé constitue une obligation de service public qui incombe à EDF et aux Entreprises locales de distribution (ELD) dans leur zone de desserte, et que cette mission de service public poursuit un objectif de cohésion sociale et territoriale.

L'électricité est un produit de première nécessité qui comprend une dimension stratégique, comme le contexte actuel nous le rappelle avec force, ce qui justifie que la vente de ce produit organisée dans le cadre du service public local de fourniture soit encadrée par les pouvoirs publics au niveau national (fixation des tarifs) et au niveau local par les collectivités organisatrices de la distribution et de la fourniture d'électricité au tarif réglementé de vente.

Au vu de ces considérations, la FNCCR estime que les tarifs de ce service public essentiel devraient refléter la vérité des coûts des opérateurs en charge de cette mission et ainsi garantir une certaine stabilité aux usagers-consommateurs et ne pas être fixés de façon à maintenir de façon artificielle une concurrence, qui devient en quelque sorte factice. Le principe de contestabilité des tarifs introduit dans la méthode de construction des TRVE, à la suite de la l'adoption de la NOME de 2010, ne s'interprète pas en outre de façon univoque, comme en attestent les divergences de vues entre la CRE, le Conseil d'Etat, d'une part, et l'Autorité de la concurrence, d'autre part, qui en fait une interprétation moins extensive. Par ailleurs, le calcul des différentes briques de coûts qui composent le TRVE est également sujet à interprétation, en l'absence de cadre clairement défini, si ce n'est que la construction tarifaire globale doit, selon la jurisprudence du Conseil d'Etat, permettre « *le développement d'une concurrence tarifaire effective sur le marché de détail de l'électricité* », mais sans que cet objectif ne soit non plus clairement encadré. Nous considérons ainsi que cette construction tarifaire, et donc l'interprétation qui doit être faite de ces divers objectifs nébuleux, ne doit pas se faire au seul profit des fournisseurs d'électricité contre l'intérêt général et, en particulier, au détriment de la protection des intérêts des usagers-consommateurs et autres clients encore éligibles à ces tarifs.

C'est d'ailleurs le principe même de contestabilité des tarifs qui devrait selon la FNCCR être réinterrogé à la faveur de la crise actuelle que nous traversons dans la mesure où il conduit, suivant une interprétation extensive qui en est faite par la CRE, à augmenter

mécaniquement le niveau des tarifs, en changeant, comme l'a relevé l'Autorité de la concurrence<sup>1</sup>, la nature même de ces derniers. Les TRVE deviennent ainsi des prix plafonds sans que cette évolution n'ait été clairement concertée dans le cadre d'un débat - véritablement - public, et sans que cette évolution n'ait donné lieu en outre à un arbitrage politique, alors que les objectifs assignés à ces tarifs par le législateur (*i.e.* cohésion sociale, stabilité) semblent perdus de vue. De plus, une telle méthode semble de nature à méconnaître les dispositions de la directive sur le marché intérieur de l'électricité aux termes desquelles : « *Les interventions publiques dans la fixation des prix pour la fourniture d'électricité [...] poursuivent un objectif d'intérêt économique général* » et « *sont clairement définies, transparentes, non discriminatoires et vérifiables* »<sup>2</sup>.

Il convient enfin de relever un paradoxe lié à la crise actuelle des prix de l'énergie, qui devrait d'ailleurs perdurer vraisemblablement encore quelques années. Cette construction tarifaire, qui semble s'éloigner de plus en plus des coûts de l'opérateur historique en charge de proposer des offres au TRVE (et donc du mix électrique français) en se calant sur ceux des fournisseurs dits alternatifs, expose davantage les consommateurs aux variations du prix de marché de gros européen alors même que se multiplient les déclarations aux plus hauts sommets de l'Etat visant à défendre l'idée selon laquelle les prix de détail de l'électricité devraient se rapprocher du mix de production national. Ainsi, la FNCCR s'oppose à toutes évolutions du mode de calcul des tarifs qui conduiraient ces derniers à devenir encore davantage dépendants des prix de marché en renforçant donc leur instabilité ou qui pourraient conduire à une augmentation mécanique de leur niveau.

\* \* \* \* \*

En raison des perturbations provoquées par la crise des prix de l'énergie sur le fonctionnement du marché, la CRE propose une évolution de la méthode de calcul de la brique « coûts d'approvisionnement en énergie » des fournisseurs qui ne nous paraît pas acceptable, en ce qu'elle conduirait ces tarifs à s'éloigner encore davantage de ce qui doit être leur mission première : protéger les consommateurs et les clients éligibles à ces tarifs, dont les collectivités locales, d'une exposition trop grande à la volatilité des prix de gros de l'électricité.

Dans le cadre de la méthode actuelle de lissage sur deux ans, il est ainsi envisagé dans un premier temps de calculer le coût d'approvisionnement de « la forme de la courbe de charge » que sur la deuxième année de lissage (plutôt que sur deux années). Et, à compter de 2025, de ne calculer en définitive le coût de cet approvisionnement que sur une durée d'un an. Ces évolutions visant à renforcer la contestabilité des tarifs, si elles devaient être adoptées, conduiraient mécaniquement à une plus grande « instabilité » des tarifs réglementés, qui deviendraient encore plus sensibles qu'actuellement aux fluctuations du marché. **La FNCCR se prononce donc contre de telles évolutions (cf. questions 1, 2 et 4 de la consultation) et pour le maintien d'une période de lissage calculée sur 24 mois**, une méthode qui comme l'a d'ailleurs

<sup>1</sup> Cf. Rapport d'évaluation de l'Autorité de la concurrence du 22 juillet 2021 sur le dispositif des tarifs réglementés de vente d'électricité.

<sup>2</sup> Article 5 de la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019.



souligné la Cour des comptes dans son récent rapport sur l'organisation du marché de l'électricité « contribue [...] à ce que la volatilité des prix de marché de gros soit largement amortie par les TRV »<sup>3</sup>.

**Par ailleurs, la FNCCR s'oppose également aux propositions faites dans le cadre des questions 3, 5, 6 et 11 de la consultation dans la mesure où ces évolutions sembleraient mécaniquement conduire à une augmentation du niveau des tarifs,** en se calant sur les pratiques des fournisseurs d'électricité, sans que des éléments suffisamment explicites et transparents ne soient mis à disposition pour estimer le niveau d'efficacité des pratiques ainsi prises en compte, ainsi que les répercussions de ces modifications sur la facture des usagers. Le principe de contestabilité ne pourrait selon nous s'interpréter comme devant s'adapter à des pratiques peu efficaces ou à des arbitrages éventuellement peu opportuns propres à chaque opérateur de ce secteur d'activité.

S'agissant plus particulièrement de la question 11 relative au calcul de la rémunération normale des fournisseurs (*i.e.* calcul de la marge), alors que la Cour des comptes a signalé dans le rapport susmentionné que cette dernière avait, à la suite de l'adoption de la méthode d'empilement des coûts plus que doublé entre 2015 et 2021, il nous paraît indispensable de pouvoir disposer d'informations complémentaires afin d'être en mesure d'estimer la pertinence d'une nouvelle revalorisation de son niveau et en quoi cette dernière serait plus représentative « des conditions de marché et des risques supportés par les fournisseurs ».

**En revanche, la CRE formule plusieurs propositions d'évolution dans le cadre des questions 12, 13, 14, 15 et 16 de la consultation se rapportant aux options tarifaires afin d'inciter davantage les consommateurs à adapter leur consommation aux besoins du système électrique, qui paraissent tout à fait opportunes,** sous réserve d'une couverture des coûts de ces options tarifaires pour les fournisseurs les proposant (y.c. donc s'agissant des ELD). A cette occasion, la FNCCR ne peut que regretter que cette rectification d'un des effets néfastes de la méthode par empilement des coûts sur l'attractivité de ces offres intervienne si tardivement.

La FNCCR est ainsi favorable à un renforcement de l'attractivité de l'option HC/HP, ainsi qu'à toutes autres évolutions qui pourraient inciter les consommateurs et clients bénéficiant d'offres aux TRVE à mieux consommer en fonction des contraintes du système (cf. en particulier évolution envisagée dans le cadre de la question 16), mais il conviendra toutefois de prendre en compte la situation des consommateurs les plus vulnérables, qui ne disposent pas nécessairement de la faculté de reporter leurs consommations (faible élasticité prix de la demande des ménages en précarité énergétique qui restreignent déjà de façon contrainte leurs consommations, et possibilités de flexibilité limitées). Il paraît en outre nécessaire d'accompagner ces évolutions, qui devraient être selon nous nécessairement progressives (en ce sens la mise en œuvre de la méthode 2 semble préférable, du moins dans un premier temps), par un effort ambitieux de pédagogie et de privilégier la simplicité des offres ainsi proposées dans le cadre du service public local de fourniture d'électricité.

---

<sup>3</sup> Cf. Rapport de la Cour des comptes sur l'organisation des marchés de l'électricité - 5 juillet 2022.

**La FNCCR émet néanmoins une profonde réserve quant à l'évolution proposée dans le cadre de la question 17 s'agissant de l'évolution de l'option Base vers une option Heures Pointe Heures Base et s'oppose à une telle évolution pour les usagers-consommateurs disposant d'une faible puissance.** Cette évolution ne pourrait de toute façon pas être envisagée selon nous sans une concertation préalable d'envergure, qui associerait les acteurs accompagnant les ménages vulnérables (en particulier les associations caritatives et également les associations de consommateurs) et l'Observatoire national de la précarité énergétique (ONPE) afin de s'assurer que la majoration tarifaire des heures de pointe n'aggrave pas encore davantage la situation des ménages en situation de précarité énergétique.

**Enfin, concernant les questions 7, 8, 9 et 10 se rapportant à la prise en compte des coûts d'approvisionnement des CEE dans le calcul des TRVE, le FNCCR émet une réserve** quant à la robustesse des indices Emmy Spot classique et précarité pour servir de référence proche de la réalité des coûts en question. La référence à un indice de marché pour les transactions de CEE paraît trop incertaine, notamment en raison des évolutions réglementaires concernant le dispositif (évolution des fiches standardisées, bonifications, évolution des objectifs, ...) en cours ou fin de période qui confèrent peu de lisibilité et de fiabilité à cet indice. Il nous paraît par ailleurs important de signaler que de nombreuses transactions de CEE échappent à l'indice Emmy Spot et se font sur la place de marché C2E Market, au moyen des programmes CEE ou lors de conventionnement de gré à gré.



## Contribution FNME-CGT

Consultation publique de la CRE « relative aux évolutions de la construction des tarifs réglementés de vente d'électricité » du 22 septembre 2022.

*Cette consultation s'inscrit dans un contexte inédit de crise énergétique dont la guerre en Ukraine n'en n'a été que le révélateur. La crise est structurelle et résulte avant tout d'une situation de sous capacités de production qui met à nu la fragilisation extrême du système énergétique par la mise en œuvre d'un marché de l'électricité qui transforme la fourniture de ce bien essentiel en produit financier hyper spéculatif. Cette consultation, inscrite dans le processus d'adoption du mouvement tarifaire de début 2023, a été précédée d'annonces gouvernementales qui anticipent sur le contenu de ce mouvement tarifaire.*

*La FNME-CGT note que des points essentiels de la consultation ont un impact majeur sur le niveau de l'augmentation des tarifs et ont probablement été intégrés dans le chiffrage gouvernemental du coût du bouclier tarifaire sans toutefois en dévoiler le détail comptable. Par ailleurs les propositions mises en consultation sur le lissage visent à faire du TRVE un tarif qui ne protégerait plus les usagers des fluctuations du marché. Ces propositions ont donc un effet potentiellement inflationniste (dont l'ampleur est totalement occultée) alors que les ménages subissent déjà les effets d'une inflation importante.*

*Vouloir changer de la sorte une formule de calcul censée atténuer les soubresauts des cours de l'électricité sur les marchés est choquant. Cette question ne concerne pas que les acteurs habituels des consultations de la CRE. C'est au contraire l'occasion de relancer le débat sur les enjeux essentiels de l'organisation du secteur électrique que sont la sécurité d'approvisionnement -par une planification sur la durée-, la continuité de service, la sûreté des installations et les conditions du développement des nouvelles capacités de production - qui font gravement défaut aujourd'hui – Cela concerne aussi le rétablissement d'un tarif réglementé péréqué reflétant les coûts réels de production, dégagé d'une indexation mortifère au marché de gros. Un tel tarif réglementé est une nécessité pour les particuliers, pour les collectivités aujourd'hui étranglées et pour les entreprises dont l'activité est lourdement menacée faute de visibilité.*

**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-telle appropriée ? Si non, quelle durée privilégieriez-vous ?

Après les différentes directives de libéralisation du secteur qui ont ouvert le marché à la concurrence et malgré la suppression du monopole public de vente rendue totale en 2007 par l'ouverture à la concurrence aux particuliers, le TRVE était encore construit sur la base des coûts de production jusqu'en 2015 (part énergie et commercialisation sur les coûts d'EDF, part des réseaux sur la base des coûts d'Enedis et de RTE).

La loi NOME votée en 2010 et mise en œuvre à partir de 2011 en plusieurs étapes successives a mis fin à cette situation. Lors de la mise en œuvre du volet construction tarifaire par empilement, les prix sur le marché de gros furent pris en compte à hauteur de 30% dans la composante fourniture. La situation du marché - à ce moment-là - avait permis une moindre augmentation des tarifs que celle qui aurait découlé de la prise en compte des coûts d'EDF. Certains s'en étaient prévalus pour justifier le changement de structure des tarifs. Ce complément au prix de marché était alors lissé sur 2 ans afin d'atténuer les fluctuations sur les marchés. Ceci était cohérent avec la décision du Conseil d'Etat du 18/05/2018 saisi par Engie et l'Anode pour statuer sur la remise en cause des TRVE en tant qu'entrave à la concurrence. Le Conseil d'Etat avait dans sa décision fait référence à l'objectif de stabilité des prix pour conclure à la nécessité du maintien des TRVE.

Aussi il nous paraît irrecevable de faire évoluer les tarifs de façon plus brutale que ce que donnerait l'application de la formule actuelle.

En outre, il apparaît à la lecture de la consultation que la préoccupation de la CRE est de ne pas remettre en cause si peu que ce soit le développement forcené de la concurrence mais au contraire de l'encourager alors que tout démontre que le processus actuel conduit à étrangler les consommateurs tout en ruinant EDF - producteur essentiel - et l'économie en général.

**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 ?

La hausse des frais d'accès au marché de gros est infondée. En effet, comment justifier une multiplication par 3 si ce n'est que pour démontrer que le marché nuit aux usagers ?

**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 ?

La FNME-CGT est opposée au principe de l'indexation sur les prix de marché. Aujourd'hui si nous calculions les tarifs avec un lissage sur 1 an au lieu de 2 ans les prix monteraient encore plus vite. La CRE nous dit que dans 2 ans il faudra changer et passer à un lissage sur 1 an pour faire redescendre plus vite le TRV. Autrement dit la formule doit varier en fonction de la situation sur les marchés !! On ne peut pas être d'accord car les ménages seront étranglés par la hausse des prix.

Certes la hausse des TRVE ne devrait pas en janvier 2023 dépasser 15 %, ce qui est déjà énorme et peu soutenable. Mais c'est le budget de l'Etat qui absorbe la majorité de la hausse. Quelle part des 45 milliards

annoncés du bouclier tarifaire dans le budget 2023 est due aux changements envisagés dans la méthode de calcul de la CRE ? Un minimum de transparence s'impose sur ce point tant il est vrai que la ponction sur les ménages comme sur le budget de l'Etat est salée.

Qui seront in fine les bénéficiaires de ces dizaines de milliards payés pour partie par les consommateurs et pour partie par le budget de l'Etat ?

**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 ?

Le sujet du calcul du « coût des écarts au périmètre d'équilibre » est un sujet de spécialiste qui nécessite un minimum d'explication et de transparence des paramètres sans céder à la subjectivité évoquée par le terme « fournisseur efficace ». Pour la FNME-CGT, un fournisseur efficace est un fournisseur qui produit sa propre électricité et qui ne laisse pas ses clients en rase campagne quand il est plus intéressant de revendre le volume dégagé sur le marché. A ce titre, il n'en reste qu'un et c'est l'opérateur public.

Les arguments évoqués par la CRE présagent du développement des offres dynamiques mises en avant par la Commission européenne dans sa directive 2019/944 alors que ces offres présentent des risques majeurs pour les usagers et creuseront les écarts de traitements entre les citoyens. Tout cela pour 0,3€/MWh...

Ce paramètre démontre une fois encore que la CRE s'attache à faire porter tous les écarts du marché -et il y en a- dans le TRVE au lieu de les laisser aux commercialisateurs alternatifs qui ont -pour la grande majorité- refusé d'assumer de quelconques risques industriels en se dotant de leurs propres moyens de production. Cette brique est donc à supprimer.

**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 ?

Au-delà de s'interroger sur le mécanisme des CEE qui présente de nombreux défauts majeurs que ce soit en termes d'efficacité mais aussi en termes d'emplois (sous-traitance et conditions de travail des salariés affectés en bout de chaîne à ces opérations), la modification de la méthode de calcul du coût d'approvisionnement des CEE renforce l'indexation sur un autre prix de marché et n'est donc plus corrélée à des coûts réels.

L'augmentation des volumes va générer plus de demandes sur un tissu économique déjà saturé ouvrant la porte à des acteurs sous-qualifiés. Les prix de marché vont mécaniquement augmenter d'autant que le coût des

travaux sera lui aussi à la hausse sous l'effet de l'inflation des matières premières. Cette saturation entraînera un décalage des travaux sur plusieurs mois avec des devis valables quelques semaines. D'autant que les CEE sont déclaratifs sans contrôle effectif (questionnement autour du rôle du tiers légalement reconnu).

Pour la FNME-CGT, il est indispensable de revoir fondamentalement ce système peu efficace - la CRE le reconnaît elle-même -, le sortir d'une logique de marchés qui représente un frein relativement aux objectifs climatiques, et revoir la question du financement des opérations dans le cadre d'un débat -a minima parlementaire- englobant également la question des aides publiques dans le domaine énergétique. Quand on compte en milliards, la transparence s'impose depuis le budget de l'état jusqu'au détail dans la facture de l'utilisateur !

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

Si l'on comprend la proposition de la CRE, en cas d'augmentation de tarif de 50%, la rémunération augmente mécaniquement : pourquoi ? Alors que ce n'est pas proportionnel mais forfaitaire : les gestes sont les mêmes !

Par ailleurs, la thermosensibilité est un paramètre qui est déjà pris en compte -sous une autre forme- dans le coût des écarts au périmètre d'équilibre. C'est donc redondant avec la proposition relative aux questions 5 et 6.

En aucun cas, l'utilisateur ne doit subir les effets du lobbying des commercialisateurs alternatifs dont le seul objectif est de faire monter le TRVE afin de placer leurs offres souvent illisibles et dangereuses pour leur porte-monnaie. D'autant que dans le même temps, ils usent de la délocalisation des emplois liés à leur négoce, dans les pays à bas coût de main-d'œuvre pour maximiser des profits qui devraient appartenir finalement... aux consommateurs compte tenu des risques de marché qu'ils paient.

**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 1er 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 ?

Si l'intérêt pour les heures creuses s'est affaibli, il faudrait donc à l'inverse de ce qui est fait les réaffirmer pour tous les usages (Ex. arrêté supprimant les heures méridiennes sur les chauffe-eaux).

L'origine des heures creuses provient de l'optimisation du parc de production -essentiellement nucléaire- dont on voulait atténuer les variations de charges pour préserver les outils industriels. Ces éléments ont complètement été balayés par les logiques libérales qui consistent à « profiter au moment présent », ce qui est

un grand mépris des études techniques... et comptables de ces installations à cycle long. D'où la faible disponibilité d'un parc vieillissant dont personne n'est vraiment étonné chez les spécialistes mais que les logiques financières de marché arrivent à transformer en « super profit » pour une poignée de spéculateurs.

La congestion des réseaux de distribution par l'intégration des ENRs sans véritable planification en a décidé autrement. Ce qui appelle une gestion à l'échelle des réseaux de distribution de l'équilibre production consommation. C'est peut-être aussi au regard de ces changements qu'il faut revoir la plage de ce système qui était autrefois efficace plutôt que de prôner des offres dynamiques dangereuses.

Les heures creuses – tout comme un TRVE établi à partir de coûts de production - doivent être maintenues et devenir un outil pour protéger les plus démunis d'entre nous. En outre, elles doivent aussi profiter aux collectivités qui connaissent parfaitement leurs plages d'usages en particulier pour les infrastructures collectives (facultés, résidences étudiantes, structures sportives et sociales).

Si aujourd'hui la question des heures creuses devient prégnante mais complexe, c'est aussi parce que la consommation se résume en « portefeuille de clientèles » et que si certains usagers sont « intéressants » pour le marché, d'autres le sont moins, d'où parfois l'exclusion pure et simple par les négociants en électricité. EDF, par sa gestion globale et publique, outre une optimisation forte, avait une vue d'ensemble et sociale qui tend à disparaître aujourd'hui. On assiste à une désoptimisation massive qui renchérit les factures.

## Conclusion

Plutôt que d'effectuer un véritable bilan de cette dérégulation et de traiter le sujet à la racine, on préfère trouver des artefacts sous le sceau d'une vertueuse sobriété qui se transforme en contraintes parfois insupportables pour les plus démunis d'entre nous et dramatiques pour certaines entreprises dont l'opérateur national pendant que d'autres s'enrichissent. La FNME-CGT juge bien précoces ces mesures restrictives si l'on souhaite en premier lieu faire un report des usages carbonés sur une électricité que l'on rêvait bas carbone et abordable. Le marché européen en aura décidé autrement...

Une autre voie existe : celle d'un retour du calcul des TRVE reflétant pour la part Fourniture les coûts de production, de maintenance et de renouvellement des outils de production publics nucléaires et hydrauliques dont par ailleurs les enjeux sur la sûreté et sur la ressource en eau sont d'un tout autre ordre de grandeur pour les populations. Ces outils sont indispensables à l'équilibre du réseau et à notre souveraineté pour s'engager durablement dans une transition énergétique accessible à tous. Leur fonctionnement et leur maintenance ne peuvent dépendre d'un marché dont les leviers échappent à l'Etat.

En faisant le choix d'affirmer les logiques de marché dans le calcul du tarif réglementé de vente pour ce bien de première nécessité qu'est l'électricité, la CRE -avec l'appui de la Commission européenne- ainsi que l'Etat français affirment que les objectifs climatiques, environnementaux et sociaux passeront en second plan... D'autres pays comme l'Espagne et le Portugal moins aveuglés par une course de pouvoir avec l'Allemagne au niveau européen s'en sortiront mieux !



**Réponse ilek à la consultation publique n°2022-08 du 22 septembre 2022 relative aux évolutions de la méthodologie de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité**

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

Ilek y est favorable dans la mesure où cette méthode permet de limiter l'utilisation des données historiques qui n'apparaissent plus pertinentes compte tenu de l'augmentation récente et sans précédent des prix de marché.

**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 ?**

Oui, la période d'un an nous paraît adéquate. Sinon, nous pourrions imaginer de traiter en S1 N-1 la forme de la courbe de charge du S1 de l'année de livraison N, et en S2 N-1 le résiduel du S1 de l'année de livraison N et l'ensemble du S2 de l'année de livraison N.

**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 ?**

Cela est tout à fait indispensable.

En revanche, le montant de 0,0375 €/MWh est très éloigné du coût observé par les fournisseurs, notamment du fait du spread bid/ask non pris en compte par la CRE et qui représente un coût considérable (plusieurs euros/MWh).

Par ailleurs, la CRE ne peut plus ignorer le coût financier élevé que sont les appels de marge pour les achats forward et qui pèsent d'autant plus sur les petits acteurs.

**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 ?**

Non, la solution d'évolution envisagée en Q1 et Q2 est satisfaisante.

**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 ?**

Il est indispensable de réévaluer le coût des écarts compte tenu de la situation actuelle des prix sur le marché de gros. En effet, la CRE avait retenu une valeur de 0,3 €/MWh dans un





contexte où les prix spot moyens étaient de 39,5€/MWh en 2019 et 32,2 €/MWh en 2020 (soit ≈1 % du prix spot).

Aujourd'hui, ce coût est bien inférieur à ceux supportés par tous les fournisseurs, alternatifs ou non. Ce coût doit être réévalué sur l'augmentation des prix spot.

S'il est indispensable d'indexer le coût moyen des écarts sur les prix de marché, nous ne comprenons pas pourquoi la CRE souhaite garder comme référence "ce coût moyen des écarts d'un fournisseur efficace" à 0,3 €/MWh. Cette référence définie en 2016 n'a aujourd'hui plus aucun sens, sauf à vouloir maintenir le coût des écarts supporté par les fournisseurs à un niveau artificiellement bas.

**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 ?**

Nous proposons de calculer le coût des écarts en année N comme 1% des prix spot horaire pondérés par la courbe de charge des TRV. Ce pourcentage reflète les coûts actuellement supportés par les fournisseurs. Il correspond d'ailleurs au montant de 0,3€/MWh que la CRE avait retenu à l'époque compte tenu des prix de marché de cette période.

**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 ?**

En l'absence de marché organisé des CEE, l'indice Emmy spot - composé du prix des transactions enregistrées pour un mois donné - doit être privilégié car il s'agit de l'indice reflétant le mieux la situation du marché des CEE à l'instant T. .

**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 ?**

Ilek soutient cette proposition de la CRE qui permettra de sécuriser le dispositif.

**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 ?**

Oui, cette proposition est cohérente.

**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 ?**

L'obligation CEE d'un fournisseur reposant sur la consommation de son portefeuille, cette proposition nous semble cohérente.



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

Oui mais à la seule condition d'évaluer correctement le coût des risques de l'activité de fourniture.

Aussi, il serait inenvisageable que la CRE continue, comme elle l'a fait dans sa délibération du 18 janvier 2022, de sous-évaluer volontairement le coût des risques, et notamment ceux liés à la thermosensibilité qui ont explosé avec l'augmentation des prix de marché.

Pour un coût des risques évalué à 15,6€/MWh au niveau du quantile 95%, la CRE a décidé de retenir dans les TRVE de février 2022 un montant de 3,74 €/MWh, récusant ainsi sa propre méthode et renforçant la non-répliquabilité du tarif.

**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 ?**

Ilek est par principe favorable à toute initiative visant à inciter les consommateurs à adapter ou réduire leur consommation.

Nous n'avons pas d'a priori sur les méthodes proposées par la CRE. Il faudra simplement veiller à ce que la méthode proposée par la CRE ne mette pas à risque les fournisseurs qui auront déjà couvert leur portefeuille.

**Question 13 : A l'instar du mouvement du 1er août 2022 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 ?**

Nous ne sommes pas sûrs de comprendre votre proposition. Quand seraient prises en compte les évolutions du TURPE?

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

NSP

**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 ?**

Oui.

**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 ?**

Ilek est par principe favorable à toute initiative visant à inciter les consommateurs à adapter ou réduire leur consommation.

Cela permettrait par ailleurs d'être cohérent avec le TURPE à 4 postes, et de réduire les risques pour le fournisseur.

**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 ?**

Ilek est par principe favorable à toute initiative visant à inciter les consommateurs à adapter ou réduire leur consommation.

# Bertrand CHANTALAT

## Consultation publique relative aux évolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité

*Date de la contribution : 26/09/2022*

### Introduction

La crise actuelle sur le "marché de l'électricité" démontre une fois de plus s'il en était encore besoin que ce "marché" voulu par les dogmates Bruxellois et leurs dévoués serviteurs n'est qu'une pantomime, destinée à enrichir les requins qui se sont rués sur l'ARENH, au détriment de notre fournisseur national.

Alors qu'il est plus qu'urgent d'investir massivement dans un vaste programme de construction de nouvelles centrales nucléaires, les seules à même de nous fournir à la demande une électricité abondante et bas carbone, force est de constater que seule la puissance publique peut relever ce défi, comme il l'a si brillamment été durant les années 1970-2000.

Au lieu de cela, nos gouvernants s'entêtent à promouvoir une pseudo concurrence "libre et non faussée", en permettant à des traders qui n'investissent dans aucun moyen de production de fournir une électricité qu'ils ne fabriquent pas.

Cette conception qui ravage le Service Public au détriment de la Nation est à l'opposé de l'intérêt général de notre pays, qui a pourtant bénéficié de l'électricité parmi les moins chère d'Europe, tant que le monopole d'Edf était maintenu.

L'énergie électrique est un bien de première nécessité et ne se stocke pas, contrairement aux barils de lessive ou de pétrole, elle doit donc sortir du système concurrentiel artificiel dans laquelle elle a été placée.

### Coût de l'approvisionnement du complément en 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 ?

Le seul coût qui vaille pour notre pays est celui du dernier moyen de production appelé sur notre territoire. Les Français ne sont pas là pour payer les errements de certains de nos voisins qui s'obstinent à nier la réalité en se privant de centrales nucléaires pour les remplacer par des centrales à charbon ou à gaz.

**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 ?

L'électricité ne se stocke qu'en très faible quantité grâce à certains de nos barrages hydrauliques et ne peut donc matériellement faire l'objet de spéculations sur son coût au delà d'une période supérieure à quelques semaines. Toute spéculation sur son coût sur une période d'un an est donc totalement artificielle et illusoire.

### Frais d'accès au marché de gros

**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 ?

Il est essentiel que tout fournisseur devienne un vrai producteur, supportant tous les frais inhérents à ce métier et surtout sans bénéficier de l'aberration de l'ARENH.

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

**Question 4 :** Seriez-vous favorable au lissage de l'approvisionnement du complément en énergie au marché sur une

# Bertrand CHANTALAT

durée d'un an à partir de 2025 ?

Voir à ce propos ma réponse à la question N°2

## Calcul du coût des écarts au périmètre d'équilibre

**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 ?

L'énergie électrique ne doit pas être traitée comme n'importe quelle marchandise, toute référence à un "marché" doit donc disparaître du discours ambiant pour ce produit de 1ère nécessité.

**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 ?

Pour juger si un fournisseur est "efficace", comparez le à Edf, sans les biais de l'ARENH ou des subventions déversées sur les producteurs d'ENR intermittentes et aléatoires.

## Coûts d'approvisionnement des certificats d'économie d'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 revoir, à terme, la structure d'affectation des coûts des CEE et des coûts de commercialisation hors CEE entre l'abonnement et la part énergie ?

## Evolution de la rémunération normale

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

## Sécurité d'approvisionnement : Niveau relatif des options Base et HPHC

**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 1er août 2022 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 heures creuses inchangé. Cette mesure permettrait de conserver l'incitation à la

# Bertrand CHANTALAT

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 ?

| Toute mesure visant au lissage de la courbe de charge est bonne à prendre !!

**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 ?

| Oui évidemment, il faut impérativement lisser la courbe de charge et inciter au maximum nos concitoyens à adapter leur consommation aux moyens de production disponibles à chaque instant aux plus faibles coûts.

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

**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 ?

# Catherine BIDOIS

## Consultation publique relative aux évolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité

Date de la contribution : 09/10/2022

### Introduction

### Coût de l'approvisionnement du complément en 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 ?

non

**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 ?

Ne souhaite pas répondre

### Frais d'accès au marché de gros

**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 ?

Ne souhaite pas répondre

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

**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 ?

NON; Plus on réduit la durée du lissage, plus on est sensibles au prix de marché, et on risque de rendre le tarif beaucoup plus volatil.

Il semble donc préférable de maintenir la durée de 2 ans, d'autant que la proposition faite par la CRE au 2.2 réduit déjà les difficultés évoquées pour les fournisseurs en croissance. Cette durée, même si elle peut avoir des conséquences en cas de forte baisse des prix de marché, garantit une meilleure stabilité des TRVE, et la crainte d'un délaissement massif de ces tarifs ne semble pas correspondre à ce qui s'est produit depuis l'ouverture du marché des particuliers à la concurrence et la multiplication d'offres présentées comme plus avantageuses que les TRVE : Certes, un nombre important de clients ont alors abandonné le TRVE, mais plus de 20 millions y sont restés, privilégiant la sécurité de ces tarifs.

### Calcul du coût des écarts au périmètre d'équilibre

**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 ?

Ne souhaite pas répondre

**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 ?

concurrence factice

# Catherine BIDOIS

## Coûts d'approvisionnement des certificats d'économie d'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 ?

La solution proposée ne nous semble pas satisfaisante. La CRE propose un lissage à plus ou moins 20% de l'indice EMMY standard donc la solution n'est pas satisfaisante. Mais même lissée, la formule nous semble peu fiable, et peu compréhensible pour les consommateurs. De fait, on crée une brique de plus sur le marché de l'énergie, augmentant encore sa complexité et sa visibilité...

**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 ?

Ne souhaite pas répondre, compte-tenu de la réponse à la question précédente.

**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 ?

Ne souhaite pas répondre,

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

La CRE ferait mieux de s'occuper d'imposer les abonnements au pas de 1 comme elle s'y était engagée, c'est une arnaque aux consommateurs.

## Evolution de la rémunération normale

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

Ne souhaite pas répondre

## Sécurité d'approvisionnement : Niveau relatif des options Base et HPHC

**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 ?

Nous sommes très favorables à la pérennisation de l'attractivité de cette option. Au fil du temps, elle avait disparu, et il y avait même pour certains consommateurs l'ayant souscrite une perte financière par rapport à un tarif base. Depuis le mois de février 2022, la part de consommation en heures creuses nécessaire pour que cette option soit attractive est redescendue de 60 à 31%, ce qui constitue une incitation à la souscrire fondamentale pour le réseau électrique. Il serait tout à fait contreproductif de ne pas veiller au maintien d'un tel taux sur la durée, dans le contexte actuel, et de ne pas capitaliser collectivement sur le potentiel d'énergie effaçable.

Par ailleurs, nous partageons la proposition de la CRE de retenir l'option 2 présentée dans la consultation. En effet, il nous semble important de ne pas pénaliser les consommateurs qui restent en tarif base dans la mesure où ils ne disposent des leviers nécessaires pour augmenter leur consommation en heures creuses. Quelque soit l'importance du surcoût pour ces consommateurs qui resteraient au tarif base, l'option 1 pourrait générer un sentiment d'injustice dont on ne mesure pas assez les conséquences potentielles.

**Question 13 :** A l'instar du mouvement du 1er août 2022 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 ?



# Catherine BIDOIS

**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 heures creuses 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 ?

**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 ?

Le Turpe a déjà pris en compte la saisonnalité, mais cela n'est pas répercuté sur les tarifs. Nous tenons à rappeler que les consommateurs ne choisissent pas la période à laquelle ils doivent se chauffer... Si l'on devait introduire une option à 4 postes horosaisonniers, il faudrait que cela soit fait avec la plus grande prudence, et de manière progressive. Nous craignons sur ce point l'incompréhension et encore une fois un grand sentiment d'injustice de la part des consommateurs les plus fragiles tout particulièrement, notamment des locataires qui subissent les méfaits d'une mauvaise isolation de leur logement. On pourrait en reparler quand la rénovation globale des logements aura permis de remédier à cette difficulté !

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

**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 ?

# Florence PERODEAUX

## Consultation publique relative aux évolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité

*Date de la contribution : 23/09/2022*

### Introduction

L'augmentation tarifaire de l'énergie est un scandale. Les prix sont démesurés, la libre concurrence donne lieu à une gestion des ressources calamiteuse et irresponsable. Cela suffit.

### Coût de l'approvisionnement du complément en 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 ?

Non. Elle n'est pas justifiée.

**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 ?

Non. C'est une réflexion qui ne prend pas en compte les enjeux.

### Frais d'accès au marché de gros

**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 ?

Non. Les niveaux proposés ne sont pas la solution.

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

**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 ?

Non. Il faut arrêter cette courbe exponentielle.

### Calcul du coût des écarts au périmètre d'équilibre

**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 ?

Non. Les fournisseurs doivent être contrôlés et ne plus être les maîtres de ce marché.

**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 ?

Non. Il faut arrêter l'ARENH, c'est de la folie.

### Coûts d'approvisionnement des certificats d'économie d'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 ?

# Florence PERODEAUX

Non, il faut tout revoir avec les experts

**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 ?

Non, tout le système est à revoir

**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 ?

Non

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

C est une toute petite piste. Insuffisante.

## Evolution de la rémunération normale

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

Non

## Sécurité d'approvisionnement : Niveau relatif des options Base et HPHC

**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 ?

Non

**Question 13 :** A l'instar du mouvement du 1er août 2022 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 ?

Il faut tout revoir

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

Non

**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 heures creuses 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 ?

Non

**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 ?

Non. L'irresponsabilité ne vient pas des consommateurs

# Florence PERODEAUX

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

**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 ?

Non

## Consultation publique relative aux évolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité

Date de la contribution : 07/10/2022

### Introduction

### Coût de l'approvisionnement du complément en 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 ?

Oui, car la méthode ancienne a très fortement pénalisé les consommateurs qui avaient souscrit des offres avec une part indexée sur le prix de l'AREHN et qui ont eu des prix recalculés alors que le prix instantané à fin novembre 2021 était au plus haut, certainement en raison d'une très forte demande due à la nécessité de compléter l'ARENH

**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 ?

Oui

### Frais d'accès au marché de gros

**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 ?

Sans opinion

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

**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 ?

Comme indiqué dans le rapport, « 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 ».

Ce point touche au caractère plus ou moins stable du tarif réglementé, les consommateurs étant très majoritairement attachés à cette stabilité. Plus on réduit la durée du lissage, plus on est sensibles au prix de marché, et on risque de rendre le tarif beaucoup plus volatil.

Il nous semble donc préférable de maintenir la durée de 2 ans, d'autant que la proposition faite par la CRE au 2.2 réduit déjà les difficultés évoquées pour les fournisseurs en croissance. Cette durée, même si elle peut avoir des conséquences en cas de forte baisse des prix de marché, garantit une meilleure stabilité des TRVE, et la crainte d'un délaissement massif de ces tarifs ne semble pas correspondre à ce qui s'est produit depuis l'ouverture du marché des particuliers à la concurrence et la multiplication d'offres présentées comme plus avantageuses que les TRVE : Certes, un nombre important de clients ont alors abandonné le TRVE, mais plus de 20 millions y sont restés, privilégiant la sécurité de ces tarifs. Et la flambée des prix que nous connaissons renforce le sentiment de sécurité éprouvé par de nombreux consommateurs bénéficiant de ce tarif.

### Calcul du coût des écarts au périmètre d'équilibre

**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 ?

# Guy Flesselles

Sans opinion

**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 ?

Sans opinion

## Coûts d'approvisionnement des certificats d'économie d'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 ?

Ce dispositif est incompréhensible

**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 ?

Ce dispositif est incompréhensible

**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 ?

Tout le dispositif CEE est incompréhensible, particulièrement vu les conditions actuelles

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

Vu le caractère opaque de tout le dispositif, il est indispensable de trouver des méthodes qui soient incitatives et compréhensibles

## Evolution de la rémunération normale

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

Sans opinion, sinon qu'il s'agit d'une usine à gaz

## Sécurité d'approvisionnement : Niveau relatif des options Base et HPHC

**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 ?

Je suis favorable à la pérennisation de l'attractivité de cette option. Au fil du temps, elle avait disparu, et il y avait même pour certains consommateurs l'ayant souscrite une perte financière par rapport à un tarif base. Depuis le mois de février 2022, la part de consommation en heures creuses nécessaire pour que cette option soit attractive est redescendue de 60 à 31%, ce qui constitue une incitation à la souscrire fondamentale pour le réseau électrique. Il serait tout à fait contreproductif de ne pas veiller au maintien d'un tel taux sur la durée, dans le contexte actuel, et de ne pas capitaliser collectivement sur le potentiel d'énergie effaçable.

Par ailleurs, jje partage la proposition de la CRE de retenir l'option 2 présentée dans la consultation. En effet, il nous semble important de ne pas pénaliser les consommateurs qui restent en tarif base dans la mesure où ils ne disposent des leviers nécessaires pour augmenter leur consommation en heures creuses. Quelque soit

# Guy Flesselles

L'importance du surcoût pour ces consommateurs qui resteraient au tarif base, l'option 1 pourrait générer un sentiment d'injustice dont on ne mesure pas assez les conséquences potentielles.

**Question 13 :** A l'instar du mouvement du 1er août 2022 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 ?

Il paraît au contraire souhaitable que la méthode tarifaire soit appliquée aux exercices suivants, donnant ainsi un signal de continuité et de visibilité aux consommateurs, et incitant ceux qui n'ont pas souscrit une option HPHC à le faire et donc à utiliser les appareils gourmands en heures creuses.

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

Les consommateurs TEMPO, bien que très peu nombreux, compte tenu de la complexité du tarif pour un consommateur moyen, sont ceux qui sont les plus attentifs à leurs consommations. Il semble donc normal qu'ils soient inclus 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 heures creuses 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 ?

Cette question nous renvoie à la question 17. Nous considérons que la possibilité de faire évoluer l'option base vers une option HPHC n'est pas souhaitable, car peu compréhensible pour de nombreux consommateurs : on est en base ou on n'y est pas ! Cependant, il nous semble que la possibilité de construire des options intermédiaires entre les deux que nous connaissons aujourd'hui, dans un souci d'acculturation, pourrait être incitative et pédagogique pour de nombreux consommateurs. Nous serions donc favorable à ce que la mesure proposée en question 15 soit envisagée en complément de la méthode 2, ainsi que l'option présentée à la question 17, mais que l'option purement base soit maintenue.

**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 ?

Le peu de succès du tarif Tempo qui dispose de 6 périodes différentes, et au contraire le succès du tarif EJP beaucoup plus compréhensible et d'ailleurs, adopté à l'origine par de nombreux clients qui souhaitent le conserver, ne plaide pas sur un tarif pour les particuliers qui se rapproche du tarif C4, adapté aux entreprises.

La structure du tarif EJP pourrait être conservée, au besoin en adaptant légèrement la répartition entre HPte et HN en fonction des historiques de charge des réseaux électriques

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

**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 ?

# Guy Flesselles

Non, parce que beaucoup de particuliers ne souscrivent que 3 kVA, avec des consommations faibles, pour qui le double tarif serait une complication inutile.



# Jean-Michel TEMPLE

## Consultation publique relative aux évolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité

Date de la contribution : 10/10/2022

### Introduction

La réponse est confidentielle

### Coût de l'approvisionnement du complément en 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 ?

Retour au monopole, suppression complète des fournisseurs alternatifs. Augmentation du nombre de centrales  
Vente de l'énergie d'EDF à l'étranger au tarif extérieur, prix bloqué en France.

**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 ?

20 ans

### Frais d'accès au marché de gros

**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 ?

Se centrer sur la réalité.

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

**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 ?

Fabrication française pas d'utilité de marché européen donc non

### Calcul du coût des écarts au périmètre d'équilibre

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

non

**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 ?

le marché ne fonctionne pas, retour au monopole

### Coûts d'approvisionnement des certificats d'économie d'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 ?

# Jean-Michel TEMPLE

non retour au monopole

**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 ?

non retour au monopole

**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 ?

Au vu de la question, revenir au réel. c'est une source d'économie (de salaire entre autres)...

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

retour au monopole

## Evolution de la rémunération normale

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

augmenter le revenu pour les gens ayant fait l'effort de mettre des énergies renouvelables

## Sécurité d'approvisionnement : Niveau relatif des options Base et HPHC

**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 ?

HPHC baisse de l'abonnement à 50% de l'heure de base

**Question 13 :** A l'instar du mouvement du 1er août 2022 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 ?

Il conviendra de proposer une baisse d'environ 10% pour les particuliers financée par les acteurs ayant fraudés en demandant des quotas pour l'achat au titre de l'areh. (nombre de lcient en aout et renvoyé chez EDF en septembre.

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

oui

**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 heures creuses 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 ?

oui mais l'abonnement doit baisser (50% du tarif base)

Il y a de gros frais pour mettre en place des solutions techniques optimisées pour un particulier

**Question 16 :** L'introduction dans les TRVE à moyen terme d'une option à 4 postes horosaisonniers, en plus des options

# Jean-Michel TEMPLE

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 ?

Non, c'est aux gros consommateurs de palier aux faiblesses du système électrique.  
Les gros fours doivent être optimisés avec des isolations adaptées par exemple

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

**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 ?

non

Les particuliers n'ont aucune incidence sur ce point surtout depuis l'arrêt des chauffages fioul et gaz  
Seuls les institutionnels et grosses sociétés doivent être sollicités.

A ce sujet les gros consommateurs doivent payer le kw à au moins 80% du tarif particulier afin de générer des revenus suffisants pour installer un mix énergétique productif performant

# Miguel Gonzalez

## Consultation publique relative aux évolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité

Date de la contribution : 24/09/2022

### Introduction

La France s'est dotée d'une puissance de production nucléaire très importante qu'il suffit d'entretenir correctement pour avoir de l'énergie presque gratuite

### Coût de l'approvisionnement du complément en 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 ?

Toute proposition qui permet un certain contrôle des prix est à retenir

**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 ?

six mois

### Frais d'accès au marché de gros

**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 ?

Oui, cela évitera que certains s'introduisent dans un marché auquel ils ne contribuent pas

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

**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 ?

Oui, mais pourquoi pas avant ?

### Calcul du coût des écarts au périmètre d'équilibre

**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 ?

Je ne comprends pas la question

**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 ?

Oui, cela paraît suffisant, je ne vois pas d'autres références

### Coûts d'approvisionnement des certificats d'économie d'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 ?

# Miguel Gonzalez

Je ne vois pas d'alternative, mais ces indices servent à faire des arnaques à la taxe carbone, alors...

**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 ?

Oui

**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 ?

Six mois

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

Pourquoi ils doivent être ensemble?

## Evolution de la rémunération normale

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

Oui

## Sécurité d'approvisionnement : Niveau relatif des options Base et HPHC

**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 ?

Oui, avec extension des horaires

**Question 13 :** A l'instar du mouvement du 1er août 2022 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 ?

Non. Les évaluations au delà de 6 mois ne sont pas réalistes

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

Certainement

**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 heures creuses 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 ?

Tout à fait. Une plage 22:00 h à 8:00 h me semble plus réaliste

**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 ?

Oui

# Miguel Gonzalez

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

**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 ?

Oui

# Contribution d'un particulier

## Consultation publique relative aux évolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité

Date de la contribution : 24/09/2022

### Introduction

La concurrence fera baisser les prix...

Les fournisseurs étaient assurés de toucher des gains (provenant d'argent public ARENH, EDF...) lors de l'ouverture du marché et aujourd'hui n'acceptent pas de mettre la main à la poche...

Caucasse....

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

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

Non cela, revient à dépouiller le contribuable en plus de tout ce que cela lui a coûté (de manière détournée) depuis l'ouverture du marché.

**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 ?

Payer ce que ça coûte réellement (au prorata des barèmes des moyens de production présent sur le réseau) et non pas le prix d'un moyen de production marginal (sortir des lois du marché Européen qui permet aux Allemands d'être compétitifs sur le volet énergétique).

### Frais d'accès au marché de gros

**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 ?

Bien sûr...

Participez aux événements d'exploitation d'un outil par lequel on se gave depuis 15 ans, n'est pas illogique...

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

**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 ?

La spéculation fera couler ceux qui spéculent...

### Calcul du coût des écarts au périmètre d'équilibre

**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 ?

Ça reste de l'argent public alors celui-ci doit être juste et profiter aux contribuables....

**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 ?

Coût réel de production...

# Contribution d'un particulier

## Coûts d'approvisionnement des certificats d'économie d'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 ?

Cout reel de production...

**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 ?

Des Borne(s) ont en a assez, pensez vous pas . ?

**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 revoir, à terme, la structure d'affectation des coûts des CEE et des coûts de commercialisation hors CEE entre l'abonnement et la part énergie ?

## Evolution de la rémunération normale

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

Non, la CRE a choisi son camp et ce n est pas celui des contribuables qui la paient..

## Sécurité d'approvisionnement : Niveau relatif des options Base et HPHC

**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 1er août 2022 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 ?

La structure actuelle se regule d elle même... Laisser couler ceux qui profitent depuis trop longtemps du système...

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

Pour faire tourner des groupes électrogène ??? Alors que l on fait la chasse aux chaudières fioul ??? Bien la peine de mettre 140milliards d euros pour planter des éoliennes...

**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 heures creuses 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 ?

Étonnamment je vais dire oui

**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 ?



# Contribution d'un particulier

Lors de la création, c'est le réseau qui s'est adapté aux usagers et non l'inverse...  
Je n'avais pas imaginé pire d'un système libéral...

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

**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 ?

Qui pourra proposer des offres de marchés, en n'ayant aucun moyen de production, produisant pour moins cher que le prix de marché... on comptera sur l'ARENH (donc le contribuable paiera encore un système qui permette que l'on se fasse de l'argent sur l'argent que lui-même a dû investir...). N'ouvrez jamais une banque !

# Contribution d'un particulier

## Consultation publique relative aux évolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité

*Date de la contribution : 27/09/2022*

### Introduction

#### Coût de l'approvisionnement du complément en 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 ?

oui

**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 ?

oui

#### Frais d'accès au marché de gros

**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 ?

non

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

**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 ?

oui

#### Calcul du coût des écarts au périmètre d'équilibre

**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 ?

?

#### Coûts d'approvisionnement des certificats d'économie d'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

# Contribution d'un particulier

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 revoir, à terme, la structure d'affectation des coûts des CEE et des coûts de commercialisation hors CEE entre l'abonnement et la part énergie ?

| ?

## Evolution de la rémunération normale

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

| ?

## Sécurité d'approvisionnement : Niveau relatif des options Base et HPHC

**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 ?

| oui et oui

**Question 13 :** A l'instar du mouvement du 1er août 2022 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 ?

| oui et oui

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

| oui

**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 heures creuses 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 ?

| oui

**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 ?

| oui

## Sécurité d'approvisionnement : Mesure prospective à plus long terme :

# Contribution d'un particulier

## évolution de l'option Base des TRVE

**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 ?

| oui et sans objet

# Contribution d'un particulier

## Consultation publique relative aux évolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité

*Date de la contribution : 03/10/2022*

### Introduction

En message liminaire, je veux rappeler les enseignements de la méthode tarifaire traditionnelle, très bien expliquée dans nombre d'articles par M. Marcel BOITEUX.

Le tarif d'EDF est construit en structure sur les couts marginaux de long terme, c'est à dire ceux du parc adapté sur une ensemble de scénarios représentant tous les aléas possibles. En niveau, les tarifs sont calés sur le cout de gestion du système. Jamais ceux ci ne dépendent du cout marginal de court terme. Le tarif a pour vertu de permettre aux consommateurs de bénéficier d'un prix d'électricité décorrélé des chocs de court terme, d'éviter de générer des rentes au niveau de la production, tout en de fait créant des subventions croisées entre les moyens de production eux-mêmes. En particulier, dans toutes les années sans défaillance, les moyens de base génèrent une marge supplémentaire qui permet de financer ls moyens de secours et compensent la "missing money". Cela permet au système électrique d'offrir aux consommateurs une certaine assurance d'être servi avec une probabilité élevée. Enfin une dernière vertu des tarifs que je voudrais rappeler, c'est la péréquation tarifaire, permettant à tous, industriels comme particuliers, de bénéficier d'un prix de la fourniture électrique aligné, qu'ils soient en habitat dispersé ou en zone urbaine, sur une ile des DOM ou connecté au réseau synchrone européen. Malheureusement, et par des directives dont on commence à voir les conséquences aujourd'hui, un certain nombre de consommateur du paysage électrique français ont été exclu de la protection des tarifs, au profit d'un mécanisme de marché qui ne leur bénéficie absolument pas. La Loi doit être amendée por permettre à nouveau le bénéfice des tarifs réglementés dit vert, jaune et bleu, à l'ensemble des consommateurs finaux d'électricité.

### Coût de l'approvisionnement du complément en 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 ?

Non , il faut revenir à la méthodologie tarifaire basée sur les couts moyens de la production, et ne plus faire référence à des couts marginaux de court terme qui vont:

- générer des rentes indues pour certains moyens de production
- mettre en faillite un certain nombre des acteurs économiques soumis à ce tarif.

Le tarif doit revenir à ses fondamentaux, quitte à nécessiter des amendements réglementaires au dela des pouvoirs du régulateur. Mais dans la situation d'urgence actuelle, nous recommandons à celui ci d'alerter le législateur pour obtenir les changements nécessaires.

**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 ?

Il faut revenir à une méthode statistique basée sur le parc adapté pour la structure, sur le cout de gestion pour le niveau.

Ce dernier devra donc être calculé sur base des couts de fonctionnement des moyens gérés par EDF ou d'autres producteurs installés sur le territoire metropolitain. La remise en place d'une structure d'acheteur unique sera éventuellement nécessaire, ainsi que la mise en place de tolling sur la production indépendante, pour permettre une rémunération sans marge excessive des actifs en question, detenu pas des acteurs tiers (à noter que cela ne concerne pas les unités de production déjà couverte par le complément de rémunération, pour lesquelles ledit niveau de CR peut être pris en compte).

# Contribution d'un particulier

## Frais d'accès au marché de gros

**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 ?

Encore une fois, le marché de court terme, y compris les produits à terme, ne semble pas pertinent pour chiffrer l'essentiel du coût de gestion. Evidemment, en cas de déficit de la production nationale, il peut convenir de couvrir la différence sur les marchés internationaux, et dans ce cadre le prix des produits à terme peut impacter le coût de gestion de la production.

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

**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 ?

PAs d'avis / voir réponses précédentes

## Calcul du coût des écarts au périmètre d'équilibre

**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 ?

Le coût des écarts d'un fournisseur est fortement impacté par la volatilité actuelle des prix de marché, et par le sous dimensionnement des moyens de pointe conséquence d'un manque d'investissement chronique dans le système électrique et à la fermeture prématurée de groupes de pointe (fioul et charbon) sans que des alternatives leur soient trouvés.

**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 ?

Il est surprenant de noter l'absence de volumes dans la formule proposée par le CRE, alors qu'on peut imaginer que le coût d'un fournisseur sera impacté aussi par les volumes en jeu dans les périodes d'écart. Cela pourrait avoir des conséquences, en particulier dans des périodes où les écarts sont loin d'être équilibrés.

## Coûts d'approvisionnement des certificats d'économie d'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 ?

Pas d'avis

**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 ?

Pas d'avis

**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 ?

Pas d'avis

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

# Contribution d'un particulier

Pas d'avis

## Evolution de la rémunération normale

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

La question posée ici soulève la question de l'antiselection de la clientèle qui pourrait intervenir dans le maintien d'un régime concurrentiel de la fourniture, loin d'avoir fait ses preuves en terme d'efficacité économique et de bénéfice pour le consommateur final. En effet, ce système a plutôt motivé une remontée des prix pour le client final par rapport au cout historique de production qu'à un réel bénéfice, ce qui remet en cause l'efficacité économique du principe de concurrence sous jacent.

Ce principe n'est en effet justifié que par son effet final: bénéficier d'une fourniture plus efficace et moins couteuse pour le client final. Il est manifeste que depuis 25 ans, c'est plutôt l'inverse qui s'est produit en France, si on exclut la période 1998 - 2001. Le fait de raisonner sur une valeur unique pour ce cout de rémunération pourrait inciter certains fournisseurs à sélectionner leur clientèle dans des segments ou structurellement, cette rémunération est au dessus du cout associé à ce client particulier, et en excluant de fait, ou repoussant vers EDF, les autres clients plus couteux. Une telle logique irait contre tous les principes historiques de la péréquation tarifaire de la fourniture d'électricité en France.

## Sécurité d'approvisionnement : Niveau relatif des options Base et HPHC

**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 ?

Je pense qu'il est essentiel de renforcer l'attractivité de l'option HP / HC par rapport à la situation actuelle, quitte à déformer la structure tarifaire actuelle. La méthode proposée par la CRE est intéressante, je n'ai pas d'avis sur le taux de 35% proposé. Il semble néanmoins raisonnable sur la base des durées temporelles considérées des périodes.

A noter que l'élargissement de la plage heure creuse me semble à gérer de prêt avec RTE. Même si le développement du solaire en France pourrait justifier, en particulier dans les saisons d'été, des heures creuses dans l'après midi, la pointe du matin et du soir restent des zones sensibles de la courbe de charge, et un élargissement de la plage considérée pourrait avoir un effet opposé à celui recherché.

**Question 13 :** A l'instar du mouvement du 1er août 2022 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 ?

Etant donné les perturbations observées actuellement dans le système, une revue de niveau et de structure semble plus pertinente.

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

Le système TEMPO retrouve une opportunité particulière dans la période que nous traversons. Il convient donc de l'offrir à nouveau aux clients au tarif réglementé, de permettre aux clients passés à des fournisseurs alternatifs d'en bénéficier, d'obliger les dits fournisseurs à proposer ces solutions en s'appuyant sur des solutions Tempo ou les systèmes de télémesures proposés par Linky.

**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 heures creuses inchangé. Cette mesure permettrait de conserver l'incitation à la

# Contribution d'un particulier

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 ?

Défavorable, voir raison exposée précédemment

**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 ?

L'option semble très pertinente, même si elle sera particulièrement coûteuse pour les acteurs ayant fait le choix du chauffage électrique, et qui devront alors commencer à payer le réel coût qu'ils induisent pour le système. Néanmoins cela peut permettre d'adapter les comportements de consommation de manière plus efficace, considérant aussi l'émergence d'une production solaire en heures diurnes d'été.

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

**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 ?

Cette idée semble pertinente au-delà d'une certaine puissance de raccordement.  
Pour les raccordements  $\leq 9$  kVA, une option de base simple pourrait rester plus efficace.  
Les raccordements utilisés pour des bornes de charge de véhicule électrique par contre devront être systématiquement pénalisés sur les pointes.



# Contribution d'un particulier

## Consultation publique relative aux évolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité

*Date de la contribution : 17/10/2022*

### Introduction

## Coût de l'approvisionnement du complément en 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 ?

Nous y sommes défavorable. La méthode de calcul est améliorée par rapport à la méthode actuelle mais cela reste insuffisant. De même l'approvisionnement à la PFC reste assez théorique. Se couvrir en N-2 occasionne un montant important à déposer et implique des difficultés de trésorerie. De plus, s'approvisionner en PEAK est complexe, le produit PEAK Y+1 est très peu liquide, et le fait de lisser la couverture sur 2 ans implique une réplification plus compliquée.

**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 ?

Nous y sommes plutôt favorables. Cette forme est mieux que ce qui existe actuellement. La PFC représente plus les conditions de marchés qu'auparavant, mais au final on reste quand même sur un approvisionnement deux ans à l'avance. Il est difficile de répliquer les TRVE pour les petits fournisseurs, nous assistons à une prévision floue d'un portefeuille en croissance. De plus, figer les TRVE pendant un an pose des problèmes de réactivité. La CRE doit prendre en compte l'amplitude normale des marchés et réagir rapidement quand il y a des mouvements anormaux sur les marchés.

Cela pose également un problème de risque résiduel important chez le fournisseur, dans un sens comme l'autre.

## Frais d'accès au marché de gros

**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 ?

Nous sommes plutôt favorables au relèvement.

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

**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 ?

Favorable.  
Ce mode de lissage simplifie tout. Une durée d'un an permet de répliquer plus facilement les TRVE pour un petit fournisseur. De plus, cela permet une prévisibilité du portefeuille plus précise. La réactivité des TRVE au marché sera meilleure tout en gardant du lissage, avec un enjeu d'immobilisation financière moins importante et une meilleure connaissance de la PFC à ce moment. Il serait plus simple de n'avoir qu'une période pour les calculs de couverture.

## Calcul du coût des écarts au périmètre d'équilibre

**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 ?

# Contribution d'un particulier

Favorable,

Les coûts des écarts évoluant avec les prix spots, il est important d'indexer la brique sur un prix de marché.

**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 ?

Favorable,

Toutefois, il faudrait retenir la première méthode de calcul, prendre une référence basée sur des prix dans le passé n'est pas optimal.

## Coûts d'approvisionnement des certificats d'économie d'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 ?

Favorable

**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 ?

Nous privilégions 1 an, pour les mêmes raisons que citées ci-dessus : la connaissance de notre portefeuille sera plus précise, et l'immobilisation financière sera moins importante.

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

Favorable, C'est une bonne chose, actuellement le coût des CEE n'est pas transparent, ce qui est contraire au principe même des TRVE.

## Evolution de la rémunération normale

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

Plutôt Favorable,

Toutefois, nous exprimons une volonté de revenir sur un quantile 95 pour les différents risques quantifiables. *Le risque de thermosensibilité doit être pris comme un coût à part entière, mais prendre l'espérance et non un quantile plus élevé semble insuffisant.*

## Sécurité d'approvisionnement : Niveau relatif des options Base et HPHC

**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 ?

Oui, car il s'agit de flexibilité. Nous sommes favorables à l'option 2.

**Question 13 :** A l'instar du mouvement du 1er août 2022 et afin de préserver la structure actuelle, la CRE pourrait ne

# Contribution d'un particulier

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 ?

Favorable

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

Favorable si tous les fournisseurs peuvent proposer des offres tempo.

**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 heures creuses 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 ?

Plutôt favorable,

Se poser la question de la pertinence des plages actuelles HPHC est une très bonne chose pour que cela soit adapté au système électrique actuel. Si il est possible d'ajouter 2h qui sont réellement aussi creuses que les autres, il serait très bien en complément. Le plus important est d'inciter plus fortement les personnes à déplacer leur consommation, donc la méthode 2. Cette proposition pourrait être complémentaire mais ça serait dommage qu'elle soit alternative.

**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 ?

Favorable, cela permettrait de donner des incitations plus précises et plus efficaces.

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

**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 ?

Favorable

## Consultation publique relative aux évolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité

*Date de la contribution : 25/09/2022*

Doléance hors consultation, seul moyen d'accéder aux décisionnaires de la CRE et parce que trop d'abus:  
Dans le cadre des économies d'énergie demandées à nos citoyens, l'avantage en nature concédé aux personnels d'EDF et sociétés affiliées devrait être encadré (limitée par exemple à la consommation moyenne d'un foyer).

# Réponse à la consultation organisée par la CRE sur l'évolution des TRV d'électricité

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

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

**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 ?

**Réponse** : un autre paramètre, qui ne figure pas parmi les choix proposés, doit déterminer le prix régulé de l'électricité :

**celui-ci ne peut être proposé indépendamment du prix du gaz naturel pour le chauffage des logements et du bouclier tarifaire pour le gaz.**

En effet, les tarifs réglementés de gaz, dont le prix est de 87,3€/MWh TTC, vont prendre fin **le 30 juin 2023**; le bouclier tarifaire sur les autres tarifs d'ENGIE est prolongé jusqu'au 31 déc 2023.

les clients des offres réglementées de gaz vont devoir choisir une autre offre de gaz, mais si cette offre est plus chère<sup>1</sup> que le TRV de l'électricité, ils opteront pour le chauffage électrique à effet Joule (le plus souvent, ils disposent déjà de convecteurs électriques d'appoint).

Or le système électrique restera très contraint jusqu'en 2024 et même après, il ne pourra supporter une forte hausse de la thermo sensibilité.

**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 ?

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

---

<sup>1</sup> Le site d'ENGIE <https://gaz-tarif-reglemente.fr/> renvoie les particuliers vers un comparateur des offres de gaz : <https://comparateur-offres.energie-info.fr>

en dehors des tarifs proches des tarifs réglementés de gaz, on trouve des prix, hors remise, qui vont de **320,9€/MWh** (Dyneff) à **205,9€/MWh** (Mega flexy ; prix indexé sur le marché de gros) à **145€/MWh** (ekWateur 100% biogaz) : (site consulté le 24 septembre 2022, pour une livraison à **Toulouse**)

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

**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

**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 ?

La proposition de la CRE de revoir la structure d'affectation des CEE paraît très pertinente ; mais relève en partie de la Loi et des décrets qui s'imposent à la CRE.

- Les CEE contribuent à écraser les écarts *relatifs* de prix entre HP et HC : En effet, l'assiette des « obligés » porte sur l'énergie finale consommée (les kWh ; les CEE sont des accises) (avec un seuil) ce qui contribue à resserrer les écarts de prix *relatifs* entre les périodes creuses et les périodes de pointe de demande, et diminue l'incitation à déplacer la consommation vers les périodes creuses.
- Effet de seuil pour les « obligés » : il est passé de 400 M kWh (en 2020), à 100 M kWh (en 2024 et au-delà) ; cet effet de seuil a contribué à la multiplication des obligés et a créé une concurrence déloyale (ce qui explique que l'Etat ait décidé de baisser les seuils)
- Par ailleurs, les coûts des CEE sont assez opaques<sup>2</sup> ; les mécanismes de « coups de pouce » ont permis de faciliter l'obtention des objectifs de réduction des consommations à un moment où ils semblaient particulièrement difficiles à atteindre. Ils s'apparentent à une dévaluation de la « monnaie CEE ».

---

<sup>2</sup> Par ailleurs les calculs des CEE n'intègrent pas l'effet « rebond », estimé à 40% pour le chauffage, ce qui contribue à expliquer l'écart entre les économies théoriques et celles observées.

## 5. DETERMINATION DE LA REMUNERATION NORMALE

### 5.2 Evolutions de la rémunération normale

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

La proposition de la CRE d'introduire un risque sur l'évolution de la thermosensibilité, revient à mettre un aléa plus important sur la consommation de gaz ; en effet sur les 3 années 2015 à 2017, la politique d'arrêt des tranches nucléaires<sup>3</sup> couvrait 53% de la thermosensibilité en moyenne, donc plus les années où les hivers sont doux et moins les hivers où ils sont rudes ; le recours au gaz suit une évolution inverse. Pour l'hiver prochain, il faut ajouter un risque particulier sur ce que certains ont appelé le covid du nucléaire, car EDF semble avoir un biais optimiste sur la durée des arrêts des centrales nucléaires qui ont été, et restent encore perturbées, par le confinement décidé en 2020 à la suite de l'épidémie de Covid-19. La proposition revient à introduire un risque (réel) en volume sur la consommation de gaz, auquel va s'ajouter un aléa sur le prix du gaz

Toutefois on ne peut, de toute façon, proposer des TRV indépendamment du prix du gaz pour le chauffage, en raison du risque d'utilisation plus large qu'actuellement des convecteurs électriques (cf réponse aux questions 1 et 2)

Je pense que ce risque doit être analysé directement et non par le biais d'une augmentation de la rémunération « normale ».

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

### 6.1 Niveau relatif des options Base et HPHC

---

<sup>3</sup> Cette politique permettait la pleine disponibilité du parc nucléaire seulement au pic de l'hiver en février

**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 ?

Le dispositif HP HC a permis de décaler dans le temps des consommations pour une durée de plusieurs heures et donc de lisser la demande d'électricité. La seule application de ce tarif à l'eau chaude sanitaire permet un lissage des consommations équivalent<sup>4</sup> à celui que permettrait un STEP journalier de 3,2 GW.

A l'avenir, l'asservissement de la charge du véhicule électrique à ce tarif augmentera l'utilité du dispositif qui doit être pérennisé.

**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 ?

La CRE a proposé deux méthodes pour restaurer l'attractivité des options HP HC, dans le respect du principe de contestabilité des tarifs.

Sous la réserve de l'optimisation du choix des heures creuses (cf question 15), l'option 1 proposée par la CRE est préférable, si on se limite à l'aspect économique. Elle permettrait, à terme de limiter le « TRV bleu de base » aux seuls petits consommateurs, comme l'envisage la CRE dans le point 6.2.

**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 ?

Sans aller jusqu'à l'augmentation du nombre d'heures creuses, il serait utile de prévoir une **optimisation du choix des Heures Creuses**, comme l'indiquait la CRE dans la proposition de TURPE 6, du 17 décembre 2020, page 74 et comme l'envisage la CRE dans cette question 15.

En effet, la pénétration croissante du photovoltaïque conduit à ce que les heures creuses de la demande, nette des productions ENR, se répartisse en 2 plages horaires : des heures de nuit autour<sup>5</sup> de la plage horaire qui va de 1h du matin à 5 h du matin et des heures de jour autour de midi solaire (14 h en heure d'été). Dans certaines zones, comme Nice ou Toulouse, des heures creuses méridiennes sont déjà proposées, mais ce dispositif devrait être élargi à un plus grand nombre de régions, notamment dans le sud de la France où le photovoltaïque se développe.

Il paraît important d'annoncer de telles modifications au moment où la charge du véhicule électrique se développe, afin que les acteurs puissent anticiper et que les pouvoirs publics ne soient pas piégés par des investissements des particuliers qui leur rendraient plus difficile une évolution ultérieure du dispositif.

Une telle optimisation contribuerait à la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> de l'électricité, en limitant légèrement le recours aux moyens thermiques qui utilisent des énergies fossiles.

---

<sup>4</sup> Calcul réalisé sur la base des profils de consommation des chauffe eau asservis et non asservis, publiés par RTE en 2015. Analyse : <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Th%C3%A9ma%20-%20Croissance%20de%20l'%C3%A9olien%20et%20du%20solaire.pdf>

<sup>5</sup> Le mot « autour » est utilisé pour indiquer la nécessité de maintenir un foisonnement des consommations en heures creuses



**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

**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 ?

Si on s'en tenait à la simple grille tarifaire, on pourrait croire à une grande similitude entre la tarification Heures Pleines Heures Creuses (HPHC) et le tarif envisagé HPointes HBase

Ce serait oublier deux points qui contribuent au succès des offres Heures Creuses

1. la tarification HC est associée à un asservissement qui ne nécessite aucune intervention du consommateur
2. En aval les équipements électriques asservis comportent des stockages sur des durées de plusieurs heures ; ce qui fait que le choix de l'heure creuse n'a pas d'impact sur leur usage
  - le ballon d'eau chaude permet un décalage entre la consommation électrique et la consommation d'eau chaude de plus de 7 heures.
  - la capacité des batteries permet 2 à 3 jours d'utilisation habituelle du véhicule électrique et dans la plupart des cas, le choix de l'heure de charge (une voiture est à l'arrêt 90% du temps) n'aura pas d'impact sur sa disponibilité.

L'internet des objets permet de lever la première condition avec une sélectivité bien plus grande, mais la seconde condition est rarement réalisée, raison pour laquelle les expérimentations réalisées dans le cadre du PIA (expérimentations à laquelle la CRE a participé) ont donné des résultats peu probants : après un accès de curiosité pour les dispositifs testés, le comportement des personnes testées revient assez vite aux habitudes antérieures.

Dans l'analyse d'un tel dispositif, il faudrait probablement introduire, comme cela se fait dans les projets de transport, la valeur du temps perdu par le consommateur pour lui permettre de décaler une partie de sa consommation et de la comparer à la valeur de l'économie réalisée.

Enfin, le développement de l'éolien va modifier les heures auxquelles ce dispositif serait pertinent pour limiter les pointes de la demande résiduelle (cad défalquée des productions ENR) ; l'éolien va leur donner un caractère aléatoire qui nécessitera une information constante du consommateur, ce qui n'est pas envisageable, sauf période critique (comme l'hiver prochain)

Il serait plus intéressant d'étudier **des dispositifs EJP<sup>6</sup>**, en effet le système électrique tel qu'il est prévu dans la PPE (qui prévoit la fermeture de 14 réacteurs nucléaires) ne permet pas une augmentation de la thermosensibilité, bien que la production électrique (en énergie) soit augmentée. Ceci va rendre difficiles les objectifs de baisse des émissions du chauffage par l'électrification via des pompes à chaleur en substitution au chauffage au fuel ou au gaz.

En rénovation, le maintien du dispositif de chauffage existant, permet d'envisager une décarbonation partielle par des dispositifs bi énergie

La compagnie Hydro Quebec s'est alliée avec le distributeur de gaz québécois Energir pour proposer des offres bi énergie, ce qui transfère de facto la capacité de stockage du système électrique vers le système gazier

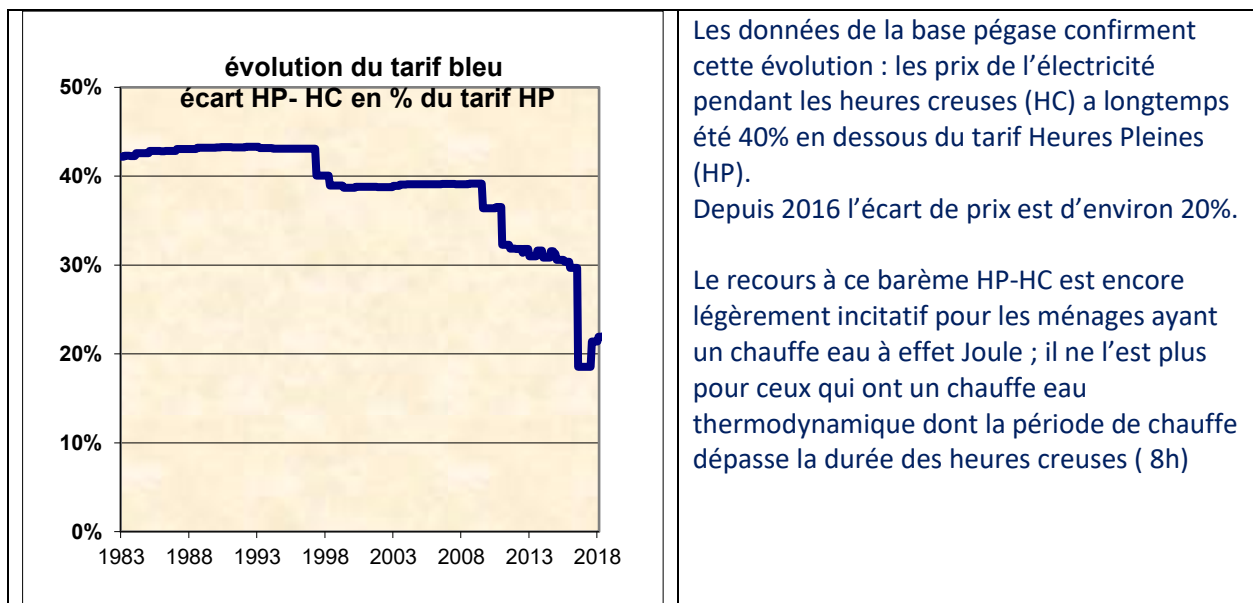
- électricité 70% du temps de chauffage
- gaz naturel en période de pointe

source :

- <https://www.ledevoir.com/economie/592655/synergie-renforcee-pour-le-chauffage>
- <https://www.hydroquebec.com/residentiel/espace-clients/tarifs/tarif-dt.html>

Bac à sable

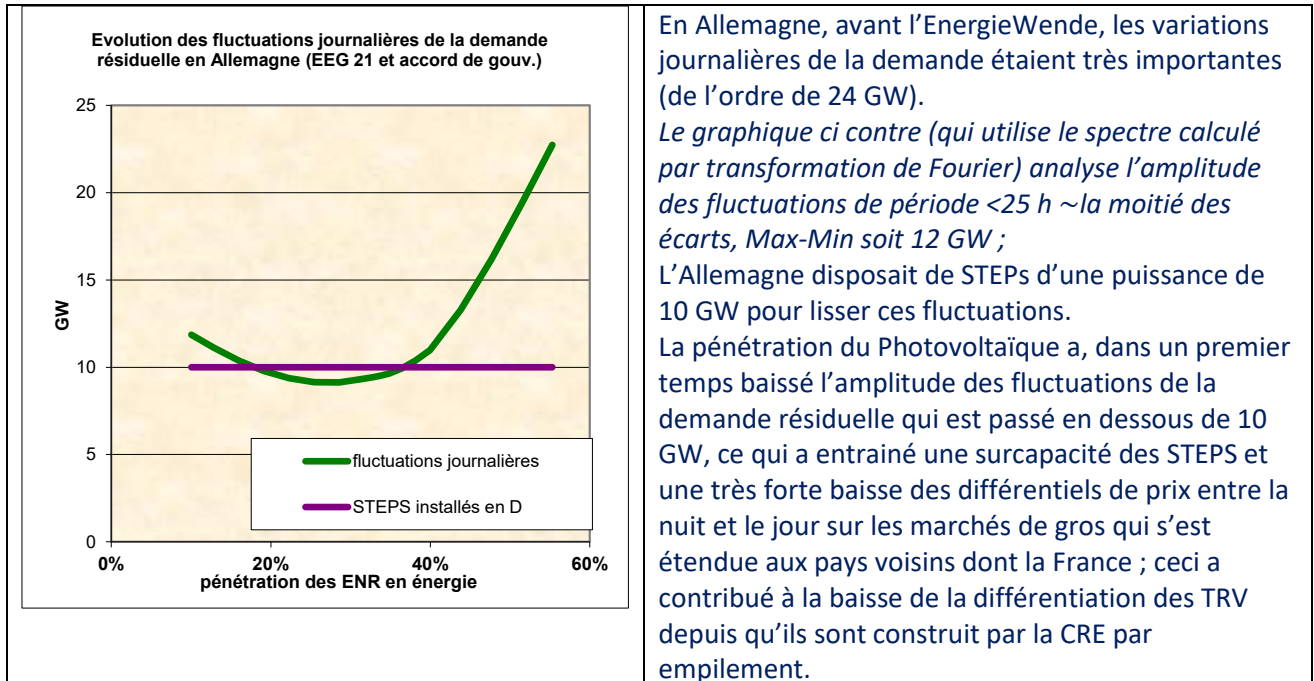
La CRE indique : « Depuis 2016 et la construction des TRVE par empilement des coûts, l'attractivité relative de l'option Heures Pleines Heures Creuses (HPHC) par rapport à l'option Base a progressivement diminué ».



<sup>6</sup> Ces tarifs créés par EDF dans les années 80 sont actuellement gérés en extinction.

La construction des TRV par empilement depuis 2016, permet de relier cette évolution :

- A la croissance des postes de coût qui sont des accises touchant de la même façon les heures creuse ou pleines, comme la CSPE ou les CEE
- A la pénétration du photovoltaïque chez nos voisins en particulier en Allemagne



Le développement soutenu du PV fait qu'il y a aujourd'hui deux plages horaires de prix bas se partageant entre la nuit et autour de 14h (en h d'été)

La Loi allemande EEG 21 prévoyait une croissance soutenue du PV et un ralentissement des installations éoliennes en raison des difficultés d'acceptation (la croissance de la biomasse est une croissance en puissance, à production énergétique constante pour contribuer à la flexibilité de la production)

	1 semestre 2020	2030	Rythme annuel	Unité
éolien terrestre	54,4	71	1,6	GW
éolien en mer	7,8	20	1,2	GW
PV	51	100	5,0	GW
biomasse	5,03	8,4		GW

L'accord de Gouvernement de fin 2021 (<https://www.tagesschau.de/koalitionsvertrag-147.pdf>) prévoit une accélération du Photovoltaïque à hauteur de 16 GW / an selon Agora EnergieWende, ce qui entrainerait une fort besoin en stockage journalier de l'électricité par des batteries ; **le différentiel de prix entre H Pleines et H Creuses méridiennes sera dès lors déterminé par la valeur permettant de rentabiliser les batteries.** Ceci permettra de donner une cible à long terme au différentiel de prix HP HC

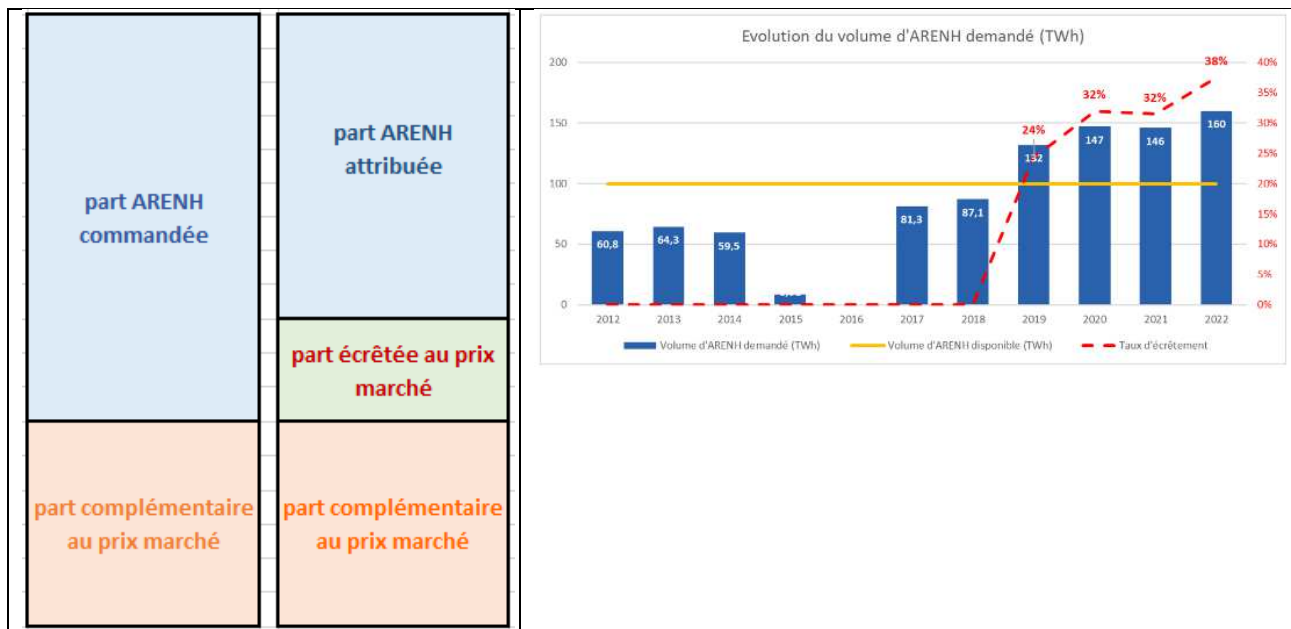
La guerre en Ukraine va bouleverser les choix de systèmes énergétiques, mais le développement des ENR ne devrait pas être ralenti et l'analyse précédente devrait rester pertinente.

Cette contribution aborde les points suivants relatifs à la méthode d'élaboration de la composante « fourniture » des TRVE :

- Architecture générale des TRVE : constat et proposition d'évolution,
- Volume fourni à l'ARENH (Accès Régulé au Nucléaire Historique),
- Introduction d'un volume fourni par les ENRi (solaire et éolien), bénéficiant d'un contrat d'Obligation d'Achat, ou d'un « contrat pour différence », avec un prix minimum garanti, déterminé à la suite d'un appel d'offres,
- Volume complémentaire au prix de marché.
- Sécurité d'approvisionnement : leviers de rétablissement de l'attractivité des HPHC

### Architecture générale des TRVE : constat et proposition d'évolution

La part fourniture se compose d'une partie ARENH, représentant jusqu'à présent environ 66 % avant écrêtement, et d'une part complémentaire au prix de marché de 34 % :



L'écrêtement, consécutif au développement de la concurrence et de l'augmentation des parts de marché des fournisseurs hors tarif réglementé, a pour effet de diminuer la part ARENH, et donc d'augmenter la part à acquérir au prix de marché : cet écrêtement était à fin 2021 responsable de plus de 80 % de la hausse du TRVE HT de 45 % en raison de l'envolée des prix de l'électricité à partir de septembre 2021 (avant bouclier tarifaire et relèvement du plafond de 100 à 120 TWh).

Même sans écrêtement, la part complémentaire au prix de marché reste conséquente, et à vocation à augmenter en raison de la baisse structurelle à moyen terme de la production nucléaire.

Or le prix de marché à terme est actuellement corrélé au prix de la production marginale fonction du prix du gaz (avec un facteur multiplicatif de 2, car il faut 2 MWh de gaz pour produire 1 MWh d'électricité) : autant cela se justifie pour le prix spot dans le cadre du mécanisme d'appel au « merit order » nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement reposant sur un équilibre offre /

demande à tout instant, autant cette corrélation est excessive pour les prix à terme, car ceux-ci devraient être formés également en tenant compte des coûts d'une production de base assurée en grande partie en France par des moyens décarbonés : hydraulique, nucléaire, biomasse, ainsi que ENR intermittentes éolien et solaire (ENRi).

Le mode de calcul des TRVE intègre au moyen de l'ARENH la production nucléaire, mais pas les autres composantes.

Or les productions ENRi bénéficient d'un privilège exorbitant d'injection prioritaire de la totalité de leur production sur le réseau, et de contrats d'obligation d'achat (par EDF), ou depuis 2016 les contrats pour différence avec un prix minimum résultant d'un appel d'offres administré par la CRE.

Il est proposé de faire apparaître dans le calcul du TRVE une part liée à la production d'électricité éolienne et solaire (de l'ordre de 10 % du volume), au moyen d'une méthode de calcul restant à approfondir, ébauchée dans la suite de cette contribution :



### Volume fourni à l'ARENH (Accès Régulé au Nucléaire Historique)

La part du volume fourni à l'ARENH va probablement à l'avenir diminuer de 66 % à 56 % (hors écrêtement) avec la baisse structurelle de la production nucléaire de 390 TWh (moyenne 2015-2019) à environ 330 TWh dans les prochaines années (2023-2025), en raison de la fermeture des 2 réacteurs de Fessenheim (12 TWh), des arrêts prolongés de visite décennale et de grand carénage, ainsi que du problème apparu fin 2021 de corrosion sous contrainte sur les réacteurs les plus récents.

Voir : [Délibération de la CRE du 27 juillet 2022 portant avis sur le projet d'arrêté relatif au calcul des droits à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, et portant communication sur les modalités de calcul des tarifs réglementés de vente d'électricité - CRE](#)

<i>Hypothèses</i>	<b>Situation actuelle</b>	<b>Révision coefficient de bouclage</b>
Coefficient de bouclage	96,4%	81,9%
Plafond	100 TWh	100 TWh
Demande ARENH résultante avant écrêtement	160,05 TWh	138,98 TWh
Droit ARENH résultant avant écrêtement	66%	56%

Un amendement à la loi de Finances Rectificative a été voté en juillet dernier, portant le prix de l'ARENH à un minimum de 49,5 €/MWh, ce qui est parfaitement justifié compte tenu du fait que le prix de 42 €/MWh n'avait pas évolué depuis l'origine en 2012 (en contradiction d'ailleurs avec une application pleine et entière de la loi NOME), et des investissements lourds qui ont été engagés depuis dans le cadre du « grand carénage » pour augmenter la durée de vie des centrales existantes, et réaliser les mesures de sûreté post-Fukushima (alimentations de secours diesel, ...).

A cet effet, le gouvernement doit adresser à la Commission Européenne un document justificatif pour entériner cette mesure.

Un second amendement voté ramenant le plafond légal de 150 TWh à 120 TWh est clairement contre-productif pour la maîtrise du montant du TRVE, et n'a pas de justification, dans la mesure où EDF bénéficie d'un prix de l'ARENH revalorisé, et à condition que la loi NOME soit amendée afin d'éviter les dérives auxquelles on assiste depuis peu (renvoi par certains fournisseurs de clients vers EDF et le TRVE pour améliorer artificiellement le % d'ARENH dans leur mix, voire revente spéculative sur le marché de volumes d'ARENH attribués) :

- Avec une interdiction formelle de revente sur le marché des quantités enlevées auprès d'EDF, et des sanctions pénales associées,
- Avec un bilan systématique ex post par chaque fournisseur du portefeuille de clients réels et de la consommation de base facturée à ses clients pendant la période d'utilisation, par comparaison avec les mêmes données ayant motivé les droits demandés pour cette période. Si les quantités enlevées s'avèrent supérieures aux besoins réels constatés, le delta devra être soustrait des droits à ARENH théoriques de la période suivante,
- Avec une suppression du caractère asymétrique, le fournisseur ne pouvant se désengager en cas de baisse du prix de marché en-dessous de celui du prix de l'ARENH, comme Total avait tenté de le faire sans vergogne au printemps 2020 (Covid) : le contrat doit être du type « take or pay ».

## **Introduction d'un volume fourni par les ENRi (solaire et éolien)**

En 2021, la production éolienne s'est élevée à près de 37 TWh (en recul par rapport à 2020), et la production solaire à un peu plus de 14 TWh (dont 4,3 TWh de contrats antérieurs au moratoire de 2011) : c'est donc au total une production d'origine ENRi de l'ordre de 51 TWh, pour une production totale de 523 TWh, soit un peu moins de 10 %.

En excluant les contrats d'obligation solaire antérieurs au moratoire de 2011 (4,3 TWh rachetés à un prix moyen de 510 €/MWh), on dispose de 47 TWh de production, pour lesquels il est possible de calculer un prix de revient pondéré :

- Pour l'éolien, environ 90 €/MWh pour les contrats obligation d'achat (OA), qui constituent un sourcing pour EDF dans le cadre du TRVE, et de l'ordre de 60 €/MWh pour le prix minimum des contrats pour différence, commercialisés sur le marché par les producteurs, mais avec un remboursement de l'Etat français quand le prix excède le prix minimum.
- Pour le solaire, un prix d'achat moyen de l'ordre de 155 €/MWh pour les contrats obligation d'achat, et des contrats pour différence avec un prix moyen de l'ordre de 55 €/MWh.

Il est donc envisageable d'introduire dans le TRVE une part de l'ordre de 10 % d'approvisionnement à un coût pondéré à calculer, mais qui devrait être de l'ordre de 100 €/MWh si l'on s'en tient au sourcing d'EDF basé sur l'obligation d'achat.

Pour les fournisseurs concurrents proposant des offres de marché, ceux qui sont par ailleurs producteurs (ENGIE, TotalEnergies par exemple), cette évolution ne devrait pas les empêcher d'être concurrentiels, seuls les purs traders s'approvisionnant sur le marché en complément de l'ARENH seraient pénalisés.

## **Volume complémentaire au prix de marché**

Je suis favorable aux évolutions de méthode de calcul de coût proposées par la CRE, tendant à mieux lisser et à moins exposer le TRVE à la volatilité des prix de marché (questions 1 à 4).

## **Sécurité d'approvisionnement : leviers de rétablissement de l'attractivité des HPHC**

Les mesures proposées par la CRE pour rétablir l'attractivité des heures pleines / heures creuses vont dans le bon sens (questions 12 à 15), y compris l'inclusion des consommateurs TEMPO dans l'optimisation des structures tarifaires.

Une option de type TEMPO avec 4 postes horosaisonniers (HC et HP été et hiver) et un tarif heures de pointe hiver « jours rouges » serait intéressante à envisager, pour inciter les consommateurs à adapter leurs consommations aux contraintes temporelles du système électrique, notamment l'exposition à une forte pointe hivernale en période de grand froid..

# CONSULTATION PUBLIQUE 2022-08 DE LA CRE

VERS UN JUSTE PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ

Laurent FOURNIER – {laurent.fournier@adox.io}

17 octobre 2022

La tarification de l'énergie électrique en Europe a la caractéristique d'être à la fois sous-optimale, anti-démocratique et archaïque, ce qui entrave gravement la lutte contre le réchauffement climatique, tout en plongeant les citoyens les plus faibles dans une précarité énergétique inévitable. La récente hausse des prix du gaz a révélé toute l'absurdité d'une politique de tarification bâtie sur une stratification aussi complexe qu'inutile de correctifs historiques, avec la caution en France de la *Commission de Régulation de l'Énergie*.

Comme la tarification du kWh est une convention sociale déclinée sous la forme de contrats, il est techniquement possible de procéder à une table rase et d'instaurer par la volonté du peuple un bien meilleur système de tarification du jour au lendemain. La démonstration du caractère anti-démocratique de certaines règles devrait suffire pour casser ces contrats en se référant à des principes constitutionnels et universels.

Or le numérique offre au XXI<sup>e</sup> siècle les moyens de satisfaire les exigences de liberté des citoyens en matière d'investissement dans des machines de production d'électricité décarbonées et/ou des machines de stockage, mais aussi les moyens de préserver une équité entre humains face au défi du partage de l'énergie et de profiter de la rente du travail des machines. L'approche et le renforcement de l'idéal démocratique augmente la responsabilité de chaque citoyen tout en l'éloignant d'un ressentiment collectif qui l'enfermerait dans un cercle vicieux.

Au contraire, afin d'enclencher un cercle vertueux d'engagement et d'investissement confiant dans une production optimale d'énergie électrique, il est nécessaire de construire un tout nouveau système de tarification avec une démarche scientifique, en gardant à l'esprit les exigences fondamentales de justice sociale; liberté d'entreprendre, égalité de considération et solidarité avec les plus faibles.

Un pré-requis à toute proposition est de reconnaître un double principe de prix dynamique et de convexité dans la fonction de tarification du kWh pour tout consommateur et pour tout producteur.

Dans la nature, les plantes et les animaux adoptent des stratégies adaptées pour gérer l'énergie selon l'heure de la journée, selon la saison, selon les conditions météorologiques et selon le lieu. Tout se passe comme s'il existait un prix variable dans le temps et dans l'espace pour l'énergie et que les êtres vivants cherchent individuellement à optimiser une fonction coût cumulé. Pour les humains, faire abstraction totale de l'heure de la journée, des saisons et de la température extérieure pour ses activités conduit à un gaspillage très significatif d'énergie. On appelle flexibilité de la demande la capacité de différer la satisfaction de certains besoins pour exploiter l'énergie quand son coût est au plus bas.

En conséquence, des moyens de stockage d'électricité sur différentes périodes peuvent être valorisés sur le plan économique en exploitant un différentiel de prix du kWh. Par exemple, on chargera une batterie ou on turbinera vers l'amont d'un barrage quand ce prix est faible et on déchargera cette batterie ou on produira de l'électricité par déversement aval quand ce prix est élevé (figure 2).

La convexité est l'inverse de la concavité, que l'on connaît sous le terme d'effet d'échelle et de ticket d'entrée. Si en économie de guerre un rationnement est imposé, la convexité instaure une forme continue de rationnement pour lutter contre le réchauffement climatique.

Il n'y a aucune raison de favoriser une concavité sur le bien homogène qu'est l'électricité. Sur le plan écologique mais aussi économique, la récompense qu'offre tout système capitaliste à la fusion de gros producteurs ou de gros consommateurs conduit à devoir renforcer l'infrastructure de transport d'électricité et donc à s'éloigner de l'idéal de distance minimale entre un point de production et un point de consommation. En plus, les besoins humains en énergie étant limités, et avec l'objectif de favoriser une sobriété naturelle, il est naturel de faire payer le premier kWh moins cher que le deuxième. Est aussi envisageable un niveau de puissance par humain en deçà duquel l'énergie électrique serait distribuée gratuitement. Notons que le principe de convexité s'applique à la consommation d'autres biens communs comme l'eau. En conséquence, la notion de *prix de gros* de l'électricité n'a aucun sens.

Ensuite, un territoire peut décréter un principe de solidarité de lieu pour que le prix du kWh soit toujours le même au même instant, soit une façon de matérialiser la connectivité du réseau électrique. En toute logique, puisque nous avons mis en place un réseau synchrone à courant alternatif sur un espace continental, le prix de production et de consommation, hors taxes décidées par régions, devrait être dynamique, mais identique au même instant dans toute l'Europe.

Comment alors déterminer un prix juste de l'électricité, qui ne soit ni un prix dit *prix de marché*, ni un prix dit *prix régulé*, sur décision politique? L'existence même de deux types de tarification montre l'absurdité du système actuel. Il ne viendrait l'idée à personne d'établir deux systèmes "État Français A" et "État Français B" en parallèle.

Une fois accepté le principe de prix dynamique, le problème de la tarification de l'électricité revient à réduire au maximum l'incertitude sur la production et la consommation avenir pour l'ensemble des acteurs connectés au réseau afin de limiter le risque lié à un investissement et permettre à tout investisseur de choisir la technologie décarbonée optimale selon le lieu d'implantation. En particulier, un arbitrage devra être fait entre une installation de stockage et un sur-dimensionnement d'une production avec pilotage



ou écrêtage. Interviennent aussi les coûts éventuels de renforcement du réseau connecté ou les coûts de transport par réseau asynchrone de batteries dans des containers standardisés.

Le problème de réduction de l'incertitude est analogue à celui de la réservation de place dans un train. Sans mécanisme de réservation, le gestionnaire ferroviaire peut difficilement allouer les bonnes tailles de train aux bons endroits, conduisant à des rames vides ou bondées, mais surtout à une perte financière conséquente due à une logistique sous optimale. Pour l'électricité, le problème se pose sur une fonction d'allocation continue et non sur une fonction discrète. Réserver son électricité consisterait à exprimer et à partager de façon anonyme la surface donnant la charge en fonction du temps futur et du prix du kWh. Cette surface est le prévisionnel de charge élasticité (figure 1). Il est imposé que la dérivée partielle par rapport au prix soit toujours positive mais aussi bornée afin d'exprimer une réactivité maximale suite aux variations de prix unitaire.

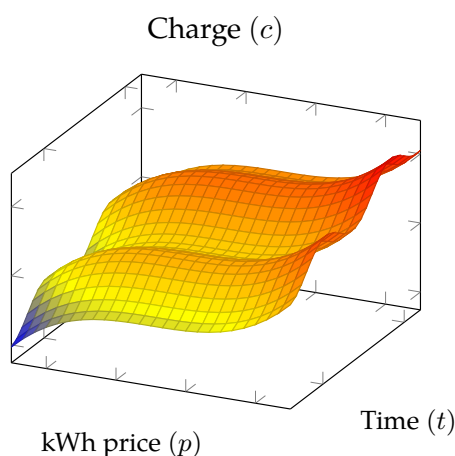


FIGURE 1 – Agent capacity forecast with  $\frac{\partial c}{\partial p} \geq 0$

Il est facile de montrer que la somme de tous les prévisions des acteurs connectés au réseau admet un signal racine unique<sup>1</sup>

Le signal prix résultant, partagé et constamment ajusté sur Internet, est l'information qui minimise l'incertitude et permet à tous les investisseurs de sélectionner les technologies les plus rentables selon le lieu d'installation. Si ce prix est réellement facturé, hors taxe, alors il garantit des marges égales entre producteurs et consommateurs, sans aucune discrimination. Le plus important à noter est que ce signal est indépendant de tout pouvoir politique ou de toute pression de multinationale. Sa détermination n'exige pas de recourir à une bourse, ni d'effectuer des enchères doubles entre spéculateurs, ni même de recourir à des contrats à terme, de gré à gré.

Le pilotage local d'un système de stockage peut suivre une fonction d'hystérésis représentée par la figure 2. La position du point d'inflexion et la pente en ce point sont ajustées en fonction de l'usage alternatif du système de stockage. Par exemple, une batterie de stockage stationnaire aura une courbe avec une pente plus élevée qu'une batterie de véhicule électrique servant à la mobilité.

Pour que chaque acteur soit incité à suivre son prévisionnel de charge élasticité au plus près, il doit être imposé une

1. Si en théorie, un attracteur plus grand qu'un point est possible, il est très improbable dans la réalité d'acteurs indépendants.

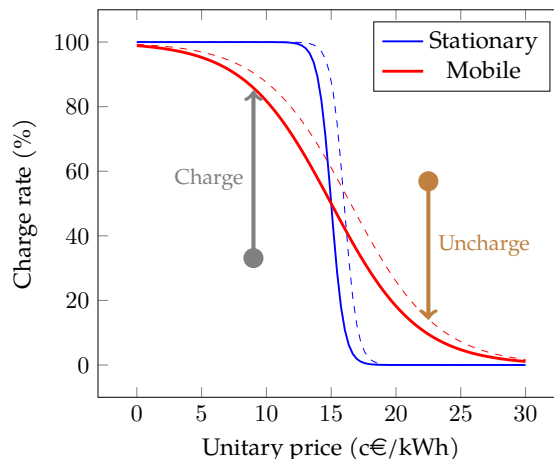


FIGURE 2 – Optimal Storage Strategy

taxe sur toute mise à jour du prévisionnel, fonction intégrale décroissante dans le temps de la forme :

$$\mathcal{T}_\Delta = k \int_{t=t_0}^{\infty} \left( \int_{p^-}^{p^+} |q(t, p) - q(\hat{t}, p)| dp \right) e^{\tau(t_0-t)} dt$$

  la limite de l'instant présent, cette taxe donne un coût à tout écart entre le prévisionnel et le réalisé.

Sachant que le signal prix procure la stabilité maximale au réseau, et sachant que les résiduels d'irrationalité des acteurs ont tendance à s'annuler sur des populations importantes, la sécurité du réseau est contre intuitivement mieux assurée en laissant libre chaque acteur d'optimiser ses gains plutôt qu'en donnant des ordres centralisés, nécessairement sous-optimaux car un producteur privé connaîtra toujours mieux son installation que RTE et un consommateur connaîtra toujours mieux ses besoins futurs en électricité qu'une IA pilotée par une personne morale appelée ironiquement "responsable d'équilibre".

Donc tous les mécanismes financiers sur les différents marchés de l'électricité, les contrats à termes, l'existence de fournisseurs ne produisant aucune énergie, le paiement d'effacement, la constitution de réserves de puissance, mais aussi toutes les règles du *Code de l'énergie* relative au bien électricité sont à remplacer par un signal prix partagé sur Internet, faisant référence pour tous et assurant le respect de principes démocratiques.

## Recommandation pour la CRE

L'analyse scientifique et économique montre qu'une application pour smartphone est aujourd'hui capable de conseiller tout investisseur potentiel dans une installation de production d'électricité décarbonée ou de stockage, d'assurer un pilotage optimal, de tirer parti d'une flexibilité maximale, de favoriser la sobriété et de concourir à stabiliser fortement le réseau connecté dans un cadre démocratique tout en intégrant les préférences personnelles. Il est indispensable pour cela de partager sur Internet un signal prix réseau et d'instaurer en urgence une tarification convexe imposant une identification unique des humains. Notre bureau d'étude en énergie et numérique se tient à la disposition de la CRE pour présenter et préciser les détails de mise en œuvre et pour assurer la sécurité du système à long terme.

## Réponse de RTE à la consultation publique n°2022-08 du 22 septembre 2022 relative aux évolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité

RTE souhaite remercier la CRE pour cette consultation qui permet, dans sa dernière partie, de remettre en lumière le rôle essentiel des tarifs comme vecteur d'incitation à consommer au meilleur moment. Remettre ce rôle en avant est en premier lieu particulièrement important dans le contexte actuel de tension sur la sécurité d'approvisionnement en électricité pour cet hiver et les suivants mais également dans une perspective plus générale de transition vers la neutralité carbone, qui rendra nécessaire le développement d'un bouquet de flexibilités dont les flexibilités de consommation feront pleinement partie.

### RTE soutient les initiatives visant un meilleur placement de la consommation d'électricité, afin de limiter les risques de déséquilibre offre-demande

Deux catégories de leviers d'action présentent en particulier un intérêt structurel à la fois pour les consommateurs et pour le système électrique :

- Les mesures incitant à **réduire la consommation** par des actions d'efficacité énergétique et de sobriété d'une part ;
- Les mesures incitant à **consommer au meilleur moment** pour limiter les pointes de consommation, qui correspondent à la fois aux périodes de tension pour le système électrique et aux périodes de recours le plus fréquent à des moyens de production de pointe, souvent carbonés et coûteux d'autre part. A ce titre, RTE a précisé dans son étude prévisionnelle pour l'hiver 2022-2023<sup>1</sup>, les plages horaires hivernales correspondant aux besoins du système électrique pour favoriser une mobilisation efficace. Ces périodes de pointe durant lesquelles RTE anticipe des besoins accrus de flexibilité sont le « plateau du matin », de 8h à 13h, et la « pointe du soir », de 18h à 20h lors des jours ouvrés.

Pour être pleinement activée, cette seconde catégorie de mesures nécessite d'agir sur les signaux tarifaires envoyés aux consommateurs, notamment les consommateurs résidentiels. En effet, l'analyse de la courbe de charge nationale, que RTE a détaillée dans le rapport précité, montre que les secteurs résidentiel et tertiaire restent les plus contributeurs à ces périodes de pointe.

Les constats principaux sont ainsi les suivants :

- **La conception et le placement des signaux tarifaires – notamment heures pleines / heures creuses – doivent être réajustés sur la base des besoins du système électrique.** Cela implique notamment les actions suivantes :
  - **Revoir le placement des heures creuses** : Les huit heures creuses des options heures pleines / heures creuses (HPHC) du Tarif Réglementé de Vente d'électricité (TRVe) sont aujourd'hui fixées par les distributeurs dans les plages de 12h à 17h et de 20h à 8h. Par effet de mimétisme, ces plages d'heures creuses s'étendent également à la plupart des offres de marché libres (hors TRVe) des fournisseurs. Afin d'éviter près de 2,5 GW de consommation entre 12h30 et 13h00 et de 1 GW entre 13h30 et 14h, un décalage des heures creuses hivernales placées sur les heures méridiennes est nécessaire. C'est l'objectif poursuivi, de manière transitoire pour l'hiver 2022-2023, par l'arrêté du 22 septembre 2022 relatif aux dispositifs de comptage sur

---

<sup>1</sup> [Analyse passage hiver 2022-2023.pdf \(rte-france.com\)](#)

les réseaux publics de distribution d'électricité<sup>2</sup>. **Il est cependant essentiel de mener très rapidement une réflexion de fond sur le placement de ces heures et de modifier l'arrêté du 30 juillet 2015 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité en conséquence, *a minima* pour supprimer le créneau 12h-14h des heures creuses en hiver.**

- **Saisonnaliser le placement des heures creuses** : Afin de tenir compte de besoins différents du système électrique en été et en hiver, du fait notamment de la différence de production du solaire photovoltaïque entre ces deux saisons et du développement à venir de cette filière de production (cf. réponse à la question 16) mais aussi des rythmes de vie différents, un placement différent des heures creuses en fonction des saisons doit être prévu.
- **En dehors du TRVe, s'assurer que les heures creuses du TURPE applicable aux gestionnaires de réseau de distribution reflètent bien la problématique nationale d'équilibre offre-demande et non pas uniquement les contraintes locales des gestionnaires de réseau de distribution.** Cela implique de fournir des indications plus précises sur le placement de ces heures creuses dans la délibération relative au TURPE HTA-BT.
- **Mettre en cohérence les plages d'heures creuses entre TURPE et TRVe**, afin de renforcer l'incitation tarifaire à décaler des consommations et de rendre ces plages plus lisibles pour les consommateurs.
- **Ces signaux tarifaires doivent permettre d'inciter la participation des consommateurs à la flexibilité du système électrique en étant suffisamment attractifs :**
  - **Maintenir et pérenniser l'attractivité des options tarifaires favorisant les décalages de consommation (type HPHC comme proposé dans la présente consultation) du TRVe**, et éviter ainsi une remontée des pointes de puissance de plusieurs GW lors des prochaines évolutions tarifaires en cas de bascule vers l'option Base.
  - **Permettre la participation du plus grand nombre, en créant des options adaptées, incitatives et lisibles pour les consommateurs.** A titre d'exemple, l'option HP/HC du TRVe Bleu comporte actuellement huit heures creuses et s'adresse à des particuliers dont les usages peuvent être décalés (chauffe-eau électrique, etc.). Supprimer l'option Base pour imposer une bascule des consommateurs vers les options type HPHC serait pénalisant pour les consommateurs ayant peu d'usages à décaler. Dès lors la création d'une option tarifaire type « Heures pointe / heures base » telle que proposée par la CRE est une piste intéressante à instruire de façon à inciter un plus large nombre de consommateurs à offrir leur flexibilité.
  - **Tirer pleinement parti des possibilités techniques des nouveaux systèmes de comptage.** Les travaux menés durant le printemps 2022 sur le décalage de la remise en fonctionnement des chauffe-eaux entre 12h et 14h ont permis d'apprécier la très grande souplesse que le compteur Linky offre par rapport aux systèmes préexistants. Il en va très certainement de même sur les compteurs des marchés d'affaire (> 36 kVA). Au-delà du tarif en lui-même, les règles d'activation des signaux techniques (contact sec, ...) pourraient faire l'objet d'une révision pour faciliter le lissage de la courbe de charge résiduelle. Par exemple, certains consommateurs n'ont pas d'incitation à opter pour le tarif HP/HC, mais pourraient néanmoins laisser leur chauffe-eau fonctionner la nuit puisque cela n'engendre aucune gêne pour eux (cela réduit même leur consommation d'électricité). Ce serait ainsi plus de 1 GW de consommation présent au moment des pointes (matin et soir) qui serait susceptible d'être placé en heures creuses.

---

<sup>2</sup> [Arrêté du 22 septembre 2022 relatif aux dispositifs de comptage sur les réseaux publics de distribution d'électricité - Légifrance \(legifrance.gouv.fr\)](https://www.legifrance.gouv.fr/eli/arr/2022/09/22/2022-1000)

- Pour développer pleinement la flexibilité de la demande, il est pertinent de faciliter le développement des offres d'effacement de tous types, y compris par le biais des effacements tarifaires (dits effacements implicites, ou effacements indissociables de la fourniture), afin de rendre cette pratique plus simple en termes de mise en œuvre et plus adaptée à une clientèle de masse.
  - A très court terme, RTE abonde dans le sens de la délibération de la CRE du 27 juillet 2022<sup>3</sup> qui a élargi de manière transitoire la définition des offres à tarification dynamique, telles que définies dans sa délibération n°2021-135 du 20 mai 2021, à des offres à pointe mobile.
  - RTE a également soutenu le lancement d'un appel d'offres pilote sur l'effacement indissociable de la fourniture (EIF) pour initier le mouvement vers des effacements plus courts que les options existantes EJP et Tempo, susceptibles d'intéresser davantage de consommateurs. Le signal TEMPO est en effet caractéristique d'effacements longs (16h/jour, 43 jours « blancs », 22 jours « rouges »), intéressants pour le système mais très sélectifs en matière de consommateurs pouvant satisfaire à cette exigence. Des options moins pénalisantes, davantage ciblées (sur des plages plus courtes, de 7h, 4h voire 2h) mais mobilisables plus régulièrement que dans l'option TEMPO du TRVe pourraient ainsi être explorées afin de faciliter l'adoption de ce type de tarif.
  - Pour faciliter le lancement de ce type d'offres et pérenniser la valeur économique de ces effacements, il semble nécessaire de réintroduire un poste de pointe mobile (ou a minima un poste de pointe) sur signal EOD (équilibre offre-demande) dans le TURPE BT et HTA, disparu avec le TURPE 1 en 2001. La réintroduction de cette pointe mobile permettrait de plus, d'assurer que les effacements promus par ce type d'offre correspondent aux besoins du système en matière d'équilibre offre-demande.
  - A l'instar des options tarifaires du TRVe actuel qui ont imposé une forme de standard suivi par une grande partie des offres de marché, la structure de nouvelles options tarifaires à pointe mobile dans le TRVe serait susceptible de créer le standard de référence par rapport auquel se baseront les offres de marché du type effacement indissociable de la fourniture.
- A plus long terme, il ne s'agit pas uniquement de sécuriser l'approvisionnement en électricité. Les travaux de refonte des tarifs sont indispensables pour répondre à un besoin de flexibilité croissant du système électrique français et européen de façon à atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050.

---

<sup>3</sup> [CRE, Délibération n°2022-215 du 27 juillet 2022 portant décision relative aux modalités selon lesquelles l'offre à tarification dynamique prévue au II de l'article L. 332-7 du code de l'énergie prend en compte les variations des prix de marché et modifiant la délibération n°2021-135 du 20 mai 2021](#)

## Réponse de RTE aux questions de la consultation

### Niveau relatif des options Base et HPHC

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 ?

Dans la mesure où l'option HPHC est celle la plus souscrite aujourd'hui avec, de ce fait, l'impact le plus significatif sur le placement des consommations au meilleur moment pour le système électrique, il apparaît indispensable de pérenniser son attractivité, a minima dans un contexte de sécurité d'approvisionnement tendu à court terme.

Concernant les deux méthodes de construction du tarif proposées dans la consultation, les deux options proposées par la CRE sont pertinentes en ce qu'elles permettent de renforcer l'attractivité de l'option HPHC par rapport à l'option Base. En effet, les deux nouvelles méthodes permettent de réduire le taux d'équilibre, *i.e.*, la part de la consommation totale devant être placée pendant les heures creuses afin que l'option HPHC soit plus rentable financièrement que l'option Base, par rapport au taux qui résulterait de l'application de la méthode actuelle.

Du point de vue de RTE, les critères qui doivent pousser à privilégier une méthode par rapport à une autre sont les suivants :

- Conserver une stabilité dans l'attractivité du tarif dans le temps ;
- Favoriser le plus possible le déplacement des usages en heures creuses. Les principaux usages concernés sont la chauffe des ballons d'eau chaude sanitaire électrique, la recharge des véhicules électriques et dans une moindre mesure, le pilotage du chauffage électrique. Enfin, bien qu'ayant moins d'impact en termes d'appel de puissance, inciter au décalage des usages blancs (lave-vaisselle, lave-linge, etc.) est également souhaitable.

A l'aune de ces critères, la méthode 2 (« ratio d'équilibre cible ») semble préférable car elle a l'avantage de la stabilité par rapport à la méthode 1 (« empilement sur option cible ») qui consiste à calculer les niveaux de prix HPHC sur la base d'un profil fictif agrégeant les courbes de charge des consommateurs des options Base et HPHC. En effet, la construction du prix de cette « option cible » étant basée sur la méthode des TRVE actuelle, le niveau des tarifs HPHC qui en découle reste sensible aux évolutions des prix ou des conditions de marchés (ex : écrêtement ARENH). Dès lors, l'atteinte d'un certain ratio d'équilibre semble incertaine à l'inverse de la méthode 2, qui au-delà de sa simplicité d'exécution soulignée par la CRE, apparaît plus adéquate et stable. En maintenant un niveau de ratio d'équilibre fixé, il est ainsi possible de maintenir l'attractivité de l'option HPHC désirée.

Au-delà du renforcement de l'attractivité de l'option HPHC (via un renchérissement relatif de l'option de Base comme proposé par les deux méthodes), un signal renforcé incitant les consommateurs à moduler leur consommation afin de répondre aux besoins du système électrique est souhaitable. La mise en œuvre d'une de ces deux méthodes pourrait donc combiner une augmentation relative de l'option Base en niveau et une différenciation suffisante entre le tarif HP et le tarif HC.

En effet, outre la question du ratio cible incitant à basculer en option HPHC, la question du niveau relatif des prix HP et HC (actuellement de 20%) reste également un déterminant dans le choix d'un tarif par un consommateur. En effet, même si un consommateur y a économiquement intérêt, si son gain sur la facture est trop faible, il aura moins d'incitation à basculer en option HPHC et restera en option Base. A l'instar du différentiel imposé par l'arrêté du 29 juin 2020 pris en application de l'article

R. 337-20-1 du code de l'énergie et appliqué aujourd'hui à la seule option Tempo, un rapport cible plus élevé entre le prix en HP et le prix en HC pourrait être imposé par le même vecteur<sup>4</sup>.

**Question 13 : A l'instar du mouvement du 1er août 2022 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 ?**

S'il n'est pas possible de mettre en œuvre une évolution de la méthode de construction tarifaire telle que proposée dans la présente consultation dès le prochain mouvement tarifaire, RTE est favorable à la proposition consistant à proposer uniquement une évolution en niveau en 2023. Cela permettra dans l'attente de conserver une certaine stabilité sur l'attractivité de l'option HPHC, et d'approfondir l'évolution de la construction tarifaire.

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

RTE serait favorable à une mesure consistant à baisser le niveau du tarif TEMPO pour le rendre plus attractif au détriment de l'option Base mais rappelle que l'option TEMPO est très sélective en matière de consommateurs, puisque le signal envoyé lors des 22 jours rouges en heures pleines consiste en une incitation à des effacements longs (16h/jour), que peu de consommateurs sont en mesure de mettre en œuvre.

Dès lors, des options moins pénalisantes, davantage ciblées mais mobilisables plus régulièrement que dans l'option TEMPO du TRVe sont intéressantes à explorer afin de faciliter l'adoption de ce type de tarif. Des EIF sur des plages plus courtes, de 7h, 4h voire 2h pourraient être envisagés.

Plus généralement, concernant l'optimisation des différentes options tarifaires entre elles, RTE accueillerait positivement la création d'options tarifaires incitant la participation la plus large possible des consommateurs à la flexibilité du système électrique, dont l'attractivité devrait être plus grande que celle du tarif Base, afin d'inciter à de l'effacement tarifaire y compris pour des consommateurs aujourd'hui en option Base.

**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 ?**

Concernant l'opportunité d'augmenter le nombre d'heures creuses, cette mesure semble au premier abord de nature à inciter à déplacer davantage de consommation vers les heures creuses, ce qui vu du système électrique et de l'équilibre offre-demande est pertinent **à condition que les heures creuses soient effectivement placées sur des plages de moindre tension.**

A ce titre, RTE est en faveur d'une révision des plages d'heures creuses des tarifs réglementés de vente et même de leur saisonnalisation si possible dès 2023 en prévision de l'hiver 2023-2024, de façon à supprimer les heures creuses entre 11h et 14h en hiver. Une révision de l'arrêté qui définit les plages d'heures creuses du TRV serait ainsi souhaitable de même qu'un encadrement plus prescriptif des

---

<sup>4</sup> Le différentiel entre le prix HT en HP et le prix HT en HC pour un consommateur résidentiel est aujourd'hui de 27%.

heures creuses du TURPE<sup>5</sup> qui sont aujourd'hui uniquement à la main des gestionnaires de distribution pour des problématiques locales de gestion des flux et qui ne peuvent à cet égard pas tenir compte de la tension sur l'équilibre offre/demande au niveau national. Or, l'article L. 341-4 du code de l'énergie prévoit pourtant que « *La structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée au niveau national. Ils peuvent également inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes de pointe au niveau local.* »

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 ?

Sans aller jusqu'à proposer des tarifs HPHC différenciés entre été (saison basse) et hiver (saison haute), **une saisonnalisation du placement des heures creuses est souhaitable**. Au fur et à mesure que la production d'électricité à partir d'énergie solaire se développera, il y aura un intérêt à la fois pour l'équilibre offre-demande national du système électrique et pour des problématiques de gestion locale des flux à inciter à consommer au moment du pic de production solaire. Ainsi, même si la consommation est structurellement plus élevée à 13h en été qu'à 4h du matin, la consommation résiduelle (consommation nette de la production variable) entre 12h et 16h sera amenée à progressivement diminuer avec la croissance du parc photovoltaïque prévue dans la programmation pluriannuelle de l'énergie et il peut déjà être observé certaines journées d'été où la consommation résiduelle est équivalente entre le creux de nuit (vers 4h du matin) et la période de pic de production solaire.

L'intérêt à différencier les prix HPHC selon 4 postes est de plusieurs natures :

- **Inciter à décaler des usages d'une saison à une autre.** Peu d'usages dans le secteur résidentiel justifient cependant d'une telle saisonnalisation ;
- **Inciter davantage au déplacement de consommation au sein d'une saison par l'effet d'un accroissement saisonnier du différentiel de prix entre heures pleines et heures creuses**, par exemple en saison haute par rapport à la saison basse. En effet, calculer un tarif HP et un tarif HC unique quelle que soit la saison peut avoir pour effet de réduire mécaniquement le différentiel de prix entre le prix HP et le prix HC et dès lors constituer une moindre incitation à décaler les usages vers les HC ;
- **Inciter à des développements de consommations en période creuse pour des activités saisonnières**, plutôt sur des activités professionnelles, donc qui a un effet limité sur des consommateurs au TRVe.

Enfin, cela permet d'être cohérent avec le TURPE (pour lequel la généralisation du 4 plages temporelles deviendra obligatoire à compter de 2024) et d'avoir un alignement des signaux, ce qui peut avoir pour effet d'accentuer encore davantage le différentiel entre HP et HC sur le prix TTC entre HP et HC en hiver.

---

<sup>5</sup> Soit par l'interdiction d'avoir des heures creuses sur certaines plages horaires, soit en proposant que le gestionnaire de réseau de transport indique aux gestionnaires du réseau de distribution quelles sont les plages à éviter pour le placement de ces heures creuses pour des problématiques nationales d'équilibre offre-demande.

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

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 consommation 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 ?

L'option Base est économiquement la plus pertinente pour les consommateurs qui disposent de peu de leviers de décalage de leur consommation (absence de ballon d'eau chaude électrique en particulier). Comme mentionné dans la consultation publique, être en option Base est aujourd'hui économiquement justifié pour un consommateur qui ne peut pas reporter au moins 30% de sa consommation sur les huit heures d'heures creuses. **L'incitation tarifaire véhiculée par l'option « heures pleines/heures creuses » est donc de reporter le maximum de consommation en heures creuses.**

Structurellement, certains consommateurs ne pourront pas atteindre le ratio nécessaire pour les inciter par le seul signal économique à basculer en option heures pleines/ heures creuses. Une suppression de l'option Base serait alors financièrement pénalisante pour ces consommateurs.

En remplacement de l'option Base, une option « Heures Pointe / Heures Base » (HPHB) avec une plage d'heures de pointe restreinte est pertinente du point de vue du système électrique puisqu'elle donne un signal économique pour éviter de consommer sur certaines heures alors que l'option Base ne véhicule par définition aucun signal sur le placement de la consommation au meilleur moment pour le système électrique. **L'incitation que véhiculerait cette option HPHB est donc différente de celle de l'option HPHC puisqu'elle incite à ne pas consommer sur certaines périodes alors que l'option HPHC incite à déplacer sa consommation sur certaines périodes.**

RTE souligne l'importance d'avoir une cohérence d'ensemble dans la grille tarifaire et une bonne articulation entre les différentes options. Il est également important de faire en sorte que la grille tarifaire reste lisible pour le consommateur.

Dans cet esprit, ce principe d'heures de pointe pourrait également être introduit au sein de l'option HPHC, comme cela existe déjà aujourd'hui sur le TURPE HTA ou HTB (et pourrait d'ailleurs être utilement étendu au TURPE BT).

Néanmoins, le fait d'avoir une pointe fixe (tous les jours de l'hiver) constitue un signal atténué par rapport au fait d'avoir une pointe mobile (où le prix serait plus élevé que le prix pointe mais concentré sur un nombre de jour plus limité) et donc par nature moins incitatif que la pointe mobile.



# Consultation publique relative aux évolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité

*Date de la contribution : 17/10/2022*

## Introduction

### Coût de l'approvisionnement du complément en 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

**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 ?

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

**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 ?

### Calcul du coût des écarts au périmètre d'équilibre

**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 ?

### Coûts d'approvisionnement des certificats d'économie d'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 ?

## Contribution de la SIPLEC à la consultation publique de la Commission de Régulation de l'Énergie relative aux évolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité

La SIPLEC souhaitait profiter de l'opportunité de cette consultation pour exprimer son point de vue d'obligé du dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE) sur les évolutions attendues en matière de transparence et d'efficacité du marché secondaire des CEE.

Le dispositif CEE regroupe différents acteurs :

- Les Obligés, les énergéticiens comme SIPLEC tenus à la détention d'un volume de CEE à proportion des volumes d'énergie qu'ils vendent ;

- Les Déléataires, sociétés qui choisissent d'entrer dans le dispositif et de prendre en charge une partie de l'obligation des Obligés en échange de la possibilité d'exercer sur le marché secondaire ;
- Les Éligibles qui sont autorisés à agir sur le marché des CEE par détermination de la loi sans être Obligés ou Déléataires. Il s'agit de bailleurs sociaux, collectivités publiques, etc.
- Les Bénéficiaires, les personnes physiques et morales qui sont incitées, généralement financièrement, à la réalisation de travaux d'économies d'énergie par les acteurs Obligés, Éligibles ou Déléataires.

Le dispositif CEE comprend un marché primaire et un marché secondaire. Le marché primaire est un marché de production des CEE. Un acteur Obligé, Éligible ou Déléataire s'engage au versement de la prime auprès d'un Bénéficiaire réalisant une opération d'économies d'énergie en contrepartie de l'engagement du Bénéficiaire de ne valoriser l'opération auprès d'un seul acteur Obligé, Déléataire ou Éligible. Ces derniers convertissent ces opérations en CEE - classiques ou précarités, selon le Bénéficiaire – auprès du Pôle national des CEE.

Le marché secondaire est un marché où les acteurs –Obligés, Éligibles et Déléataires – peuvent s'échanger des CEE. L'essentiel des transactions se font de gré à gré. Toutes les transactions et tous les CEE sont inscrites sur le Registre national des certificats d'économies d'énergie ou Registre « Emmy ». Ce Registre publie des indices de prix.

**La SIPLEC estime que les éléments actuellement publiés par le Registre ne permettent pas aux acteurs du mécanisme de disposer d'une transparence nécessaire sur les niveaux de prix des échanges effectués sur le marché secondaire. Emmy publie deux indices : l'indice prévu à l'article L.221-11 du code de l'énergie et l'indice Spot, introduit en novembre 2018 et objet de la présente consultation.**

## a. L'indice Emmy Spot : un indice fragile

L'indice Emmy Spot, publié depuis 2018, ne remplit pas l'objectif de transparence qui avait alors motivé sa mise en place. Ses principales limites résident :

- Dans l'hétérogénéité des transactions prises en compte ;
- Dans son caractère facultatif ;
- Dans sa construction simpliste et limitative.

### i) Hétérogénéité des transactions prises en compte

L'indice Emmy Spot ne tient pas compte de la maturité des transactions et ne distingue pas les transactions en fonction de leur terme. Elle regroupe des opérations de nature très différente et dont la valorisation est également différente (délais de livraison, volume de CEE précarité libre ou imposé, préfinancement, transaction intra-groupe).

### ii) Caractère facultatif

Les acteurs n'ont aucune obligation de renseigner les prix de leurs transactions sur le Registre. Il en résulte que l'information fournie par l'indice est nécessairement partielle et inexacte. Pire, cela signifie que l'indice est susceptible d'être manipulé. Aucune garantie n'existe quant à la fiabilité des prix renseignés dans l'indice. La fragilité de cet indice s'est matérialisée au cours des derniers mois par des modifications ex-post de la part du Registre. Ainsi en décembre 2021, la DGEC indiquait dans sa lettre d'information que « EEX, en tant que teneur de Registre, a constaté plusieurs erreurs de saisie ces derniers mois, en particulier sur les dates d'accord commercial. Ces erreurs ont conduit à une nécessaire republication des indices et des interventions techniques pour modifier les transactions erronées »<sup>[1]</sup>.

### iii) Construction simpliste et limitative

L'indice SPOT est limitatif en ne prenant en compte que les seules transactions conclues au plus tôt le 1er jour du mois précédent. Les volumes et le nombre de transactions pris en compte dans cet indice témoignent de sa non-représentativité de l'activité réelle du marché secondaire. Sur les 3 derniers mois (août à septembre), seules 44 transactions, pour un volume moyen de 180 GWhcumac ont été prises en compte dans la construction de l'indice « SPOT Classique ».

## b. La nécessité d'un indice fiable

Dans sa réponse à la présente consultation SIPLEC ne se positionnera pas sur la nécessité de disposer d'un indice fiable dans le cadre spécifique de la construction par empilement des Tarifs Réglementés de Vente d'électricité.

Néanmoins, le manque de transparence et l'incapacité du Registre à mettre en place et publier des indices fiables nuisent à l'efficacité du mécanisme CEE :

§ Pour les Bénéficiaires, ce manque de transparence se traduit par l'incapacité de disposer d'un étalon fiable afin de comparer les offres des différents acteurs susceptibles de valoriser les certificats générés par leurs travaux. L'absence de référence de prix à termes, rend également très complexe l'intégration du bénéfice économique des CEE dans les plans d'investissements à moyen et long termes.

§ Pour les consommateurs d'énergie, ce manque de transparence les amène à subir un surcoût dans leurs offres de fourniture sans visibilité sur la structure et le niveau de cette composante du prix de fourniture.

§ Enfin, pour les Obligés l'absence d'indices fiables est de nature à générer des risques substantiels se traduisant par un renchérissement du coût des couvertures. Ces surcoûts sont *in fine* supportés par les consommateurs finals.

### **c. L'opportunité de mettre en place des indices fiables à très court terme sans surcoût pour les utilisateurs**

Compte tenu des enjeux économiques, financiers et sociaux afférents au dispositif CEE (3 à 4 milliards d'euros d'incitations annuelles sur la quatrième période), la publication d'indices fiables et transparents revêt un caractère prioritaire. SIPLEC estime que des évolutions substantielles pourraient être apportées à moindre coût, tant du point de vue du teneur du Registre que des membres utilisateurs de ce dernier.

Ces évolutions permettraient d'améliorer la qualité des deux indices actuellement publiés par Emmy.

La tenue de ces indices devra nécessairement reposer sur un acteur neutre. Il apparaît ainsi naturel d'en confier la prérogative au teneur du Registre et de définir le plus exhaustivement possible les modalités de construction par voie réglementaire ou dans le cadre de la délégation de service public encadrant les missions de cet acteur.

#### **i) Des évolutions mineures sur les règles d'utilisation de la plateforme permettraient de générer des indices de qualité**

Force est de constater que très peu d'évolutions sur les modalités actuelles de tenue du Registre seraient nécessaires afin d'assurer les conditions nécessaires à la construction d'indices fiables.

A date, le registre recueille en amont de l'édition des Ordres de Transfert (ODT) les informations suivantes :

§ Date de signature de l'accord commercial

§ Volumes

§ Prix

§ Type de produit (classique ou précarité)

Ces seules informations ne permettent pas de construire des indices de prix pertinents dans la mesure où la collecte de ces dernières intervient trop tardivement (au moment de la livraison).

En revanche, si le registre avait la capacité de recueillir ces informations au moment de la signature des accords commerciaux, il serait envisageable de publier des indices à termes, à la seule condition de disposer, en sus de ces données, des échéances contractuelles de livraison. Ces données<sup>[2]</sup> devant être renseignées par les deux parties (acheteur et vendeur) en amont de l'édition de l'ordre de transfert, le teneur de registre aurait la certitude de disposer d'informations fiables et complètes.

**Le registre pourrait alors construire des indices de prix mensuels à terme pour l'année en cours et les années suivantes.**

#### **ii) Un calendrier pertinent pour envisager des évolutions à très court terme**

SIPLEC estime que ces évolutions pourraient être apportées à très court terme. Le renouvellement prochain de la délégation de service public du teneur de registre constitue une opportunité, à très court terme, d'inclure de nouvelles prérogatives et de définir ces dernières dans le cadre de la prochaine délégation.

En outre, SIPLEC estime que les principes structurants de ces indices devront être définis par voie réglementaire. Le cas échéant, l'article L.221-11 du code de l'énergie pourrait être amendé pour venir encadrer les principes et obligations encadrant la production de ces indices. La SIPLEC considère que l'agenda parlementaire des prochains mois, incluant plusieurs projets et propositions de lois relatifs à la politique énergétique, permettrait d'embarquer une telle évolution.

---

[1] Lettre d'information "Certificats d'économies d'énergie", Décembre 2021, p.26 <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/2021-12%20lettre%20d%27infos%20VF.pdf>

[2] L'article L. 221-11 du code de l'énergie dispose que « Afin d'assurer la transparence des transactions liées aux certificats d'économies d'énergie, l'Etat ou, le cas échéant, la personne morale visée au troisième alinéa de l'article L. 221-10 rend public, chaque mois, le prix moyen auquel ces certificats ont été

acquis ou vendus et, chaque année, le prix moyen des certificats contractualisés à l'achat ou à la vente. ».

**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 revoir, à terme, la structure d'affectation des coûts des CEE et des coûts de commercialisation hors CEE entre l'abonnement et la part énergie ?

## Evolution de la rémunération normale

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

## Sécurité d'approvisionnement : Niveau relatif des options Base et HPHC

**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 1er août 2022 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 heures creuses 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 ?

**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 ?

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

**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 ?



## **CONSULTATION PUBLIQUE N°2022-08 DU 22 SEPTEMBRE 2022 RELATIVE AUX ÉVOLUTIONS DE LA MÉTHODE DE CONSTRUCTION DES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ**

TRV (<https://www.cre.fr/Actualites/la-cre-lance-une-consultation-publique-sur-la-methode-de-construction-des-tarifs-reglementes-de-vente-d-electricite>).

### **Réponse du SIPPEREC**

#### **Préambule**

A l'occasion de la consultation lancée par la CRE sur la méthodologie de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité (TRV), le SIPPEREC souhaite mettre en exergue quelques principes qu'il entend défendre concernant l'organisation du marché de l'électricité.

Le fait d'être une autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité pour 1,9 million de points de livraison électrique l'a amené à prendre avec régularité position sur la construction du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE). Le SIPPEREC étant par ailleurs titulaire d'un contrat de concession avec EDF pour 1,1 million de clients aux TRV, il lui est naturel de prendre position.

Il convient qu'en cette période de crise énergétique, tant sur l'électricité que sur le gaz, les TRV ont joué le rôle de prix directeur sur le marché. Ils démontrent leur utilité en tant que tarif fixé par l'Etat. Les modalités de calcul qui garantissent leur contestabilité par des fournisseurs alternatifs au moins aussi efficaces qu'EDF permettent de garantir une lisibilité sur les prix tout en favorisant l'innovation sur les structures tarifaires. Cette innovation sera essentielle dans la période à venir où les références de signal prix sont sans communes mesures avec la période antérieure. Il serait utile que les fournisseurs utilisent à plein les possibilités offertes par Linky pour les consommateurs avisés capables de supporter des décalages importants de consommation. Les TRV conservent en revanche toute leur utilité pour fournir de l'énergie à des prix raisonnables à des consommateurs moins avertis ou qui connaissent une consommation plus contrainte. Une part importante des consommateurs est dans cette situation, certains usages ne pouvant raisonnablement être significativement décalés (cuisson,

éclairage, etc.). Le retour intégral aux TRV et la fin de la contestabilité semblent ici une mauvaise idée.

La véritable difficulté des TRV et du débat sur leur contestabilité repose en réalité sur le mécanisme de l'ARENH. Ce dernier a été conçu pour que l'ensemble de la Nation puisse profiter d'un investissement réalisé par EDF et financé par l'ensemble des Français lorsqu'EDF était le seul producteur et fournisseur d'électricité. **Il est à cet égard totalement faux d'indiquer que le mécanisme de l'ARENH est un transfert de marge aux opérateurs privés au détriment d'EDF.** La marge est en réalité transférée aux usagers, du fait de l'absence d'oligopole sur le secteur. **Dans cette période de crise, c'est en réalité le mécanisme de l'ARENH, plutôt que la simple existence des TRV, qui a permis de stabiliser le marché.** Le SIPPEREC est donc fortement favorable au maintien d'un mécanisme de partage de l'investissement dans le nucléaire, quel que soit le fournisseur.

Il n'en demeure pas moins que malgré son intérêt, le mécanisme de l'ARENH rencontre de nombreuses limites qui pèsent sur la lisibilité des prix de l'électricité et pénalisent l'ensemble des acteurs :

- L'ARENH constitue une option gratuite et asymétrique pour les fournisseurs d'électricité alternatifs à EDF, ce qui est totalement injuste pour le producteur EDF. Les concurrents peuvent bénéficier du coût du nucléaire lorsqu'il est sous les prix du marché, mais seul EDF est contraint de vendre son nucléaire lorsque son coût est supérieur au prix du marché, le plaçant de fait dans une situation désavantagée par rapport à ses concurrents. Il conviendrait que le Gouvernement choisisse entre deux pistes :
  - o Rendre l'option de recours à l'ARENH payante pour les fournisseurs alternatifs
  - o Tenir compte de l'existence d'un parc nucléaire largement dominant en France et contraindre l'ensemble des fournisseurs (hors offre 100% basée sur des EnR) à acheter une quote part de nucléaire à due concurrence de leur part de marché dans notre pays. C'était un des aspects majeurs du plan Hercule avec la mise en place d'un service d'intérêt économique général. La montée à 100% de l'Etat au capital d'EDF ne traite aucunement ce point, qui devra être adressé. Un choix politique important est devant nous entre faire payer le nucléaire (quelle que soit sa performance économique) par l'ensemble des factures (hors offre 100% basée sur des EnR) ou faire payer le nucléaire (qui est susceptible d'être moins performant économiquement que le marché) par l'actionnaire, c'est-à-dire l'Etat et donc l'impôt. Les deux solutions nécessitent un choix politique clair puisque la répartition du coût final ne porte pas sur les mêmes acteurs économiques du fait de la répartition de l'impôt.

- Le plafond de l'ARENH est insuffisant pour redistribuer l'intégralité des avantages du parc nucléaire aux Français du fait de la réalité de l'ouverture à la concurrence. Cela conduit à la situation ubuesque d'écrêtement des demandes d'ARENH, qui fait augmenter les prix d'électricité en France. Le plafond envisagé dans les documents préparatoires à l'offre publique d'achat d'EDF publiés par l'Agence des Participations de l'Etat dans le cadre de la montée à 100% de l'Etat au capital d'EDF serait compris entre 100 et 120 TWh<sup>1</sup>. Ce plafond est largement insuffisant. Il conduit à deux effets pervers particulièrement pénalisants :
  - o Le degré d'écrêtement n'est connu que tardivement, pénalisant largement la prévisibilité des prix. Le groupement de commande d'électricité organisé par le SIPPEREC pour 500 collectivités et assimilés pour un volume de 2 TWh, n'est à ce stade pas capable de fournir de scénario stabilisé pour que les collectivités puissent préparer leurs budgets 2023. L'incertitude autour du niveau d'écrêtement de l'ARENH le conduit à communiquer à ses adhérents une fourchette très large d'augmentation des prix, allant de 15% à... 100% par rapport à 2022. **Le SIPPEREC réitère donc son appel à un relèvement du plafond de l'ARENH à au moins 150 TWh et partage en cela l'analyse de la CRE réitérée à de multiples reprises depuis plusieurs années.**
  - o **Il est essentiel de donner de la visibilité dans la durée à EDF sur le niveau de ce plafond.** Le relèvement en catastrophe du plafond de l'ARENH de 100 à 120 TWh début 2022 a conduit EDF à racheter sur les marchés (qui étaient avertis du besoin d'EDF...) plusieurs dizaines de TWh. Ce rachat réalisé dans l'urgence s'est traduit par une perte d'EBITDA pour EDF de plus de 8 Mds€ qui aurait pu être évitée si l'entreprise avait eu de la visibilité. Le SIPPEREC espère vivement qu'il ne sera pas nécessaire de remonter le plafond de l'ARENH en urgence fin 2023, ce qui conduirait à repénaliser brutalement EDF...

Le SIPPEREC rejoint la tribune cosignée par l'Association des Maires de France, l'Association des Maires d'Ile-de-France, l'Association des Maires Ruraux de France, l'Association des Petites Villes de France, l'Association des Maires Ville & Banlieue de France et France Urbaine. **Il est essentiel que les collectivités peu spécialisées dans l'achat d'énergie puissent choisir de bénéficier du tarif réglementé de vente et ne pas avoir à faire face à des appels d'offre infructueux ou à des prix totalement hors marché du fait de la méconnaissance actuelle du niveau d'écrêtement de l'ARENH en fin d'année.**

**Pour les collectivités ayant pu atteindre une taille critique et se professionnaliser, les offres de marché conservent en revanche toute leur pertinence.** La possibilité de regrouper des points de livraison suivant leurs profils de consommation, l'assurance donnée aux fournisseurs sur de gros volumes, une stratégie de couverture constante (achat régulier et couverture à moyen terme), permet d'obtenir des réponses proches des TRV et souvent plus adaptée aux besoins des collectivités.

Il convient de rappeler encore une fois l'importance de l'ARENH dans la stabilisation des prix d'électricité français, à la condition expresse que le parc nucléaire produise à une capacité normale, bien au-dessus des 300 TWh. L'existence de ce dispositif, s'il était amélioré (fin de la gratuité de l'option, plafond durablement et suffisamment relevé) constituerait un véritable

---

<sup>1</sup> [https://www.economie.gouv.fr/files/files/directions\\_services/agence-participations-etat/Documents/Communiqués/Projet%20de%20note%20d%20information%20FR.pdf?v=1664900957](https://www.economie.gouv.fr/files/files/directions_services/agence-participations-etat/Documents/Communiqués/Projet%20de%20note%20d%20information%20FR.pdf?v=1664900957)



prix de long terme que les investisseurs demandent. **Une autre manière de développer ce marché de long terme est d'autoriser les collectivités locales à sourcer une partie de leur approvisionnement électrique via des contrats de long terme** (PPA ou *power purchase agreement*) d'achat d'énergie renouvelable. Cela permettrait de donner de la visibilité aux investisseurs en garantissant leurs recettes et de stabiliser les prix de l'électricité des collectivités. Le SIPPEREC a à cet égard accueilli un colloque le 14 octobre dernier sur ce sujet<sup>2</sup>.

Enfin, le SIPPEREC émet un regret sur la forme de cette consultation de la CRE. La logique de la CRE de construire un tarif contestable la conduit à s'assurer que les TRV prennent bien en compte les différentes situations des sous-marchés de l'électricité auxquelles sont confrontés les fournisseurs (CEE, approvisionnement, périmètre d'équilibre, etc.). Toutefois, les différentes propositions de la CRE ne présentent pas d'estimations chiffrées sur le barème du tarif (même avec des fourchettes très estimatives) et ne permettent pas d'apprécier les conséquences des choix proposés sur la facture des usagers. C'est tout à fait dommageable dans la période actuelle où la préoccupation première est précisément le prix de l'électricité, en particulier pour les ménages et ne permet pas de répondre à la consultation en disposant de l'information nécessaire à l'élaboration d'un avis motivé.

#### **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 ?**

L'évolution de la période de lissage, en l'espèce sa réduction, même si elle apporte un intérêt pour le développement de la concurrence risque de porter atteinte aux objectifs tels que définis dans l'article L121-1 du code de l'énergie et notamment le 3<sup>ème</sup> paragraphe. Ce dernier soutient en effet que le service public de l'électricité concourt à la cohésion sociale et à la lutte contre les exclusions notamment. Un lissage réduit à une année limiterait la stabilité des prix des tarifs réglementés de vente de l'électricité et contreviendrait à la recherche de ces objectifs. Or cette stabilité, sur un produit de première nécessité, est de nature à justifier une entrave au développement de la concurrence (décision n°413688, 414656 du CE du 18 mai 2018).

En prenant en considération les évolutions des marchés ces deux dernières années, les TRVE ont (auraient) donc évolué de façon moins prononcée qu'avec un lissage sur un an. Par conséquent, et comme la Commission l'indique dans son exposé, une telle évolution n'a pas, hors période de crise, d'impact significatif sur la stabilité des TRVE. Elle a en revanche un véritable rôle d'amortisseur lorsque les marchés connaissent une volatilité importante.

***Par conséquent, le SIPPEREC est opposé à la révision à la baisse de la période de lissage.***

#### **Question 7 à 10 -**

**→ 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 ?**

---

<sup>2</sup> <https://www.linkedin.com/feed/update/urn:li:activity:6983089908563283968/>

- **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 ?**
- **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 €/MWh<sub>cumac</sub>) pour l'année de livraison TRVE à venir ? Si non, quelle période de lissage privilégieriez-vous ?**
- **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 ?**

Le SIPPAREC considère que la volonté de la Commission d'explicitier les coûts des Certificats d'Economies d'Energie (CEE) dans la construction des TRVE est justifiée aux regards de l'évolution qu'ont connu ces derniers depuis la création du dispositif.

En revanche, le syndicat émet une réserve sur la proposition de la Commission de considérer les prix Emmy comme suffisamment robustes pour garantir une référence suffisamment proche de la réalité des coûts d'approvisionnement.

Le SIPPAREC est coordonnateur d'un groupement de commandes qui compte à ce jour plus de 500 collectivités et établissements publics adhérents et alimente par ses marchés plus de 55 000 points de livraison. De plus, depuis 2011, le syndicat est également tier regroupeur pour le compte de communes signataires de sa convention. A ce titre, nous sommes des témoins de l'écart permanent qui existe entre le marché OTC et les prix tels que relevé sur Emmy (entre 1 et 2 €/MWh<sub>cumac</sub>). Cet écart, a toujours été de nature à empêcher une indexation fiable du coût des CEE sur les prix proposés par les fournisseurs dans le cadre des marchés groupés.

***Par conséquent, le SIPPAREC est favorable à l'ajout d'une brique supplémentaire dans le prix des TRVE en cela qu'il permet une plus grande transparence des coûts d'approvisionnement des fournisseurs. En revanche, et sans remettre en cause la proposition de la Commission, nous considérons qu'un travail sur la capacité de l'indice Emmy à être plus représentatif des prix du marché doit être mené dans les mois qui viennent.***

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

Le SIPPAREC approuve la structuration de la rémunération entre la part risque, dont le transfert au sein de la composante d'approvisionnement est pertinente, et la part de rémunération stricto sensu.

Sur deux points toutefois, il n'adhère pas à la vision de la CRE.

Premièrement, calibrer la prime de risque de telle sorte qu'elle couvre les surcoûts des fournisseurs dans 95% des cas lui paraît extrêmement, exagérément protecteur. A tout le moins, il aurait souhaité que la CRE étai le choix de ce quantile, au regard notamment de l'ampleur de la perte dans les 5% de situations extrêmes.

Deuxièmement, il considère que, économiquement, la marge (fixée à 2,0%) n'a pas à varier proportionnellement aux tarifs (dès lors que les risques liés aux variations des déterminants de ces tarifs sont couverts par ailleurs). Au-delà de certains niveaux de TRVE, la marge proportionnelle lui paraît génératrice de profits indus. Le SIPPAREC propose donc que le taux de 2,0% s'applique dans la limite d'un plafond de rémunération en valeur absolue, lequel, en cohérence avec ce que la CRE avait instauré depuis février 2019, pourrait s'établir autour de 2 €/MWh HT et hors rattrapages.

**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 ?**

L'application de la méthode par empilement à chaque option/version tarifaire a conduit depuis 2015 à l'extinction de l'option EJP et à réduire significativement, pour les usagers des tarifs réglementés de vente, l'attractivité de la souscription **d'une** option à postes horsaisonniers.

Cette application du « chacun paie pour ce qu'il coûte » a porté atteinte à la péréquation entre les usagers du tarif et adressé un signal prix, certes calé sur les coûts, mais contradictoire avec les principes de maîtrise de la demande et de la pointe électrique.

**Le SIPPAREC ne peut que se satisfaire de constater que la Commission de Régulation revienne à une approche plus globale du signal prix et cherche à y ajouter une incitation à modérer la consommation durant les heures où le système électrique est le plus sollicité.**

Si, dans un contexte de prix de gros très tendu, du fait d'insuffisance de la capacité de production, cette incitation apparaît moins contradictoire avec le respect strict du principe de couverture des coûts par option/version, le SIPPAREC souhaite que, lorsque le marché aura retrouvé de la sérénité et que les capacités de production seront retrouvées, les principes d'une construction tarifaire adressant également un message de modération de la consommation par la mise en œuvre d'une péréquation des charges entre les usagers aux TRV seront maintenus.

La CRE a identifié deux méthodes pour répartir les coûts entre les options tarifaires Base et HP/HC. La méthode 2, basée sur un « ratio d'équilibre cible » est plus simple à mettre en œuvre et retient les faveurs de la Commission.

**En l'absence de toute mesure d'impact de chacune de ces méthodes sur la facture des usagers concernés et en l'absence de données pour permettre de modéliser cet impact, le SIPPAREC est dans l'incapacité de se prononcer sur l'intérêt de telle ou telle méthode.**

**Question 13 - A l'instar du mouvement du 1er août 2022 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 ?**

**Le SIPPAREC est favorable à maintenir dans le temps une tarification incitant à une consommation modérée.** L'impact d'une construction tarifaire sur le comportement des usagers ne pourra être pleinement mesurée qu'après sa mise en œuvre sur plusieurs exercices. Le SIPPAREC considère également que cette construction pourra être reconduite lors des exercices suivants, tout en mesurant les effets afin de dégager les marges d'amélioration.

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

Les usagers TEMPO disposent d'une option tarifaire très particulière calée en fonction du jour (pendant 22 jours par an, le tarif est très élevé) et l'heure de la journée (heures pleines/heures creuses).

Ces usagers ont mis en place des dispositions adaptées à cette option tarifaire qu'ils ont choisie.

Intégrer ces usagers en les assimilant aux usagers en HP/HC conduit à remettre en cause les dispositions prises notamment pour répondre à leurs besoins énergétiques lors des jours rouges (les plus chers).

Par contre, intégrer l'option TEMPO dans la refonte des options du TRV bleu afin de leur faire bénéficier de manière plus marquée d'une incitation à consommer hors pointe électrique est essentiel. Il serait injustifié de les en exclure.

**Le SIPPAREC est donc favorable à l'inclusion des consommateurs TEMPO dans l'optimisation des structures tarifaires, afin d'accroître l'incitation à consommer hors pointe électrique, sous réserve de maintenir cette option tarifaire.**

**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 heures creuses sont fixées en fonction des pics de consommation d'électricité observés. Elles permettent de réduire la demande d'électricité aux heures pleines, pour la déplacer vers des heures moins tendues.

La CRE se propose d'augmenter la part des heures creuses. Sous réserve que cette modification préserve le système électrique d'une part et fasse l'objet d'une ample communication aux usagers d'autre part, le **SIPPAREC est favorable à cette proposition afin de concentrer l'effort des usagers sur les heures où celui-ci est effectivement indispensable.**

Dans ce cas, le SIPPAREC considère qu'une définition plus ajustée des heures pleines et heures creuses ne peut pas constituer une alternative à une refonte de la structure tarifaire des tarifs. Elle est à mettre en œuvre indépendamment de la mise en œuvre ou pas de la méthode 1 ou 2 décrites par la Commission au 6.2 du document soumis à la consultation.

**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 ?**

Le SIPPAREC considère que la définition d'une option à 4 postes est source de complexité pour une part substantielle des usagers et nécessite, si elle est déployée, une forte communication à l'égard de ces derniers.

De même, cette option à 4 postes horosaisonniers est à proposer en plus des options existantes et non à la place de certaines de ces options. Ce doit être, pour l'utilisateur, un choix et non une obligation.

Enfin, l'expérience du SIPPAREC sur son groupement de commandes montre que seuls 0,1% des sites de puissance souscrite  $\leq 36\text{kVA}$  ont souscrit l'offre à 4 postes horosaisonniers.

**Le SIPPAREC reste très réservé sur la pertinence d'une option à 4 postes horosaisonniers pour des usagers de puissance souscrite  $\leq 36\text{kVA}$ .**

**Le SIPPAREC insiste sur la nécessité d'avoir des options simples et compréhensibles par l'ensemble des consommateurs.**

**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 ?**

Le SIPPAREC considère que l'évolution de l'option Base vers une option Heures Pointe Heures Base n'est pertinente que si elle est réservée à des usagers ayant souscrit une puissance élevée : 12kVA et plus.

En effet, les usagers, ayant souscrit des puissances plus faibles (3 et 6kVA), disposent d'usages qui répondent à leurs besoins essentiels, l'électricité étant un bien de première nécessité. Leur capacité à reporter ces usages est limitée au regard de leur consommation totale.

Une option tarifaire introduisant des heures de pointe constitue un piège pour les usagers, peu aguerris encore à gérer leur consommation, disposant de peu de marge de manœuvre et, en outre, disposant d'équipements souvent énergivores.

**Le SIPPAREC est opposé à l'évolution de l'option Base vers une option Heures Pointe Heures Base, notamment pour les puissances faibles, susceptible d'aggraver la précarité des usagers.**

A cet égard, le SIPPAREC rappelle que le signal prix n'est pas le seul moyen pour promouvoir des comportements de consommation vertueux. A l'instar de ce qui a été fait pour l'interdiction de la vente des lampes à incandescence et des lampes halogènes, des équipements très énergivores pourraient être retirés de la vente. Comme pour l'éclairage, les consommateurs se reporteraient vers des équipements de meilleure qualité. Cela conduit à effacer une partie de la consommation actuellement observée.

De même, les usagers en option Base pourraient bénéficier de signaux tarifaires pour différer certains usages (tels que le chauffe-eau par exemple) afin que ceux-ci ne se déclenchent pas pendant les heures où le système est très tendu. Une telle disposition est possible dès à présent pour les chauffe-eaux, ces équipements étant tous équipés d'un contacteur. Sauf à forcer la mise en route du chauffe-eau, celui-ci serait donc effacé pendant les heures de mise en contrainte du système électrique, dans le cadre d'une action volontaire et citoyenne.

Le, 17 octobre 2022

## Réponse à la consultation publique n° 2022-8 du 22 septembre 2022 de la Commission de Régulation de l'Énergie relative aux évolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés d'électricité

Réponse de TEARA (Territoire d'Énergie Auvergne-Rhône-Alpes) ; association mutualisant les forces des 13 syndicats d'énergies d'Auvergne-Rhône-Alpes :

- SIEA, syndicat intercommunal d'énergie et e-communication de l'Ain,
- SDE07, syndicat départemental des énergies de l'Ardèche,
- SDE03, Territoire d'énergie Allier,
- SDE15, syndicat départemental des énergies du Cantal,
- SDED, Territoire d'énergie Drôme,
- TE38, Territoire d'énergie Isère,
- SIEL TE-Loire, Territoire d'énergie Loire,
- SDE43, syndicat d'énergie de la Haute-Loire,
- TE63-SIEG, Territoire d'énergie Puy de Dôme,
- SYDER, Territoire d'énergie Rhône,
- SDES, Territoire d'énergie Savoie,
- SYANE, syndicat des énergies et de l'aménagement numérique de la Haute-Savoie,
- SIGERLY, syndicat de gestion des énergies de la région Lyonnaise.

## Table des matières

CONTEXTE.....	3
ANALYSES ET REPONSES DE TEARA.....	4
1. CALCUL DU COUT DU COMPLEMENT D'APPROVISIONNEMENT EN ENERGIE.....	4
2. CALCUL DU « COUT DES ECARTS AU PERIMETRE D'EQUILIBRE ».....	6
3. COUT D'APPROVISIONNEMENT DES CEE.....	7
4. DETERMINATION DE LA REMUNERATION NORMALE.....	11
5. SECURITE D'APPROVISIONNEMENT : LEVIERS DE RETABLISSEMENT DE L'ATTRACTIVITE DE L'OPTION HPHC.....	14

## Contexte

Le gouvernement a annoncé un gel à +15% TTC de l'augmentation à venir des TRVE 2023. Dans ce contexte, la CRE fera néanmoins pour le 1er février 2023 une proposition de tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) ; celle-ci ne s'appliquera pas directement aux consommateurs, mais déterminera la compensation d'EDF et des autres fournisseurs dans le cadre du bouclier tarifaire.

Dans le contexte des prix de gros de l'électricité pour 2023, la méthode actuelle de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) ne permettrait pas de couvrir en 2023 les coûts de fourniture d'électricité, comme le prévoit la loi. La CRE propose des évolutions portant notamment sur les coûts d'approvisionnement en énergie, les coûts des écarts au périmètre d'équilibre et le niveau de rémunération normale.

En outre, la CRE propose des évolutions des options tarifaires afin d'inciter davantage les consommateurs à adapter leur consommation aux besoins du système électrique.

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 heures pleines/heures creuses (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.

La CRE fait des propositions aussi sur l'évolution de sa méthodologie de calcul des TRV pour s'adapter au contexte actuel, ou pour conforter l'option HPHC dans la durée par rapport à l'option Base, et elle souhaite recueillir l'avis des acteurs sur celles-ci.



## Analyses et réponses de TEARA

### 1. Calcul du coût du complément d’approvisionnement en énergie

<b>Questions 1 et 2</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Etes-vous favorable à la méthode de calcul du coût du complément d’approvisionnement au marché envisagée par la CRE ?</li> <li>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 ?</li> </ol>
-----------------------------	--

TEARA partage le constat selon lequel la prise en compte des historiques de cotation de long terme, dans le calcul du coût d’approvisionnement du complément d’énergie au marché (plus précisément dans l’estimation de la PFC) peut difficilement être conservée.

Sur la base des informations mises à sa disposition, TEARA est favorable à la méthode globale de calcul envisagée et notamment sur la détermination de la forme de la courbe de charge résiduelle à partir d’un recalage de la PFC sur des produits cotés.

TEARA s’interroge néanmoins sur la liquidité réelle de certains produits visés, dans un contexte de tension de marché, et plus particulièrement pour le Calendar +2 et donc sur sa représentativité dans la méthode de lissage envisagée. S’il contribue nécessairement au lissage recherché par la CRE, le poids de ce produit dans la méthode appliquée pourrait néanmoins s’avérer être un paramètre clef de représentativité du marché.

Dans le contexte actuel, TEARA est favorable à la période d’un an considérée (restreinte à la deuxième année de lissage) pour définir le coût d’approvisionnement de la forme de la courbe de charge ; configuration qui semble refléter plus précisément les conditions de marché d’une année de livraison donnée (comparativement à l’approche actuelle intégrant un historique de prix trop large).

Afin de partager les constats établis par la CRE et d’apporter une contribution plus éclairée, TEARA aurait souhaité analyser plus finement l’impact des estimations de la PFC, avec notamment une communication du poids :

- Pour la méthode actuelle :
  - o D'une part, des produits cotés et non cotés d'un jour de cotation N ;
  - o D'autre part, des produits non cotés considérés dans la moyenne de historiques de prix sur 5 ans.
- Pour la méthode envisagée, des produits calendaires considérés sur la première année de lissage et de chaque produit futur considérés sur la deuxième année de lissage.

<b>Question 3</b>	<b>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 ?</b>
-------------------	--

TEARA ne se positionne pas sur le niveau proposé - qui reste malgré tout faible au regard des autres enjeux de la présente consultation.

TEARA ne voit pas précisément quelles circonstances différentes des précédentes délibérations conduisent à multiplier par 3 le terme d'accès aux produits à terme.

En particulier, les coûts réels exposés d'EDF au titre de ces accès pourraient utilement être exposés en comparaison.

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

La CRE propose un raccourcissement de la période de lissage qui permettrait de réduire l'impact des TRVE sur la dynamique concurrentielle du marché de détail et d'éviter des effets de cycle. L'enjeu est d'éviter que les effets de cycle engendrent des écarts trop importants entre TRVE et prix de gros à la hausse, entravant le développement de la concurrence.

**TEARA partage l'observation qu'une telle méthode permettrait de réduire les effets de cycle mentionnés.**

Le sujet soulevé par la CRE est cependant plus profond, dans la mesure où ces effets de cycle ne sont qu'une illustration d'une imperfection associée au calage des TRVE sur le marché - ce qui a pour objectif à la fois de permettre aux offres de marché de concurrencer le TRVE et à ces mêmes offres de ne pas s'écarter à la hausse de ces TRVE en cas de hausse des marchés.

L'exemple actuel des fournisseurs en offre de marché orientant leurs clients vers les TRVE par opportunité (valorisation ARENH ou de couvertures) illustre que le TRVE peut servir, dans ce contexte, à la fois d'assurance et de faire valoir pour ces fournisseurs. Une répercussion plus directe des évolutions de marché de gros, telle que proposée, ne réduirait pas pour autant définitivement les cas de crise de prix aussi brutales et intenses que celles observées actuellement. La CRE doit donc présenter les autres mécanismes en place permettant de limiter les effets de cycle qui apportent une incertitude et un risque sur le portefeuille TRVE et qui exposent l'utilisateur du service public.

## 2. Calcul du « cout des écarts au périmètre d'équilibre »

<p><b>Questions</b> <b>5 et 6</b></p>	<p>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 ?</p> <p>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 ?</p>
---	---

TEARA partage l'intérêt d'une indexation de la brique de coût des écarts pour tenir compte de la situation actuelle.

Le prix de base de 0,3 €/ MWh n'est cependant pas confrontée à un benchmark sur le sujet - la CRE rappelant que la valeur a été confortée par les analyses passées (retours ex post sur les coûts réels exposés). Il convient à l'avenir de bien fiabiliser ce niveau, les outils de prévision des courbes de charge des fournisseurs permettant désormais une plus grande fiabilité des besoins d'approvisionnements et de couverture et donc une limitation de ce montant. C'est d'autant plus vrai que le foisonnement du portefeuille TRVE s'est fortement réduit en variété de profils et d'usages par conséquence des différentes évolutions du périmètre juridique.

La dernière remarque faite par la CRE sur la nécessité de questionner cette valeur doit donc bien être mise en œuvre, au regard de la baisse des volumes d'écart pour différents types de portefeuille.

Enfin, TEARA partage l'observation que les prix de marché ne représentent pas dans le contexte actuel un bon indice des prix des écarts (positifs comme négatifs) en l'absence de corrélation claire. TEARA est donc en accord avec la CRE sur le prix de référence proposé, qui paraît plus pertinent en lecture réelle des facturations des écarts antérieurs qu'en lecture des prix de marché. Il conviendrait cependant de questionner RTE sur le meilleur indice à utiliser, s'appuyant sur une analyse plus détaillée des évolutions croisées entre les différents indices de marché (spot, intraday) et les prix des écarts.

### 3. Coût d'approvisionnement des CEE

#### 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 ?**

Afin de répondre au manque de transparence des coûts d'acquisition CEE dans la formule de calcul des TRV, principalement relevé par les fournisseurs alternatifs (ANODE et Engie), la CRE souhaiterait modifier l'ancrage de la brique CEE et faire des indices Emmy Spot et Emmy Standard générés par le registre Emmy CEE la nouvelle référence pour le coût d'acquisition des CEE.

Dans son rapport TRVE 2021, la CRE relevait :

*« L'ANODE demande également que le niveau de la brique CEE soit établi sur la base du prix « spot » du registre national des CEE, tout en s'assurant que les coûts d'EDF soient bien couverts. La CRE partage le constat que la transparence sur le niveau des CEE dans l'empilement des TRVE est aujourd'hui insuffisante, et que l'utilisation d'une référence de prix de marché, dès lors que celle-ci est suffisamment robuste et représentative, améliorerait la transparence ainsi que la répliquabilité des TRVE [...] Dès que les références de marché des CEE seront suffisamment représentatives, la CRE examinera la possibilité de faire évoluer la méthodologie de calcul des TRVE pour les prendre en compte ».*

Nous pensons qu'à ce jour les indices Emmy Spot et Emmy Standard ne sont pas suffisamment robustes et représentatifs pour permettre une réforme de la brique CEE des TRVE dans de bonnes conditions.

Si CRE décidait de mener à bien sa réforme de la brique CEE des TRVE pour permettre une meilleure lisibilité de la part « coût acquisition CEE », nous n'avons pas connaissance à ce jour d'autres indices type « prix de marché » que ceux tenus par le registre Emmy. Nous n'avons donc pas d'indice alternatif à proposer.

La réforme envisagée ne nous semble pas permettre un réel gain en transparence et fragilise selon nous la construction de la brique CEE de la formule TRV.

Le problème central rencontré par cette méthodologie est le caractère déclaratif des échanges effectués sur le registre. N'est-il pas imaginable que par le biais d'un système déclaratif volontaire, un Groupe d'acteurs puisse déformer le prix de référence des CEE pour les TRV ? Un acteur serait par exemple en mesure, avec des sociétés intragroupes, de déclarer des échanges de CEE à des montants et des volumes ne reflétant par la réalité des coûts d'acquisition.

Que dire de la transparence d'un système purement déclaratif ? Peut-on réellement considérer que le seul dévoilement d'un indice chiffré permet un gain en transparence, si la construction de cet indice est tout aussi opaque ?

Nous constatons également que le registre CEE tenu par Emmy est faible en volume, tant sur l'indice Spot que sur l'indice Standard. A titre d'exemple, sur la période CEE 2015-2016-2017, pour un volume CEE livré fixé à 7 TWh pour les obligés, 4,4 TWh ont transité sur le registre Emmy soit 62%. Ce pourcentage tient évidemment compte de CEE qui auraient été échangés plusieurs fois et n'auraient pas uniquement été acquis pour être détruits et livrés. La CRE considère-t-elle que ce taux est satisfaisant et fait du registre Emmy une référence de marché représentative ? Nous aurions apprécié obtenir des éléments qualitatifs ou quantitatifs de la CRE permettant d'apprécier la robustesse ou la non-robustesse de ces indices.

Enfin, notre compréhension est qu'Emmy ne permet pas de trouver un acheteur ou un vendeur de CEE. Le prix spot exclut potentiellement des transactions (non déclarées, ou mal déclarées) entre obligés qui passeraient par des plateformes de mise en relation alternatives. La CRE perçoit sans doute cette limite puisqu'elle relevait dans son rapport 2021 « [suivre] de manière attentive l'évolution du dispositif des CEE (développement de l'indexation sur les indices de marché des CEE dans les contrats de vente par les fournisseurs alternatifs, **développement de nouvelle plateforme d'échange (à l'instar de C2EMarket), représentativité des indices...**). »

De nouveau, la CRE prend le risque d'un manque de représentativité des indices générés par le registre Emmy.

En tout état de cause, et face à l'impossibilité d'atterrir dans les conditions actuelles sur un ancrage qui viendrait satisfaire à la fois la recherche de transparence et la représentativité des coûts d'acquisition, nous ne sommes pas favorables à cette réforme. Nous concevons que si la CRE propose cette solution et ouvre cette consultation, les pistes de recherche de solution alternative pour une valeur représentative des coûts moyens d'acquisition d'EDF, et pour une voie de communication sur la méthodologie tarifaire permettant de conserver le secret des affaires d'EDF ont déjà été explorées. Sans connaître dans sa juste mesure la capacité d'action de la CRE, nous aurions envisagé les pistes suivantes :

- Assumer qu'un ancrage de la brique CEE sur les coûts réels d'EDF reste plus représentatif ; et que la représentativité doit primer sur la transparence pour la fixation d'un prix extrêmement sensible et déterminant pour le marché que les TRV. Ne pas modifier le mode d'ancrage de la brique CEE.
  - o La CRE peut tout de même pousser pour une réforme du code de l'Energie afin que les coûts d'acquisition en CEE d'EDF soient rendus publics sous une forme agrégée. Il s'agit tout de même d'un acteur national en position dominante sur le marché. Il nous semble que ces éléments doivent pouvoir justifier le dévoilement desdits coûts d'acquisition.
- Pousser pour une réforme du cadre réglementaire CEE, du registre Emmy, et des prestations proposées par Emmy pour en faire une bourse de marché plus représentative. La déclaration ne serait plus optionnelle ; et ne seraient pris en compte que les coûts d'acquisition pour des obligés venant effectivement détruire les CEE achetés.

**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 ?**

Cette proposition de la CRE interroge sur la réelle pertinence de la proposition visant à ancrer la brique CEE sur les références de prix Emmy. La CRE peut-elle développer les raisons pour lesquelles elle envisage de borner la référence de prix Emmy Spot ?

La CRE considère-t-elle effectivement que le caractère non-robuste de l'établissement des prix Emmy Spot ou même Standard implique la nécessité d'un prix plafond ?

Il nous semble que l'indice Emmy Standard est soumis aux mêmes problèmes que l'indice Emmy Spot en manque de transparence et de robustesse.

Comment fixer alors un juste prix plafond ? Comment s'assurer qu'il ne restreigne pas outre-mesure la représentativité et réalité des coûts d'acquisition des obligés dans la brique CEE des TRV ?

<b>Question 9</b>	<b>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 ?</b>
-------------------	---

La CRE propose une correspondance du lissage entre l'approvisionnement en CEE et l'approvisionnement du complément en énergie, qui semble pertinente. Cette dernière s'effectue en principe deux ans précédant la livraison selon la méthodologie publiée par la CRE en juillet 2022 ; il est proposé dans cette consultation de le porter à un an. Est-ce bien cette durée de lissage qui serait appliquée à l'indice Emmy ?

Nous ne voyons pas de meilleure solution que la proposition de la CRE de fixer une période de lissage cohérente avec la période de lissage pour l'approvisionnement du complément en énergie afin de représenter le coût moyen d'approvisionnement en CEE.

Le marché des CEE, la tenue du registre, et la remontée des informations par les acteurs ne permet pas d'obtenir des informations plus fines.

<b>Question 10</b>	<b>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 ?</b>
--------------------	--

La présente consultation et nos remarques formulées ci-dessus, en particulier la réponse à la question 7, montrent selon nous que la proposition de la CRE dans le cadre de cette refonte des TRVE ne permet pas d'atteindre les objectifs de transparence, ou de robustesse.

Une nouvelle structure d'affectation des coûts des CEE et des coûts de commercialisation hors CEE entre abonnement et part énergie pourrait effectivement répondre à cet objectif de transparence augmentée ; cependant il nous semble que cette transparence ne pourra être parfaitement atteinte tant que des données de marché plus structurées et plus fines ne pourront pas être remontées en ce qui concerne ledit coût d'approvisionnement en CEE des fournisseurs.

A propos de l'interrogation de la CRE par rapport à l'opportunité d'allouer les coûts d'acquisition de CEE sur la part variable des tarifs seulement : cette allocation nous paraît cohérente dans la mesure où ces CEE sont soumises à une logique de prix de marché variable et une obligation en volume exclusivement proportionnelle à l'énergie.

En revanche, la CRE évoque la répartition entre options tarifaires sans données d'indication sur le traitement qu'elle compte réaliser. En toute logique cela se réaliserait en proportion des parts variables unitaires.

#### 4. Détermination de la rémunération normale

<b>Question</b> <b>11</b>	<b>Etes-vous favorable à l'évolution méthodologique proposée par la CRE pour le calcul de la rémunération normale ?</b>
------------------------------	---

En synthèse, les positions de la CRE pour le calcul de la rémunération dite « normale » des fournisseurs sur le TRVE (c'est-à-dire pour un « fournisseur au moins aussi efficace qu'EDF ») sont :

- Que les TRVE devraient couvrir l'espérance des risques quantifiables qui correspond à un coût effectivement supporté par les fournisseurs ;
- Que la rémunération des risques (selon leur espérance) soit traitée de manière dissociée de la marge normale et ramenée au niveau moyen observé par Benchmark des fournisseurs en Europe, soit 2% du tarif hors taxes et hors rattrapage.

La CRE indique que les risques pris en compte sont :

- Le risque de consommation lié à la thermosensibilité des consommateurs ;
- Le risque de consommation hors thermosensibilité (aléas macroéconomiques, aléas liés aux profils dynamiques, modification du contexte économique, l'évolution liée aux usages, etc.);



- Le risque lié aux erreurs de prévision du portefeuille ;
- Le risque lié à l'approvisionnement en capacité.
- Qu'afin de mieux tenir compte de la couverture de l'espérance des risques, notamment risque de thermosensibilité, ils devaient être considérés comme une composante de coût du TRV 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.

Pour ce qui concerne la marge « at Risk », la CRE avait proposé, sur la base d'un benchmark européen en 2016, une marge égale à 3 % du tarif hors taxes destinée à couvrir, d'une part, le niveau de marge « normale » de 2 % correspondant à la pratique observée des fournisseurs européens comparables et, d'autre part, l'espérance des risques liés à l'approvisionnement. La CRE avait lors de la délibération du 12 juillet 2018 décidé d'augmenter cette marge globale de 3% à 3,5% afin de prendre en compte l'augmentation des risques pesant sur les fournisseurs, en particulier ceux relatifs à la prévision de portefeuille, en raison notamment de l'accroissement de la volatilité des prix sur le marché de gros constaté alors.

Pour ce qui concerne le taux de marge d'exploitation, un prestataire de TEARA avait réalisé une étude de benchmark similaire sur les taux de marge des fournisseurs d'énergie en Europe - bas de portefeuille client, à la même époque (2015), qui confirmait les hypothèses de la CRE sur les marges d'exploitation :

- La comparaison des marges nettes de 16 fournisseurs européens, dont 12 présentant des caractéristiques comparables au périmètre de l'étude souhaité (clients résidentiels prépondérants) conduisait à estimer sur la base des deux derniers exercices :
  - Un taux moyen de marge nette sur ventes de l'ordre de 2% ;
  - Un taux moyen de marge nette par client de l'ordre de 11,7 €/client ;
  - Un taux de marge par volume (corrigé de l'intensité énergétique) de 3,7 €/MWh.
  - Une corrélation élevée entre le taux de marge nette sur ventes et le ratio EBIT/MWh à l'échelle de l'échantillon, permettait d'établir une correspondance :
    - Un point de taux de marge nette des ventes correspond à une marge nette de l'ordre de 1,5 €/MWh ;

- A partir de ces éléments, une rémunération de 2 €/MWh correspondrait à un taux de marge nette sur ventes de l'ordre de 1,3%.

Mais ces éléments étaient supposés internaliser et rémunérer les risques métiers et non les trouver par ailleurs superposés comme le produit la CRE dans l'exercice de constitution du tarif une composante rivée à l'espérance des risques.

TEARA reste donc sceptique quant à cette superposition choisie initialement, qui tend à majorer la marge « at Risk ». Par ailleurs, il conviendrait de réactualiser (sur une période normale d'opération) le référentiel benchmark car les conditions d'opération des fournisseurs ont certainement changé en 6 ans.

Indépendamment de cette considération, la CRE indique que « *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* ». Cela est bien sûr implicite à l'accroissement très important de la volatilité des prix sur le marché de gros constaté.

Mais aucune indication n'est fournie sur l'ampleur de cette évolution, même approximative, considérant la situation courante des marchés. Cette prise en compte inflationniste conduirait donc à rémunérer les approvisionnements en TRVE avec une garantie de marge d'exploitation et une couverture du coût des risques accrus, dans un contexte où les offres en concurrence peinent à réaliser des marges et subissent de plein fouet le coût de gestion des risques accrus.

La situation de volatilité du marché impacte, en principe, le risque lié aux erreurs de prévision du portefeuille, et probablement également, le risque de consommation hors thermosensibilité, mais quelle proportion de l'empilement de coûts, i.e. de la part liée à la couverture de risque est concernée ?

La CRE indique dans son document méthodologique du 7 juillet 2022 sur les TRVE (« Annexe A : Méthodologie de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité ») que la valorisation des primes de risque s'effectue au prix spot. Dans des conditions, l'impact sur celle-ci du niveau erratique des prix spot actuels sera important, pas représentatif de l'impact réel sur le plan d'affaires fournisseurs. De notre point de vue, ce point méthodologique, induisant potentiellement une inflation induite, devrait être revu, car inapproprié.

La CRE semble signifier que considérer la couverture de l'espérance des risques comme une composante de coût du TRV à part entière, isolée et intégrée à la composante d'approvisionnement en énergie des TRVE induirait une évolution à la hausse des TRVE. Si

c'est le cas, TEARA ne comprend pas pourquoi une réallocation entre composantes induirait une évolution des tarifs.

En conclusion, TEARA voit de manière favorable la méthodologie proposée par la CRE conduisant à une meilleure décomposition et construction de l'empilement des couts conduisant à la détermination du TRVE. Mais il craint que la révision du traitement des primes de risques vienne participer de manière indue à l'inflation des TRVE (hors bouclier tarifaire).

## 5. Sécurité d'approvisionnement : leviers de rétablissement de l'attractivité de l'option HPHC

<p><b>Question</b> <b>12</b></p>	<p>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 ?</p>
--------------------------------------	---

TEARA considère qu'il est nécessaire de pérenniser et surtout d'augmenter l'attractivité de l'option HPHC.

A ce jour et en dehors du ratio d'équilibre exceptionnel observé en 2022 dû au contexte, l'attrait de l'option HPHC était limité étant donné le niveau du ratio d'équilibre, soit la part de la consommation en heures creuse sur leur consommation totale (noté ratio HC dans le reste du document). Un ratio d'équilibre supérieur à 35% ne donne pas un signal prix suffisant pour inciter les utilisateurs à passer en option HP/HC.

A titre d'exemple, sur un échantillon de plus de 2 700 bâtiments publics sous Formule Tarifaire d'Acheminement permettant la décomposition HP/HC :

- 72% des consommateurs observés présentent un ratio HC compris entre 25% et 40%.
- Concernant le ratio HC de ces points de livraisons :
  - 14% des points de livraison présentent un ratio HC supérieur à 40% ;
  - 28% des points de livraison présentent un ratio HC supérieur à 35% ;
  - 68% des points de livraison présentent un ratio HC supérieur à 30% ;
  - 86% des points de livraison présentent un ratio HC supérieur à 25%.
  - La médiane est située aux alentours de 32,5%.

Il convient donc de définir un taux d'équilibre compris entre 25% et 30% pour inciter le maximum de consommateurs à décaler leurs consommations en heures creuses.

Concernant la méthodologie, **TEARA est favorable à la méthodologie sur la base d'un ratio d'équilibre cible. Cet indicateur est le plus transparent et compréhensible :**

- Pour le public, afin d'évaluer l'effort à fournir pour optimiser financièrement la tarification ;
- Pour les acteurs du secteur énergétique en termes de définition stratégique.

La méthode 1 ne permettrait pas une bonne compréhension des enjeux et des signaux pour le grand public.

En outre, comme l'indique la CRE, son application est plus directe et simple dans la construction des tarifs.

L'évolution du taux d'équilibre ou de l'écart tarifaire incitatif nous semble un axe majeur urgent d'évolution dans le contexte énergétique tendu national.

Au-delà de supposer une parfaite vertu des signaux tarifaires pour inciter au report des consommations, la mise en place de dispositifs d'accompagnement individuel des clients en HPHC pour les sensibiliser sur les manières de mieux reporter leur consommation en HC nous semble essentiel, car trop rarement existant.

Il pourrait être pertinent de mettre en place les mécanismes suivants :

- Obligation de qualité de service du fournisseur : un appel annuel de conseil et suivi
- Une incitation économique à la mise en place de l'option HPHC.

Les enjeux système de cette démarche deviennent considérables et justifient le coût associé.

**Question  
13**

**A l'instar du mouvement du 1er août 2022 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 ?**

**TEARA est favorable à une simple évolution tarifaire pour l'année 2023, le plus tôt étant le mieux.**

En effet, le calendrier ne permettra pas une modification des profils RES2/PRO2 nécessaire pour accompagner l'évolution des tarifs (voir notre réponse à la question 15). Il convient donc de se focaliser sur l'évolution tarifaire pour l'année 2023.

Cependant pour l'année 2024, le processus d'évolution des profils et du nombre d'heures creuses doit être engagé afin d'optimiser la structuration globale des tarifs TRVE.

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

**TEARA est favorable à l'inclusion des consommateurs TEMPO dans l'optimisation des structures tarifaires.**

Ces consommateurs ont un impact similaire aux consommateurs HPHC et doivent être considérés comme tels et être intégrés au calcul.

<b>Question</b> <b>15</b>	<b>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 ?</b>
------------------------------	--

**TEARA est favorable à la mesure complémentaire d'augmenter le nombre d'heures creuses par jour à un prix inchangé. Cette plage ne peut cependant être décorrélée de sa vocation première à alléger les contraintes du système électrique.**

Il est nécessaire :

- D'augmenter le nombre d'heures creuses par jour. Le nombre actuel de 8 heures est trop contraignante pour les consommateurs et la période d'heures creuses doit être plus large pour permettre un réel décalage des consommations pour les besoins de flexibilité du réseau.
- De surtout clarifier la structuration de ces périodes d'heures creuses : en effet, celles-ci peuvent être consécutives ou fractionnées en 2 période selon des périodes définies. Il nous semble que le meilleur signal à envoyer aux consommateurs serait une instauration de 2 période distincte. A titre d'exemple, 50% des points de

livraisons étudiés en question 12 présentent une période d'heures creuses placée entre 23h et 7h.

Une période unique d'heures creuses (classiquement placée entre 23h et 7h) imposée ne permet pas au consommateur d'optimiser l'intégralité de ces consommations : les ballons d'eau chaude sont majoritairement soumis au signal HC mais de plus en plus de consommations se font en dehors de l'eau chaude sanitaire et donc en dehors du signal HC placé en pleine nuit.

Le consommateur serait plus sensible à une incitation de décalage de sa consommation en journée plutôt que la nuit, par le biais d'appareils dont l'utilisation est directe (lave-linge, lave-vaisselle, appareils électroniques...).

Ainsi par ce biais, celui-ci serait :

- Acteur dans les actions d'optimisation réseau contrairement au cas du ballon d'eau chaude où l'optimisation est effectuée pour lui ;
- Plus sensibilisé aux problématiques de pic de consommation.

Pour de nombreux consommateurs, une sensibilisation et des conseils seront donc nécessaires pour les guider à l'optimisation de leurs usages, dans cette période d'extrême tension et inflation des prix de l'énergie : il convient que le fournisseur propose ces conseils dans le cadre de son contrat et soit proactif dans la promotion de ces services.

<p><b>Question</b> <b>16</b></p>	<p><b>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 ?</b></p>
--------------------------------------	---

**TEARA est favorable à l'introduction d'une option à 4 postes horosaisonniers dans les TRVE.**

En effet, la mise en place des compteurs Linky permet la facturation selon les 4 postes HPH/HCH/HPB/HCB, déjà appliquée en ce qui concerne le TURPE pour les points de livraison en Formule Tarifaire 4 postes. Il convient d'élargir l'adaptation à la fourniture d'électricité dans un souci de logique de continuité de tarification : il est légitime pour certains consommateurs de se demander pourquoi une offre Linky TRV n'existe pas.

De plus, il serait pertinent de mettre en place à moyen terme des offres dynamiques dans le cadre du TRV ce que pourquoi le compteur Linky devait en partie répondre.

Pour aller plus loin, comme indiqué supra, un service obligatoire de conseil en optimisation des consommations pourrait accompagner la mise en place de tarifs horosaisonniers chez les clients et leur suivi dans le temps pour permettre usage optimisé de l'option.

Les fournisseurs dans certains pays européens (Suède, Allemagne notamment), sous l'impulsion de leur autorité publique, ont depuis longtemps couplé leur vente d'énergie avec des services d'accès libre à leur courbe de charge en temps réel, via un portail internet, et la vente active de systèmes et solutions smart plug permettant aux clients de contrôler à distance leurs appareils électriques.

Il nous semble que les prix de l'énergie justifient aujourd'hui largement des investissements clients dans des systèmes de modulation automatique des consommations et des installations électriques des consommateurs.

**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 ?**

**TEARA est favorable à l'évolution de l'option Base vers une option Heures Pointe Heures Base.**

Il nous semble que l'incitation de décalage de consommation doit être étendue à l'intégralité des TRVE et non limité aux HPHC.

Cependant :

- Il convient de préserver un tarif de base pour les points de livraison Eclairage Public qui ne seraient pas pilotables car sans compteur : ces PDLs ne doivent pas être pénalisés.
- TEARA sera attentif à l'équilibre économique entre cette offre HPHB et l'offre HPHC. En effet, il convient de donner un tarif plus avantageux aux HPHC, dans la lignée des évolutions proposées et discutés dans les précédentes questions. Il serait dommageable que des consommateurs engagent un transfert vers des TRVE HPHC,

pour au final se rendre compte qu'une offre moins contraignante est apparue quelques années après leur effort.

- L'existence d'une telle pointe pour l'ensemble des usagers du TRVE impliquera idéalement un décalage du fonctionnement des ballons d'eau chaude sur cette période - les tableaux électriques des particuliers devront donc être adaptés, impliquant des coûts d'adaptation à intégrer dans la mise en œuvre du dispositif. A défaut d'une telle faisabilité, l'équilibre pointe / base devra bien considérer l'impossibilité de décaler les usages « eau chaude sanitaire » dans l'optimisation à porter par les consommateurs.
- La CRE propose que *“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.”* Il nous semble que cette méthodologie ne permettrait pas un impact significatif de décalage des factures : il est nécessaire d'imposer un signal prix fort sur les périodes de point étant donné qu'elles sont plus courtes et ne pas faire en sorte que la facture soit identique à la facture Base.



# UFC-Que Choisir

## Consultation publique relative aux évolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité

*Date de la contribution : 17/10/2022*

### Introduction

Les propositions de cette consultation ont un écho particulier dans le contexte actuel de perturbation du marché. Pour envisager un futur plus stable, il conviendrait de considérer que l'état actuel ne satisfait personne, ni ceux qui souhaitent la fin du TRV au nom de la concurrence, ni les consommateurs qui souhaitent de la stabilité et un prix juste, ni même, semble-t-il, le producteur d'énergie électrique largement majoritaire, limité dans sa politique d'investissement.

La maîtrise des régimes transitoires des marchés ne peut passer que par la mise en œuvre d'un amortisseur fondé sur la réalité objective des coûts de production, depuis les études de projet jusqu'au traitement du dernier déchet ultime, que seuls les producteurs peuvent évaluer. Par conséquent, seuls les producteurs devraient être invités à participer à l'élaboration d'un tarif de référence, vérifiable et sanctionnable par les autorités de régulation de l'énergie.

Par ailleurs, le consommateur ne devrait pas avoir à se soucier du mode de fonctionnement des fournisseurs qui ne sont qu'intermédiaires ou négociants. S'ils savent prévoir leurs équilibres horaires tant mieux pour eux, s'ils ne savent pas, ils doivent être pénalisés.

Nous sommes conscients qu'il s'agit là d'une proposition de réforme profonde, exigeant une évolution des lois françaises, et qui serait à proposer et à mettre au point avec l'ensemble des états membres de l'UE. En d'autres termes, il s'agirait de transformer une crise en opportunité de progrès commun.

### Coût de l'approvisionnement du complément en 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 ?

Les réponses publiées (annexe à la délibération CRE N°2022-236), se soucient de préserver les intérêts des négociants, pas vraiment ceux des producteurs ou ceux des consommateurs.

Sans simulations de divers cas, la méthode proposée ne démontre pas qu'elle ait un effet d'amortissement des fluctuations de prix. Notre réponse est donc plutôt négative.

**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 ?

Ici encore, sans simulation prouvant un effet amortisseur sur les fluctuations de prix, il est difficile de se prononcer. En effet, si la période de lissage est raccourcie, on peut s'attendre à ce que l'effet amortisseur diminue.

Pour lisser ce type de phénomène à périodicités multiples (saisonnalité, disponibilité des ressources, fluctuations géopolitiques), il faudrait sans doute des périodes de plusieurs années.

### Frais d'accès au marché de gros

**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 ?

Non. Pourquoi les consommateurs devraient-ils accepter de financer des frais occasionnés par la multiplicité des intermédiaires ? Les fournisseurs alternatifs, non producteurs, n'ont-ils pas démontré ces dernières années que s'ils ne jugent pas la rentabilité de l'activité suffisante, ils l'abandonnent purement et simplement ?

# UFC-Que Choisir

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

**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 ?

L'effet stabilisateur n'étant en rien démontré, l'UFC-Que Choisir ne plaide pas pour un tel changement.

## Calcul du coût des écarts au périmètre d'équilibre

**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 ?

Non, cette brique constitue une atténuation de la responsabilité des intermédiaires en matière d'équilibre et a été introduite artificiellement pour leur seule protection. Elle devient un facteur déstabilisant des TRV, d'autant plus déstabilisant qu'elle est couplée aux prix SPOT, fortement volatiles.

Si le marché reflétait une réalité des coûts la courbe de charge et la courbe des prix SPOT devraient être confondues.

Les termes PREp, à condition que sa rémunération ne soit pas définie sur des bases spéculatives, et PREn sont des éléments amortisseurs dans le dispositif usuel du marché, rappelant que l'énergie électrique, vitale pour nos sociétés, n'est pas un terrain de jeu financier tant que les dispositifs de stockage de masse restent contrôlés. Toutefois, les progrès technologiques pourraient changer la donne, et ouvrir des voies à la spéculation, comme l'a montré l'expérience de Hornsdale (194 MW/h-150MW, Australie).

**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 ?

Non, introduire cette brique dans le calcul du TRV revient à donner un signal déstabilisateur contraire à l'effet recherché. Ce terme devrait être retiré (coefficient de 0,3 €/MWh ramené à 0,000 €/MWh).

## Coûts d'approvisionnement des certificats d'économie d'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 ?

Dans le contexte actuel, l'utilisation des indices Emmy Spot classique et précarité renvoie à leur robustesse, et donc indirectement au financement des prestations d'EEX. Il s'agit d'un système de protection sur les risques des étapes intermédiaires, qui ne doit pas être financé par le consommateur et ne doit donc pas être intégré au TRVE. Le calcul du TRVE devrait s'en tenir aux coûts de production pondérés en fonction des sources primaires d'énergie et des quantités produites.

**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 ?

Les nécessités de bornage très importantes : +/-20%, montre que le risque d'instabilité du système est grand. Si notre proposition issue de la question 7 n'est pas retenue dans l'immédiat, et alors que le système proposé semble peut gouvernable, nous considérons que seul le bornage supérieur est acceptable.

**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 ?

De nouveau, si notre proposition issue de la question 7 n'est pas retenue dans l'immédiat, nous serions favorables à une période de lissage cohérente avec la période de lissage pour l'approvisionnement du complément en énergie.

# UFC-Que Choisir

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

Non, une réforme à terme devrait être beaucoup plus fondamentale. Ne serait-il pas plus efficace de revoir l'élaboration d'un tarif de référence au niveau européen, fondé sur les coûts de production de tous les producteurs qui souhaitent contribuer et pondérés en fonction des sources primaires utilisées et des quantités produites avec ces sources ?

## Evolution de la rémunération normale

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

Pour gérer un problème complexe, il convient de s'efforcer de séparer les variables et d'identifier les couplages éventuels. La proposition va à l'encontre de ce principe. La gestion des risques est le métier des intermédiaires, à eux de les gérer seuls. La gestion du TRVE est un intermédiaire, au même titre que les autres, mais public. Si un terme de coût doit être affecté à la couverture des risques dans le calcul du TRVE, il devrait être issu de la couverture réelle de l'organisme qui sert de base de coûts pour établir le TRVE.

## Sécurité d'approvisionnement : Niveau relatif des options Base et HPHC

**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 ?

L'option HPHC est simple et efficace pour participer au lissage de la courbe de charge. De plus, la souplesse introduite par Linky peut permettre au distributeur ENEDIS d'améliorer encore davantage la performance de lissage, sous réserve de pédagogie.

L'option 1 conduit à un transfert financier entre les consommateurs option de base et les consommateurs HPHC. Ceci n'est pas souhaitable si l'on considère que les consommateurs option de base ne disposent pas d'équipements se prêtant facilement à un usage en HC ou peuvent être modestes voire précaires.

Nous préférons donc la méthode 2 « *ratio d'équilibre cible* », qui, en fixant le ratio d'équilibre cible, rend la tarification HCHP indépendante des pratiques de consommations des autres consommateurs, contrairement à l'option 1.

Par ailleurs, il convient de noter que plus le ratio d'équilibre est supérieur au ratio de temps HC/24, plus la collectivité aura de chances de voir croître l'efficacité du lissage.

**Question 13 :** A l'instar du mouvement du 1er août 2022 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 ?

Les modifications tarifaires, aussi bien qu'horaires, sont à engager avec prudence et par étapes. L'étape n+1 devrait tenir compte du retour d'expérience de l'étape n. Ainsi, nous serions favorables à une évolution tarifaire si le retour d'expérience du mouvement du 1<sup>er</sup> août 2022 est positif. Au contraire, les exercices suivants devront tenir compte des résultats de l'exercice précédent.

Cette position vaut aussi pour les deux questions suivantes.

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

Les consommateurs TEMPO, généralement des clients bien informés, sont attachés à ce régime. Une inclusion de TEMPO dans le régime HPHC aurait le mérite d'être simplificatrice. En l'absence de simulations permettant de

# UFC-Que Choisir

minimiser le nombre de perdants, il est difficile de se prononcer.

**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 heures creuses 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 ?

Des investigations et simulations sur ce sujet paraissent tout à fait pertinentes, l'objectif étant d'accentuer la participation des consommateurs au lissage de la courbe de charge par des moyens incitatifs. Nous y sommes *a priori* favorables, mais aucune proposition concrète n'est faite sur la définition de nouveaux horaires, sur l'évolution du ratio d'équilibre ou du tarif HP.

**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 ?

Ce dispositif est plus lisible que la tarification dynamique et offre une souplesse de tarification incitative à ne pas négliger, sous réserve d'une bonne information du consommateur sur les gestes qui permettent d'optimiser les coûts de production, de transport et de distribution. Nous faisons ici bien référence aux coûts et pas aux profits de tel ou tel acteur dans le système. Les tarifs incitatifs simples et transparents restent le moyen le plus adéquat de motivation du consommateur.

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

**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 ?

Tout outil, simple et compréhensible, participant à l'amélioration de la flexibilité est bon à prendre. Il convient d'en appréhender les conséquences immédiates sur divers types de consommateurs. Une condition du succès est que le consommateur y trouve un avantage sonnant et réverbérant plutôt qu'un matraquage informatif/publicitaire, et que personne ne soit laissé sur le bord de la route.

La condition essentielle est alors pour le consommateur de connaître, pour chaque période les créneaux HP les plus critiques (sur une durée de 1h ou 1h30, car des créneaux trop longs pourraient être décourageants pour des opérations volontaires manuelles).



Paris, le 17 octobre 2022

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

*A titre liminaire, l'UPRIGAZ se félicite de la démarche de la CRE tendant à faire évoluer la méthode de construction des TRVE. Ces évolutions sont d'autant plus nécessaires que les prix sur le marché de gros se sont envolés au cours des derniers mois et que la volatilité observée sur les marchés n'a jamais été aussi forte.*

*Toutefois, dans un climat de fortes incertitudes, les modifications envisagées ne sauraient résoudre complètement le problème de la contestabilité des tarifs régulés par les fournisseurs alternatifs. Dans ce climat de forts bouleversements, les solutions retenues devront être réexaminées d'ici un an dans la perspective du mouvement des TRVE en février 2024.*

*Il nous semblerait pertinent, dans un climat de forte volatilité des marchés, de réviser les TRVE plus fréquemment comme cela est déjà le cas pour les TRV Gaz.*

L'UPRIGAZ considère que les offres proposées doivent inciter à la sobriété énergétique, et dans ce cadre estime que le TRVE ne doit pas proposer d'options n'incitant pas à cette sobriété. Dès lors, nous suggérons que le tarif de base dans le TRVE soit supprimé d'ici 2025.

**Q1 : Etes-vous favorable à la méthode de calcul du coût du complément d'approvisionnement au marché envisagée par la CRE ?**

La méthode proposée par la CRE constitue une amélioration par rapport à la situation existante sans toutefois répondre à l'ensemble des problèmes liés notamment à la couverture de la forme de consommation. L'UPRIGAZ souhaiterait que la CRE intègre une nouvelle brique de coûts reflétant l'ensemble des coûts associés à cette couverture, notamment le cascading.

**Q2 : La période d'un an sur laquelle est approvisionnée la forme de la courbe de charge vous semble-telle appropriée ? Si non, quelle durée privilégieriez-vous ?**

Les fournisseurs membres de l'UPRIGAZ reconnaissent l'importance pour une offre réglementée de garantir une certaine stabilité des prix. Toutefois, ils considèrent que les TRVE doivent se rapprocher

davantage des conditions dans lesquelles les fournisseurs alternatifs peuvent présenter les offres tant en ce qui concerne la durée de la période de lissage que la fréquence des révisions.

Dans ces conditions, l'UPRIGAZ préconise une période de lissage maximale d'un an et une fréquence d'évolution du TRVE semestrielle prenant en compte l'ensemble des briques de coûts. Ceci permettrait de se rapprocher des TRVgaz dont on observe qu'ils ne font pas l'objet de critiques de la part des parties prenantes.

**Q3 : 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 ?**

L'UPRIGAZ partage l'avis de la CRE concernant la nécessité de relever le niveau des frais d'accès aux produits à terme sans pouvoir justifier du niveau précis auquel ces frais doivent être pris en considération. Toutefois, le nouveau niveau est bien en deçà des coûts réels supportés avec notamment l'explosion récente des appels de marges. Le niveau envisagé par la CRE devrait donc être significativement relevé.

**Q4 : : Seriez-vous favorable au lissage de l'approvisionnement du complément en énergie au marché sur une durée d'un an à partir de 2025 ?**

L'UPRIGAZ partage l'analyse de la CRE sur l'intérêt de mettre en place un lissage sur une période plus réduite. La durée d'un an nous paraît, dans le climat actuel de forte volatilité des prix de marché, être un maximum.

L'analyse de la CRE nous renforce dans l'idée de mettre en œuvre des révisions plus fréquentes des TRVE.

**Q5 : : 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 ?**

L'UPRIGAZ salue la proposition de la CRE d'indexer le coût des écarts sur une référence de prix de marché. En effet, ce coût n'est pas linéaire et fluctue au gré des prix de marché. Le niveau décidé en 2016 de 0,3 €/MWh n'est donc aujourd'hui plus une référence pour un fournisseur efficace compte tenu des prix de marché.

**Q6 : 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 ?**

L'UPRIGAZ adhère à l'indexation de la brique de coût moyen des écarts d'un fournisseur efficace sur une référence de prix de marché. Nous sommes favorables à l'option privilégiant une vision forward, par une indexation de la brique de coût moyen des écarts sur un indice du prix spot anticipé, et non pas sur la base des écarts moyens observés sur l'année N. En d'autres termes, l'UPRIGAZ est favorable à la prise en compte des prévisions des coûts futurs plutôt que celle des coûts observés au cours de la période précédente. Cette proposition pourrait être assortie d'un mécanisme de régularisation à posteriori

d'autant plus nécessaire si la CRE maintient la position de se référer aux coûts observés au cours de la période précédente.

**Q7 : 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 ?**

En l'absence d'autres indices suffisamment robustes, l'UPRIGAZ estime que les indices Emmy Spot classique et précarité peuvent être pris en compte pour servir de référence de coût dans les TRVE.

**Q8 : 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 ?**

L'UPRIGAZ ne voit pas d'intérêt à borner la référence de prix retenue.

**Q9 : 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 ?**

L'UPRIGAZ considère que le marché des CEE est un marché « manipulé » par la puissance publique qui décide du niveau des obligations et de leurs modifications selon un calendrier laissé à sa discrétion.

Dans ces conditions, la prise en compte du passé ne saurait refléter la réalité du coût des CEE pour les fournisseurs. En conséquence, l'UPRIGAZ considère que la période de lissage ne peut excéder 1 an.

**Q10 : 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 ?**

Le prix des CEE a significativement augmenté au cours des 10 dernières années. L'UPRIGAZ suggère donc que les CEE constituent une brique à part entière dans la construction des TRVE ce qui permettrait de mieux en cerner le poids. Si tel n'était pas la solution retenue, il nous est indifférent que les coûts des CEE soient ou non répartis sur les parts abonnements ou énergie.

**Q11 : Etes-vous favorable à l'évolution méthodologique proposée par la CRE pour le calcul de la rémunération normale ?**

L'UPRIGAZ est favorable à l'évolution méthodologique proposée par la CRE pour le calcul de la rémunération normale. Sans toutefois se prononcer sur le niveau qui devrait être retenu par la CRE, nous proposons une expression de cette marge en €/MWh.

Nous saluons la mise en place d'une nouvelle brique de coûts dans le TRVE qui devrait prendre en compte les coûts suivants :

- Le risque volume lié à la variation des facteurs d'usages (FU), entraînant une variation de la consommation prévisionnelle à la hausse comme à la baisse. La CRE pourrait dimensionner ce risque en prenant en compte les travaux de RTE sur les prévisions de consommation.

- Le risque de cascading, lié à la déformation de la couverture du haut de courbe, à mesure que l'année de livraison approche (cf. réponse Q1). Le calcul de la PFC proposé, même s'il améliore l'existant, ne permet pas de prendre en compte ces coûts.
- Le coût du spread bid/ask, dont la non prise en compte dans la méthodologie de construction du TRVE représente une distorsion de concurrence importante entre les fournisseurs alternatifs et EDF. Nous proposons que la CRE crée un indice de prix pour représenter ce coût, et qu'il soit indexé sur les prix spot.
- Les appels de marge, afin d'intégrer cette brique dans le TRVE, il est possible de prendre pour référence l'« initial margin call » qui est une donnée publique sur ECC (European commodity clearing).

**Q12 : 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 ?**

L'UPRIGAZ est favorable à une véritable attractivité d'une tarification HPHC. Cette tarification doit inciter à déplacer les consommations vers les heures creuses et ainsi de limiter les pointes, surtout en période de tensions sur le système électrique.

Sans se prononcer sur l'option à retenir, l'UPRIGAZ insiste sur l'impérieuse nécessité de garantir la contestabilité de la brique approvisionnement des TRVE et pas seulement à la maille des tarifs bleus résidentiels.

Par ailleurs, il est essentiel de garantir une visibilité suffisante et dans cet esprit de s'assurer de la stabilité de la structure des tarifs.

**Q13 : A l'instar du mouvement du 1er août 2022 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 ?**

L'UPRIGAZ comprend que la proposition de la CRE présente un caractère conjoncturel adapté au prolongement du gel tarifaire par le Gouvernement, et se range à cette proposition.

**Q14 : S'agissant de la méthode 2, êtes-vous favorable à l'inclusion des consommateurs TEMPO dans l'optimisation des structures tarifaires ?**

L'UPRIGAZ n'a pas relevé d'information suffisamment précise dans la note technique pour appréhender les conséquences de l'inclusion des consommateurs TEMPO dans l'optimisation des structures tarifaires.

Dans l'esprit de nos propos liminaires, l'UPRIGAZ estime qu'il serait inéquitable envers les fournisseurs alternatifs que les TRVE offrent des propositions tarifaires innovantes ; lesdites propositions devant faire l'objet de propositions tarifaires en offres de marché.



**Q15 : 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 ?**

L'UPRIGAZ considère important de développer des offres innovantes exploitant le plein potentiel des compteurs Linky en permettant de refléter la courbe de charges et les coûts correspondants. Toutefois l'UPRIGAZ estime que ce type d'offres devrait relever exclusivement des offres de marchés.

**Q16 : 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 ?**

L'UPRIGAZ considère important de développer des offres innovantes exploitant le plein potentiel des compteurs Linky en permettant de refléter la courbe de charges et les coûts correspondants. Toutefois l'UPRIGAZ estime que ce type d'offres devrait relever exclusivement des offres de marchés.

**Q17 : 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 ?**

L'UPRIGAZ considère important de développer des offres innovantes exploitant le plein potentiel des compteurs Linky en permettant de refléter la courbe de charges et les coûts correspondants. Toutefois l'UPRIGAZ estime que ce type d'offres devrait relever exclusivement des offres de marchés.

## Réponse de Vattenfall à la consultation publique n°2022-08 du 22 septembre 2022 de la CRE relative aux évolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité

---

### Propos liminaire

En tout premier lieu, Vattenfall souhaite remercier la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) de réaliser cette consultation et de permettre ainsi aux acteurs concernés de s'exprimer. Depuis longtemps, nous appelons les pouvoirs publics à revoir la méthode de construction des tarifs règlementés de vente d'électricité (TRVe), en propre et au travers des associations dont nous sommes membres, en particulier l'AFIEG et l'ANODE. Nous souhaitons en effet que la réforme tant attendue des TRVe permette leur répliquabilité par les fournisseurs alternatifs. Ce n'est à l'heure actuelle pas possible du fait des niveaux de coût qui ne sont pas suffisants et de l'absence de certaines briques indispensables.

A la lecture de la consultation, nous avons relevé qu'il n'était pas clair si les propositions étaient applicables à une catégorie ou une autre de clients. Nous comprenons donc qu'elles seraient applicables aux résidentiels et aux bleu pros ? Nous appelons la CRE à préciser ce point.

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

Oui, nous sommes favorables à une révision du calcul du coût du complément d'approvisionnement au marché car celui-ci est actuellement décorrélé de la réalité du marché lors de la livraison et induit des coûts supplémentaires sur les ajustements du portefeuille B2C. La méthode envisagée nous paraît être bonne.

### **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 ?**

Il est juste d'inclure le produit trimestriel et mensuel dans ce calcul en complément du produit calendaire mais afin d'être au plus proche du prix de marché lors de la livraison et afin d'avoir une pleine liquidité des produits nous privilégierons une période de 3 mois. Pour autant, nous soulignons que toute modification de ce type nécessitera un préavis de 2 ans car aujourd'hui on source 1/24<sup>e</sup> du besoin de l'année N chaque mois entre janvier de l'année N-2 et décembre de l'année N-1. Une méthode alternative pourrait être de s'inspirer de la méthode du calcul des TRV Gaz qui est bien construite pour être au plus près des cours au moment de la livraison avec par exemple 50% CAL sur 12mois + 30% Q sur 3 mois + 20% M sur 1 mois.

### **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 ?**

Oui, il faudrait les passer à 0,05€/MWh car le coût des spreads entre produits physiques et financiers ont considérablement augmenté.

**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 ?**

Oui, nous sommes absolument favorables. Le lissage permet de mieux se rapprocher des véritables niveaux de prix à la livraison. Encore faut-il que cela se fasse sur un prévisionnel de l’écrêtement fixé en amont (en l’occurrence fin d’année N-2 pour l’année N).

**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 ?**

Nous n’avons pas d’opposition. La dénomination « fournisseur efficace » qui définit le 0,3€/MWh n’est pas partagée par tous les fournisseurs, car chacun a des contraintes différentes, surtout concernant les incertitudes sur le profilage dynamique qui génère des écarts RTE additionnels. Dans tous les cas, depuis le début ce coût est trop bas.

**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 ?**

Nous souhaitons souligner qu’actuellement la référence à 0,3€/MWh est complètement sous-estimée car la volatilité actuelle des marchés a détérioré la stabilité des écarts RTE. Notre coût d’ajustement sur 2022 est de 2,21€/MWh sur ces 9 premiers mois. La référence de prix proposée par la CRE et recalculée sur 2021 donne 2,11 €/MWh. La moyenne 2017-2020 est faussée par le covid. Nous recommandons de revoir rapidement le 0,3 à la hausse.

**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 ?**

Avant toute chose, nous souhaitons rappeler que les CEE sont sur une temporalité quinquennale. Nous souhaitons attirer votre attention sur le comportement étrange des indices globaux EMMY qui s’explique, entre autres, par le fait qu’ils agrègent les prix des CEE transférés au cours du mois concerné, mais dont le prix peut avoir été fixé des années auparavant. Nous considérons que la référence C2E Market est plus fiable.

**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 ?**

Oui, effectivement, si Emmy est utilisée il faut borner la référence spot par l’indice standard.

**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 ?**

Oui, il est nécessaire d'aligner les périodes d'approvisionnement CEE et d'approvisionnement énergie de manière plus juste, d'autant plus au regard des délais actuels de production des CEE.

**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 ?**

Vattenfall est favorable à l'utilisation de références marché pour évaluer le coût des CEE, dans le cadre d'une recherche de transparence et de meilleure répliquabilité des TRVe. Nous n'avons pas d'avis sur le lissage et la pertinence de l'indice retenu. Pour ce qui concerne l'affectation des coûts de CEE et des coûts de commercialisation entre l'abonnement et la part énergie, il nous semble urgent en effet de modifier la pratique. Pour ce qui concerne les CEE, qui constituent à notre avis une brique à part entière, il est évident qu'ils relèvent intégralement de la part énergie. Ce changement simple devrait être mis en place au plus vite. Pour les vrais coûts de commercialisation, une analyse approfondie doit être menée afin de déterminer quelle pourrait être la part fixe et la part proportionnelle à l'énergie consommée. Sur le marché résidentiel, notre expérience est que la majorité des coûts (acquisitions et service ultérieur) sont peu dépendants de la consommation dans une part très supérieure à 50%.

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

Oui, nous sommes favorables à cette évolution qui sort le risque de thermosensibilité de la rémunération normale du risque pour l'intégrer à la composante d'approvisionnement en énergie des TRVE. Concernant le niveau de rémunération du risque qui passerait de 3,7% à 2%, nous considérons que diminuer la rémunération du risque dans un marché où les prix ont été multiplié par 10 ne va pas dans le bon sens. Il faudrait l'augmenter ou a minima la maintenir.

**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 ?**

Nous comprenons que la proposition de la CRE vise à détacher la fixation des tarifs de la réalité des coûts pour chaque option tarifaire, afin de poursuivre un objectif de renforcer l'attractivité des options HPHC. Malheureusement, cela conduirait à ce que la rentabilité respective des offres soit bouleversés. En organisant un « transfert » de valeur, et en renonçant à la répliquabilité individuelle de chaque tarif, la viabilité de la concurrence est mise à mal. D'une part, si une migration importante vers le HPHC a lieu, les fournisseurs seront durablement en perte. D'autre part, a contrario, certains seront tentés de ne proposer que le tarif Base, augmentant leur rentabilité d'autant, sans bénéfice pour la collectivité. Aussi, Vattenfall est opposé à tout renoncement à la répliquabilité des tarifs individuels compris dans le TRVE.

**Question 13 : A l'instar du mouvement du 1er août 2022 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 ?**

La simplification est bienvenue, mais il faut alors impérativement reporter la modification du TURPE de mi-année, sinon la répliquabilité sera significativement mise à mal.

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

Nous sommes défavorables. Seuls les tarifs accessibles aux fournisseurs alternatifs doivent être pris en compte (TEMPO n'est pas un profil disponible).

**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 ?**

Il nous semble inconcevable de postuler un changement de la durée des heures creuses sans en changer le tarif, tel que proposé. Il ne faut pas perdre de vue les piliers de la contestabilité et de l'empilement des coûts. Un tel changement ne pourrait qu'amplifier de façon désastreuse les déséquilibres relevés dans notre réponse à la question 12.

**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 ?**

Nous sommes favorables. C'est parfaitement logique et favorable à une meilleure incitation de l'évolution des usages et des tarifs. Au vu des présentes propositions, Vattenfall souhaite toutefois que le principe de détermination de chacun des tarifs du TRVe selon les couts supportés soit explicitement confirmé.

**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 ?**

L'évolution proposée va dans le bon sens, et aurait un effet favorable sur l'évolution des profils de consommation. Toutefois, il faut préciser, si on souhaite un effet significatif, les modalités d'une migration des option BASE d'aujourd'hui vers ce nouveau tarif BASE des TRV.

**Réponse ANODE à la consultation publique n°2022-08 du 22 septembre 2022 relative aux évolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE)**

L'ANODE, association représentant la majorité des fournisseurs alternatifs présents sur le marché français de l'énergie que ce soit en électricité ou en gaz, tient à remercier vivement les services de la CRE pour l'ensemble des travaux qu'ils ont conduit depuis plusieurs mois, auxquels l'ANODE avait contribué notamment en avril 2022, et qui aboutissent aujourd'hui à la mise en consultation publique de plusieurs propositions d'évolutions pour la construction des TRVE.

L'ANODE salue les avancées que la CRE propose aujourd'hui, mais constate que la nouvelle méthodologie de construction ne permettrait toujours pas une « concurrence tarifaire effective » telle qu'elle devrait résulter de l'application du droit européen.

Pour y remédier, l'ANODE souhaite partager ses différentes remarques et propositions afin de satisfaire cet objectif.

**Rappel des principes juridiques applicables à la construction des TRVE**

Attaché au principe de contestabilité et de couverture des coûts, l'ANODE invite la CRE à s'assurer que la nouvelle méthodologie de fixation des TRVE respectera pleinement le principe de « concurrence tarifaire effective » issu du droit européen, et qui n'est pas respecté depuis plusieurs années (sous-estimation des coûts réels supportés par les fournisseurs, tant pour EDF que pour les fournisseurs alternatifs).

Le code de l'énergie dispose que les TRVE sont proposés par la CRE aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie, selon la méthodologie dite « **par empilement des coûts** » conformément aux dispositions de [l'article L.337-6](#), à savoir « *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 même code fixe les modalités de détermination de chacune de ces briques de coûts.

Dans l'élaboration de ces tarifs, la CRE et les ministres doivent respecter le principe supérieur de droit européen posé à l'article 5 de la directive 2019/944 (la Directive Electricité), qui exige que toute intervention étatique sur les tarifs de détail d'électricité débouche sur des tarifs établis « *à un prix supérieur aux coûts, à un niveau permettant une concurrence tarifaire effective* ». Cette même disposition pose par ailleurs des principes de transparence, de non-discrimination et de proportionnalité.

**1) Calcul du complément d'approvisionnement en énergie**

[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 ?

Bien que les évolutions proposées soient positives et aillent dans le bon sens, la méthode de calcul proposée reste largement imparfaite. L'ANODE alerte la CRE sur le fait qu'à partir du moment où les TRVE ne sont mis à jour qu'une seule fois par an et que l'ensemble des produits de marché nécessaires à la couverture des consommations ne sont pas disponibles, les TRVE sont calculés sur la base d'historiques de prix potentiellement totalement décorrélés des prix qui se concrétiseront ultérieurement, avec des risques importants (et avérés depuis 2021), surtout dans le contexte actuel, d'avoir de fortes déformations de la courbe de prix..

A titre d'illustration, s'agissant uniquement de la forme infra-trimestrielle, celle-ci ne peut être sourcée qu'à court-terme : lorsque ceux-ci sont très supérieurs à la moyenne des prix sur les 2 années passées, la méthodologie aboutit ainsi à ne pas couvrir les coûts de fourniture. Il existe aujourd'hui un spread de 1000€/MWh entre les mois d'octobre et décembre 2022, alors que la formule actuelle des TRVE reposant sur des historiques aboutit à un écart de 26 €/MWh entre ces 2 mois. Il en résulte une sous-couverture des coûts par les TRVE d'environ 14 €/MWh (intégré ni par les coûts d'approvisionnement, ni par les primes de risques).

L'ANODE regrette en outre :

- que les spreads bid/ask que rencontre tout acteur de marché n'aient pas été intégrés aux TRVE alors qu'ils sont à la hauteur de la démesure des prix actuels. Ces derniers ont été multipliés par 10 en particulier pour la pointe.
- que les coûts associés à la sécurisation financière des transactions sur les marchés de gros (initial margin) ne soient pas pris en compte : pour acheter 1 MW de cal-23 Base, il est aujourd'hui nécessaire de déposer 1,3 M€ de collateral. Le lissage sur 24 mois aboutit à un besoin cumulé moyen de collateral de 45 €/MWh (hors écrêtement ARENH), soit un coût de 1,4 €/MWh avec un taux d'intérêt de 3%.
- que la CRE ne prenne pas en compte les risques associés aux couvertures financières, dont les livraisons ne sont pas garanties en cas de curtailment en day-ahead : il conviendrait soit que la CRE base ses calculs sur des références de prix de produits physiques (environ 5 €/MWh plus chers que les produits financiers sur Q1-23), soit qu'elle précise le traitement qu'elle entend faire des situations de curtailment.

Par ailleurs, le lissage sur 2 ans du sourcing n'est pas répliquable par la quasi-totalité des fournisseurs de l'Anode qui ne disposent pas d'une taille de portefeuille suffisante pour intervenir sur les marchés tous les jours. Ce biais méthodologique est structurel et impossible à gérer pour les fournisseurs alternatifs. Nous préférons donc une réduction de la période de lissage à 1 an en 2025, comme proposé par la CRE. Toutefois, bien que cela permettrait de réduire ce problème, il ne le résoudrait pas complètement. Pour prendre en compte ce biais, la CRE devrait revoir la méthodologie soit en réduisant de manière beaucoup plus importante la durée du lissage (trimestrielle), soit en prenant en compte des cotations hebdomadaires, soit en intégrant une composante de risque supplémentaire.

⇒ *L'ANODE appelle à une révision plus fréquente des TRVE, comme cela est le cas pour les TRVgaz, ou à une prise en compte des produits non disponibles à travers l'intégration d'une prime de risque avec, potentiellement, un système de régularisation a posteriori.*

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 ?

Comme évoqué ci-dessus, l'ANODE rappelle que les frais d'accès au marché ne se limitent pas aux seuls frais de transaction mais incluent aussi les appels de marge (notamment les *initial margin*) et les spread bid/ask.

S'agissant des appels de marge, l'A.N.O.D.E. tient à alerter la CRE sur les coûts élevés, notamment pour les nouveaux entrants, des appels de marge pour les achats forward : la Commission européenne a notamment alerté sur ce sujet dans sa communication REpowerUE. Il existe aujourd'hui un risque pour de petits acteurs de ne pas pouvoir payer les appels de marges sur leurs volumes, et donc de ne pas pouvoir répliquer le TRVE.

- ⇒ *L'ANODE considère que le triplement des frais est largement sous-évalué par rapport à la réalité du marché actuel et appelle la CRE à prendre en compte l'ensemble des coûts de trading effectivement supportés.*

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 ?

- ⇒ *L'ANODE est favorable à une réduction de la durée de lissage à partir de 2025, cette dernière devrait également s'accompagner d'une révision des TRVE plus fréquente, notamment pour prendre en compte l'évolution des coûts d'approvisionnement (2 fois par an par exemple), ou à défaut de régularisation d'une période tarifaire à l'autre. Il est impératif que cette évolution soit actée dès novembre 2022.*

## 2) Calcul du « coût des écarts » au périmètre d'équilibre

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 ?

Les surcoûts d'écarts correspondent aux surcoûts associés aux erreurs de prévision de consommation, au regard du prix de règlement des écarts (positifs ou négatifs) par rapport aux prix spot. Depuis au moins 2016, la CRE retient une valeur de 0,3 €/MWh dans un contexte où les prix spot moyens ont été de 39,5 €/MWh en 2019 et 32,2 €/MWh en 2020 (soit ≈1 % du prix spot).

Nous souhaitons également alerter la CRE sur le fait que le profilage dynamique à date, ne permet pas d'améliorer la prévision du fournisseur mais simplement la qualité de la reconstitution des flux. En ce sens, le profilage dynamique ne saurait justifier d'une réduction du coût des écarts pour les fournisseurs.

- ⇒ *L'ANODE accueille favorablement l'indexation de la brique de coût moyen des écarts à une référence de prix de marché. Nous considérons qu'il est préférable de prendre en compte une référence de prix cohérente avec la période de livraison du TRVE. A ce titre, nous sommes favorables à la prise en compte de la moyenne arithmétique des cotations du produit calendaire base en décembre de l'année N. La mise en place de régularisations à posteriori pourrait être mise en œuvre pour ajuster les écarts constatés.*

## 3) Calcul d'approvisionnement des CEE



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 ?

Les coûts des CEE intégrés dans les TRVE correspondent actuellement au coût moyen d'approvisionnement en CEE d'EDF. Or à date, aucune transparence n'est faite sur cette composante de coûts qui est intégrée dans la brique globale des coûts commerciaux d'EDF, et ce, au motif du secret des affaires.

L'ANODE accueille favorablement la prise en compte d'un index permettant une lisibilité de la structure des coûts et une indexation opposable aux clients. En ce sens, le choix d'un index basé sur la plateforme Emmy est pertinent dans la mesure où il s'agit du seul index qui englobe l'ensemble des transactions.

Toutefois, l'indice Emmy (Spot ou Standard) présente des limites structurantes puisqu'il est construit sur la base du marché secondaire, sur lequel les transactions peuvent être conclues à des moments de marchés très différents. Dans l'absolu, il serait préférable de prendre en compte un indice qui donne le prix des CEE sur la période de livraison future correspondant à la période d'approvisionnement du TRVE.

L'ANODE est en revanche défavorable :

- A la prise en compte de l'index Emmy Spot seul, compte tenu du faible volume de transactions ;
- Au bornage de +/-20 % de l'index Emmy Standard. A ce titre, la méthodologie de fixation de ce corridor mériterait d'être précisée.
- Au lissage de 2 ans induit par la volonté de corréliser ce lissage avec celui utilisé pour l'approvisionnement du complément en énergie (alors qu'une partie significative des approvisionnements sont effectués peu de temps avant le début de l'année, compte tenu de l'écrêtement de l'ARENH). De plus, les interventions répétées de la DGEC peuvent influencer plusieurs fois par an sur le prix et le niveau d'obligation.

Par ailleurs, et alors que la DGEC envisage un dispositif de « corridor de prix » des CEE, il n'apparaît pas pertinent qu'un deuxième corridor soit établi pour les TRVE.

L'ANODE accueille favorablement l'affectation du coût des CEE sur la seule part variable. Il est nécessaire que les coûts afférents aux CEE soient transparents et que les acteurs puissent anticiper leur évolution.

**Propositions de l'ANODE :**

- ⇒ ***Privilégier une indexation sur un panier constitué de X% d'index Emmy Standard et Y% d'index Emmy Spot.***
- ⇒ ***Lisser sur une période plus courte, par exemple sur les 12 mois antérieurs ou depuis la dernière évaluation des TRVE, d'autant que l'index Emmy Standard repose déjà sur une durée de 18 mois.***

- ⇒ *Elargir la DSP d'Emmy à une mission de contrôle des transactions (aujourd'hui en saisie manuelle sans contrôle), notamment en (i) fournissant le contrat de vente entre les entités et (ii) simplifiant les unités de saisie en kWhC dans l'IHM.*
- ⇒ *Conduire sous l'égide de la DGEC une étude pour définir le coût de revient véritable du CEE dans la mesure où l'administration pourrait agréger l'ensemble des niveaux de prime.*

#### 4) Détermination de la rémunération normale

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

Depuis 2016, la CRE retient un niveau de rémunération normale de l'activité de fourniture globalement inchangé, permettant de couvrir au quantile 95 % un certain nombre de risques, notamment celui de la thermosensibilité qui n'est d'ailleurs pas un risque mais un coût en espérance. L'ANODE constate que la CRE a fait le choix en janvier 2022 de laisser à nouveau inchangé facialement ce niveau de marge, ce qui conduit :

- À diminuer la couverture des risques, dans un contexte pourtant nettement plus risqué, alors même que la CRE s'inquiète par ailleurs de la solidité financière de certains fournisseurs et du niveau de risques qu'ils peuvent être amenés à prendre... ;
- À baisser le niveau de marge réel (et même à l'annuler totalement), compte tenu de l'augmentation du coût de thermosensibilité en espérance (dont l'augmentation pour 2022 est d'un ordre de grandeur analogue au niveau de marge retenu).

L'ANODE accueille favorablement le transfert de l'espérance des risques de la composante « marge » à la composante « approvisionnement ». Toutefois, il semblerait que le niveau de 2 % de marge proposé couvre toujours certains risques, dans la mesure où le risque thermosensibilité ne constitue qu'une partie du risque porté par les fournisseurs.

La nouvelle méthodologie, associée à un niveau de rémunération en pourcentage, engendrerait une marge élevée lorsque les prix sont élevés et une faible marge lorsque les prix sont faibles.

- ⇒ *L'ANODE propose de dissocier complètement tous les risques et les coûts afin de retenir une composante de rémunération de l'activité de fourniture fixée en €/MWh.*
- ⇒ *S'agissant de la brique risque, il convient de prendre en compte la totalité du risque volume, la thermosensibilité et les facteurs d'usage, ainsi que les autres risques et coûts évoqués aux questions 1 et 2.*

#### 5) Sécurité d'approvisionnement : Leviers de rétablissement de l'attractivité de l'option HPHC

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 1er août 2022 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 ?

Question 16 : L'introduction dans les TRVE à moyen terme d'une option à 4 postes horsaisonniers, 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 ?

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 ?

Comme le rappelle la CRE, l'année 2022 est singulière dans la mesure où l'ampleur de l'écrêtement a renchéri le coût du complément d'approvisionnement au marché. L'option Base bénéficiant d'un droit ARENH plus élevé, cette hausse du coût a rendu l'option HPHC conjoncturellement plus intéressante.

L'ANODE partage l'objectif général de pérenniser l'attractivité de l'option Heures Pleines / Heures Creuses par rapport à l'option Base. Il est primordial de donner au consommateur les bons signaux et permettre de révéler les flexibilités pouvant rendre service aux marchés et au réseau. Toutefois, toute évolution de la structure doit garantir la visibilité et la répliquabilité de chaque option. Elle ne doit pas non plus générer une instabilité de la structure tarifaire avec des évolutions trop fréquentes qui empêcheraient l'innovation des offres.

En effet, les propositions de la CRE ne préservant pas la répliquabilité au niveau de l'option pourrait se révéler contreproductive à terme. Le transfert artificiel du coût d'approvisionnement de l'option HPHC vers la Base pose tout d'abord une question de discrimination du fait de l'introduction de subventions croisées entre les clients de ces deux catégories. Or, l'objectif prioritaire que doit suivre le TRV est de représenter le coût réel de commercialisation de l'énergie à la catégorie de clients concernée. La priorité devrait être donnée à la correction des biais de la méthodologie actuelle et ce avant toute introduction éventuelle de transferts économiques entre options qui, quoi qu'il en soit, poseraient des questions légitimes de droit.

De plus, ajuster le niveau final de l'option HPHC relativement à celui de la Base ne peut être une solution pérenne en ce qu'elle affectera la répliquabilité de l'option HPHC, privant les fournisseurs alternatifs d'espace économique sur celle-ci. Rendre cette option plus attractive en transférant une partie du coût d'approvisionnement sur la Base aura pour conséquence une augmentation de sa commercialisation, alors même que son coût réel de couverture sera supérieur à ce que permettra de recouvrir le tarif. Ainsi, cette solution introduira un paradoxe non supportable puisque, sous prétexte de vouloir attirer plus de clients sur un tarif à différenciation temporelle, elle réduira encore plus la contestabilité du TRV et donc la capacité des fournisseurs alternatifs à la proposer.

L'ANODE considère qu'il serait plus pertinent de repenser l'origine de la construction de la couverture des coûts de l'option Base.

L'ANODE partage l'objectif de généraliser des offres avec une différenciation temporelle, qu'elle soit horaire et/ou saisonnière. Cependant, les TRV ne peuvent être un objet d'innovation, au risque d'obérer l'espace économique des fournisseurs alternatifs et de menacer la concurrence par les services, appelée de ses vœux par la CRE depuis plusieurs années. La création d'une option supplémentaire HPHB ne nous semble donc pas acceptable sur le principe.

Par ailleurs, l'augmentation du nombre d'heures creuses ne paraît pas adaptée dans le sens où elle aurait probablement pour effet un nivellement des tarifs entre les différentes plages horaires, d'autant plus dans la perspective du développement des nouveaux usages, en particulier la recharge du véhicule électrique, qui seront déplacés sur les heures creuses nocturnes actuelles. L'effet sur la pointe serait également plus qu'incertain.

Toutefois, deux pistes prioritaires pourraient être étudiées :

- **La répartition des plages d'heures creuses** : comme nous le constatons avec la mesure exceptionnelle de désactivation de l'asservissement des usages sur les HC méridiennes pour le passage de l'hiver, la répartition actuelle n'est pas satisfaisante et les compteurs Linky permettent, moyennant un préavis de 6 mois, à Enedis de modifier aisément ces créneaux. L'ANODE encourage la CRE à inciter Enedis à partager ses travaux sur le sujet et à échanger avec les acteurs afin de trouver une solution ;
- **La saisonnalité des FTA** : depuis le TURPE 5, les FTA différenciant saison haute et saison basse existent. Les HC méridiennes pourraient être vertueuses en saison basse afin d'évacuer la production ENR raccordée au réseau de distribution. Afin de pallier le problème de leur existence en saison haute, il pourrait être pertinent d'introduire des FTA saisonnalisées permettant la présence d'heures creuses méridiennes seulement au moment de l'année où cela est utile pour le système, tout en conservant chaque jour le même nombre d'heures creuses. Une telle évolution devra être décidée suffisamment à l'avance avant son entrée en vigueur afin de permettre à tous les acteurs de l'anticiper dans leurs offres et leurs systèmes d'information.

Dans tous les cas, il est important que de telles évolutions prennent en compte le service réel rendu au réseau ainsi que son coût pour les fournisseurs.

- ⇒ *L'ANODE partage l'objectif général de pérenniser l'attractivité de l'option Heures Pleines / Heures Creuses par rapport à l'option Base.*
- ⇒ *L'ANODE partage l'objectif de généraliser des offres avec une différenciation temporelle, qu'elle soit horaire et/ou saisonnière.*
- ⇒ *L'ANODE considère que les évolutions de la structure du TRVE nécessitent des travaux et concertations supplémentaires avec les acteurs de marché et propose qu'une nouvelle consultation publique traite de l'évolution de la structure des HP/HC, en envisageant notamment la suppression de l'option Base à partir de 2025. Les évolutions structurantes devront être annoncées avec un préavis suffisamment pour permettre aux fournisseurs et consommateurs de pleinement les anticiper et préparer.*

## 6) Autres remarques :

Il conviendrait en outre :

- Que les TRVE 2023 intègrent le reliquat du rattrapage du mois de janvier 2022 qui n'a pas été intégré dans les TRVE d'août 2022 et plus généralement que la CRE systématise la prise en

compte ex-ante des impacts associés au décalage d'application des TRVE par rapport à la période de calcul (ie. Intégrer dans les TRVE s'appliquant à partir du 1<sup>e</sup> février N les impacts positifs ou négatifs d'une non-application au 1<sup>er</sup> janvier N)

- Que les éventuelles briques de risques qu'il serait nécessaire de conserver soient évaluées à un quantile cohérent par rapport i) aux conditions de marché actuelles, ii) à une couverture effective des risques supportés par les fournisseurs. A ce titre, une couverture au risque 95% comme cela était le cas jusqu'en 2022 paraît pertinent.
- Que la CRE apporte une plus grande visibilité au secteur sur la couverture effective des coûts d'EDF par les TRVE (en particulier pour 2022), de sorte à s'assurer que les coûts de fourniture supportés par sa branche Commerce soient cohérents avec ceux d'un fournisseur ne bénéficiant pas d'une intégration avec le parc de production d'EDF.

## Contribution de C2E Market à la consultation publique relative aux évolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité

### Introduction

*Souhaitez-vous faire précéder votre contribution d'un propos d'introduction ?*

L'objectif poursuivi par la CRE consistant à disposer en ce qui concerne le coût d'approvisionnement des CEE d'une référence opposable, répliquable et transparente nous paraît aller dans le sens de l'intérêt général.

L'un des objectifs de notre place de marché (C2E Market) est précisément de fournir à l'ensemble des acteurs du marché des CEE une transparence sur les prix des CEE, en fournissant des indices de prix robustes et répliquables sur l'ensemble des segments de marché. De l'avis de la très grande majorité des acteurs de marché, cet objectif est désormais atteint.

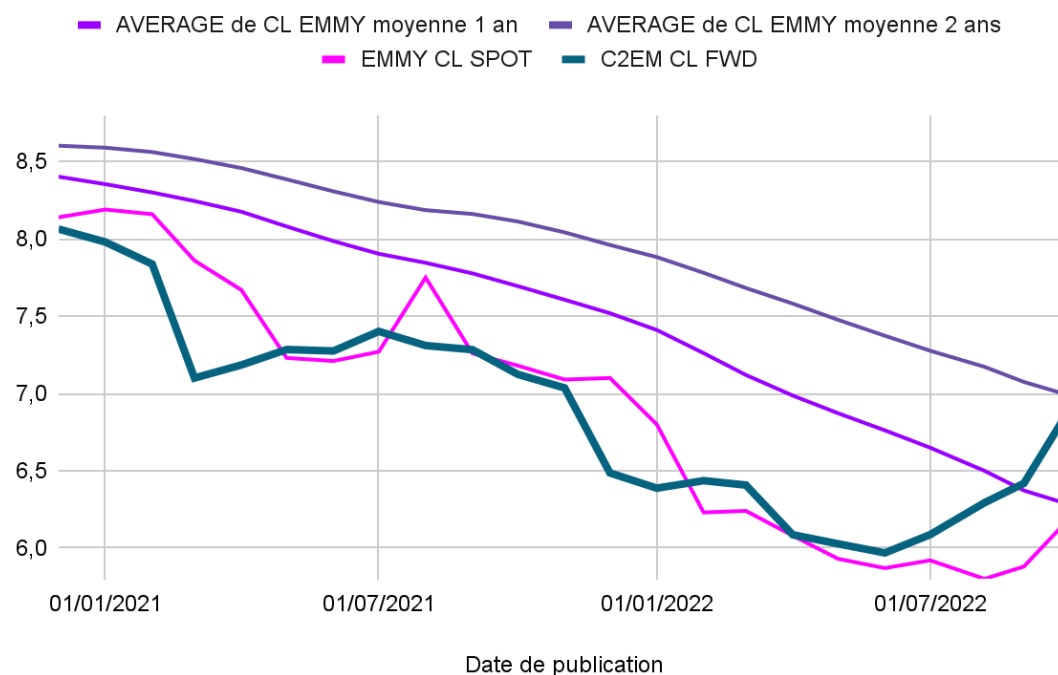
*Question 7 : Les indices Emmy Spot classique et précarité vous semblent-ils être assez robustes pour servir de référence de coût dans les TRVE ? A défaut, quelle référence alternative privilégieriez-vous ?*

La référence proposée dans la consultation présente l'incontestable avantage d'être transparente et opposable.

Elle a en revanche l'inconvénient de ne pas être répliquable, ce pour deux raisons.

La première est que la moyenne des indices EMMY sur un ou deux ans n'a aucune raison d'être représentative des coûts d'approvisionnement d'un fournisseur d'électricité fixant ses tarifs pour les années à venir. Celui-ci s'appuiera en effet pour neutraliser les risques pesant sur ses coûts d'approvisionnement sur des contrats d'achat à terme, dont le prix ne sont en rien liés par la moyenne des prix passés - comme l'illustre la courbe ci-dessous, mais reflète les anticipations du marché sur l'avenir. La raison fondamentale est que « l'expérience est une lanterne attachée dans notre dos, qui n'éclaire que le chemin parcouru » (Confucius). Sur un marché aussi volatil que les CEE, le risque est dès lors grand de voir la composante CEE des tarifs réglementés être à chaque fois en opposition de phase avec les coûts réels des fournisseurs d'électricité, ce incluant EDF.

## Comparaisons moyennes sur 1 an et 2 an EMMY SPOT avec le SPOT EMMY et les prix à terme sur C2E Market



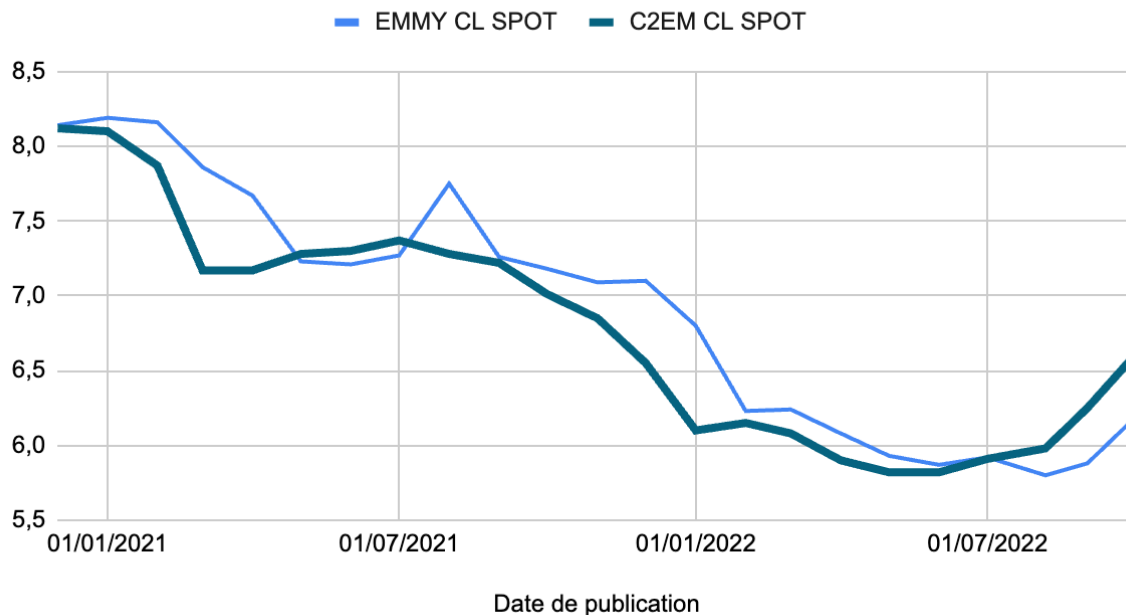
Ainsi, au 1er janvier 2022, les fournisseurs d'électricité construisaient leur tarif pour l'année à venir et les suivantes sur la base pour le coût d'approvisionnement en CEE d'un prix moyen de 6,39 € / MWhc pour 2022 par exemple, correspondant à la moyenne des prix à terme pour la période à venir (C2EM CL FWD), alors que les modes de calcul proposés dans le document de consultation auraient conduit à un prix de 7,41 € / MWhc (moyenne sur 1 an) et de 7,88 € / MWhc (moyenne sur 2 ans).

Il ne s'agit pas d'un effet ponctuel : la remontée actuelle des prix des CEE conduira mécaniquement à l'effet opposé au 1er janvier 2023, à savoir une probable sous-estimation des coûts d'approvisionnement.

La deuxième raison est que l'indice SPOT EMMY ne reflète que très imparfaitement les prix de marché :

- il souffre d'un retard de 2 à 3 mois par rapport au marché, les prix n'étant constatés qu'au moment de la livraison et non pas lors de la conclusion de la transaction;

## Comparaison EMMY vs C2EM sur CL SPOT

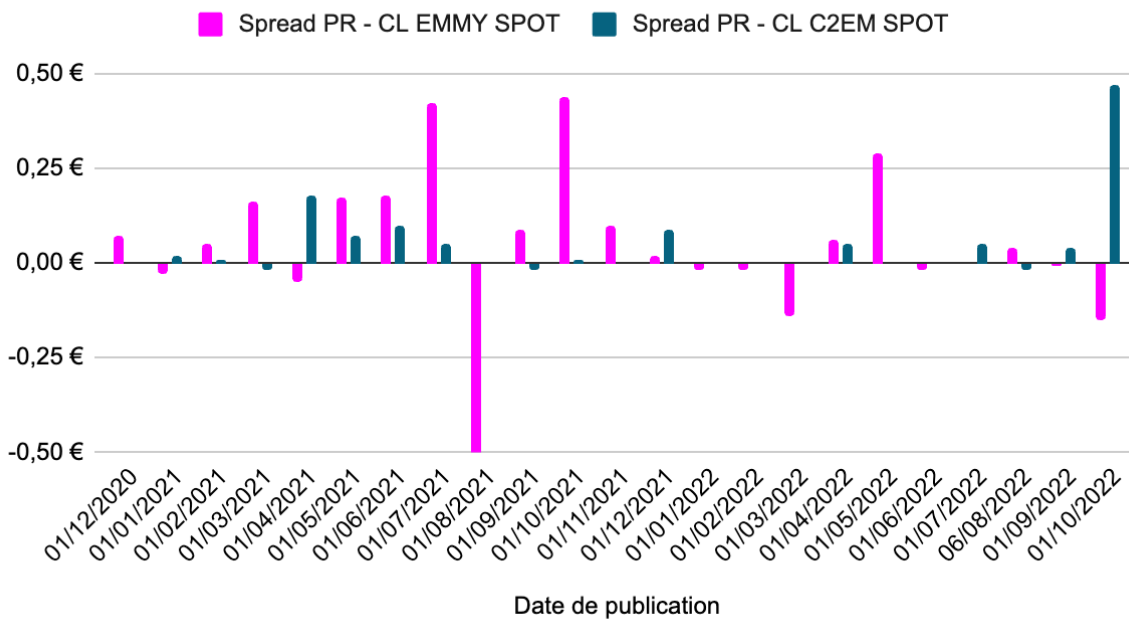


- Il mélange des contrats hétérogènes, par exemple en terme de conditions de paiement ou de flexibilités consenties sur les volumes, les dates de livraison, la part de CEE Précarité,
- Il se fait la base de déclarations purement volontaires. Ainsi une entreprise peut, de manière intentionnelle ou non, ne pas inclure un transfert qui aurait dû être sélectionné dans l'indice ou inversement inclure un transfert qui est par exemple trop ancien. Emmy ne disposant d'aucune information sur la date de conclusion du contrat donnant lieu au transfert ne peut objectiver ces déclarations.
- Il est soumis à l'aléa des difficultés techniques d'Emmy qui en ce moment par exemple n'arrive pas à gérer la dématérialisation des Ordres de Transfert (ODT). Ainsi une bonne partie des transferts du mois ne sont pas "passés" et ne peuvent donc pas rentrer dans l'indice.
- Il exclut donc la majeure partie des opérations qui sont des transactions à terme et ne rentreront donc jamais dans aucun des indices SPOT. Pour informations sur notre place de marché, les opérations SPOT ne représentent que 15% des volumes.
- Il est également soumis à révision des mois après publication comme cela a été le cas sur l'indice Classique SPOT de juin 2022 révisé de 6,63 €/MWhc à 5,92 €/MWhc mi août.

L'ensemble de ces vices de fabrication fait que l'indice SPOT EMMY n'est en réalité pas répliquable par le marché. Indépendamment des déclarations des principaux acteurs de marché - qui sont nombreux à estimer que l'indice EMMY SPOT ne reflète pas de manière fiable les évolutions de marché - la preuve en est donnée dans l'écart de valeur entre les indices précarité (PR) et classiques (CL). Les CEE PR pouvant être livrés en substitution des CEE CL, leur prix est toujours sur le marché supérieur ou égal à celui des CL. Or, les indices EMMY SPOT PR sont passés à plusieurs reprises largement au dessous des indices SPOT CL, démontrant ainsi que ces indices ne reflètent pas le marché :



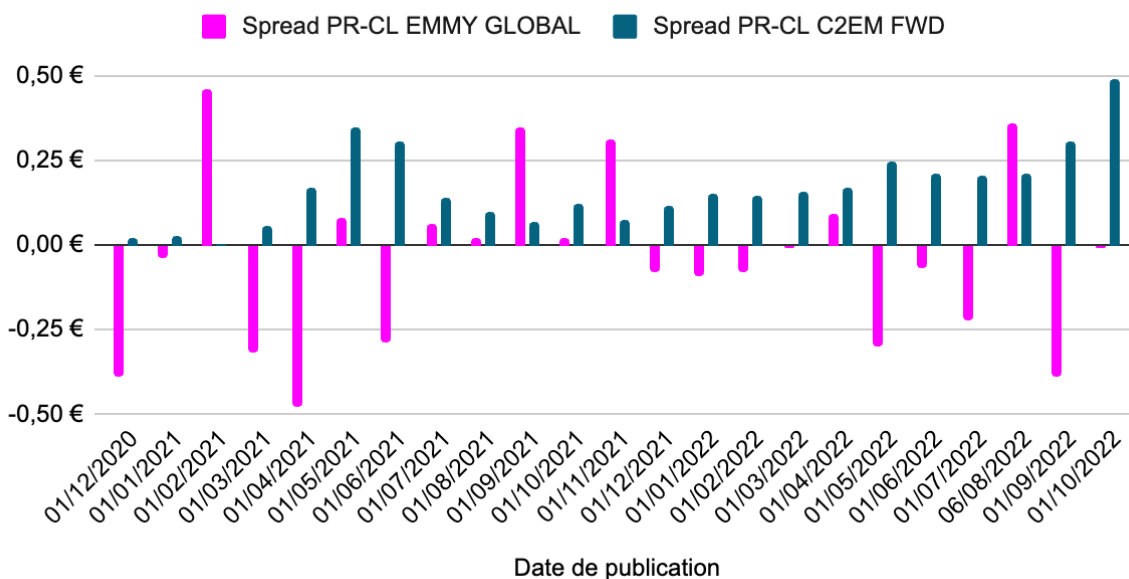
## Evolution de l'écart PR - CL sur EMMY et sur C2EM



**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 ?

L'indice Emmy Standard est encore moins fiable que l'indice EMMY SPOT, puisqu'en plus de présenter les mêmes faiblesses, il mélange des contrats de termes différents. Il agrège à la date de sa publication le prix de transactions conclues dans le passé à des périodes très différentes, certaines récemment, d'autres il y a plus de 3 ans, à une époque où le régime de marché était radicalement différent. La simple observation des évolutions passées des écarts entre les indices globaux classiques (CL) et précarités (PR) suffit à en démontrer l'absence totale de fiabilité.

## Evolution de l'écart PR - CL pour EMMY GLOBAL et pour C2EM FWD



Si la CRE retient la solution de l'indice SPOT EMMY comme référence, en dépit de sa répliquabilité par les acteurs de marché, il conviendrait a minima de la borner par les meilleures offres de vente et d'achat à terme proposées au moment de la fixation des tarifs, tels qu'observées sur le marché, par exemple sur C2E Market.

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 ?

Comme nous l'avons vu en réponse à la question 7, la moyenne arithmétique des prix SPOT passés est un très mauvais estimateur des coûts des CEE réellement utilisés par les fournisseurs d'électricité, et conduit à des coûts à contre-cycle des coûts réels.

Il serait beaucoup plus logique d'utiliser les prix à terme des CEE, c'est-à-dire le prix des CEE devant être livrés pour la période où l'obligation devra être remplie. Pour couvrir leur risque de prix, les fournisseurs seront en effet amenés à utiliser ces contrats à terme pour sécuriser leurs achats.

Pour être fiable et représentatif, ces prix à terme doivent être reposés sur des contrats standardisés. A titre d'exemple, le prix de CEE pré-financé par l'acheteur n'est évidemment pas le même que celui de CEE payés à la livraison. C'est pourquoi la solution qui consisterait à tenter de collecter l'ensemble des prix de transactions réalisées sur une période données, avec les caractéristiques des contrats sous-jacents, conduirait de fait à un estimateur non répliquable des coûts d'approvisionnement, avec une fiabilité encore moindre que l'indice EMMY SPOT, du fait de la grande hétérogénéité des contrats à terme.

En revanche, les prix que C2E Market fournit depuis près de 2 ans sont fiables et répliquables, car ils reposent sur des sous-jacents standardisés. En effet, les transactions reposent toutes sur le même contrat repris dans notre règlement de marché.

L'utilisation des indices de C2E Market peut en outre être complétée par la consultation d'un panel d'experts, répartis de manière équilibrée entre les acheteurs et les vendeurs, pour leur demander leur propre estimation des prix à terme, et faire la moyenne en écartant les extrêmes : le procédé est utilisé de manière standard sur d'autres marchés de matières premières illiquides. C'est ainsi par exemple que fonctionne la plupart des prix publiés par Platts ou ICIS, Heren ...

La CRE pourrait indiquer dans sa procédure a priori qu'elle utilisera toutes les informations de marché disponibles pour estimer les coûts d'approvisionnement en CEE, l'important étant qu'elle indique de manière transparente a posteriori les informations et la formule de calcul utilisée. L'utilisation des indices C2E Market et/ou d'un panel d'experts permet d'offrir transparence et opposabilité, tout en étant effectivement répliquable par les fournisseurs d'électricité.

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 ?

L'obligation CEE étant proportionnelle aux ventes d'énergie, exprimée en MWh, il s'agit donc bien d'un coût proportionnel et devrait donc en tout logique être affecté intégralement sur la part énergie.

---

## Consultation publique relative aux évolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité

Date de la contribution : 17/10/2022

### Introduction

La CLCV s'indigne du fait que la réflexion de la CRE sur la plage du cout d'écrêtement ("1 - 23 dec") ne se soit effectuée qu'avec les fournisseurs alternatifs . Les associations de consommateurs ont été les premières à lancer l'alerte sur ce sujet puis à attaquer devant la juge la délibération 2022 du TRV pour cette raison. Se contenter de consulter les opérateurs alternatifs est pour le moins inapproprié puisque l'on reproche, à tort ou à raison, à la CRE sur ce sujet de faire la part belle à ces acteurs. Il n'est d'ailleurs pas étonnant de constater que la décision de la CRE modifie a minima la plage de calcul ce que nous contestons.

### Coût de l'approvisionnement du complément en 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 ?

non. nous adhérons a ce texte commun de nombreuses association de consommateurs et de collectivités locales

Associations de consommateurs, de collectivités concédantes et de maires, nous prenons la parole pour alerter sur un projet de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) visant à accroître l'exposition des consommateurs et collectivités éligibles aux tarifs de l'électricité aux fluctuations fort risquées du marché de gros de l'électricité dans le seul but de faciliter le jeu de la concurrence.

**La CRE a mis en consultation un projet de modification de la formule de calcul du tarif règlementé de vente de l'électricité (TRVE). Elle propose une évolution de la méthode de calcul de la brique « coûts d'approvisionnement en énergie » des fournisseurs qui nous semble inacceptable, en ce qu'elle conduirait ces tarifs à s'éloigner encore davantage de ce qui doit être leur mission première : protéger les consommateurs et autres clients éligibles à ces tarifs, dont les petites collectivités, d'une exposition trop grande à la volatilité des prix de gros de l'électricité.**

Dans le cadre de la méthode actuelle de lissage sur deux ans, elle envisage ainsi dans un premier temps de calculer le coût d'approvisionnement de « la forme de la courbe de charge » que sur la deuxième année de lissage (plutôt que sur deux années). Et, à compter de 2025, de ne calculer en définitive le coût de cet approvisionnement que sur une durée d'un an. Ces évolutions, si elles devaient être adoptées, conduiraient mécaniquement à une plus grande « instabilité » des tarifs réglementés, qui deviendraient encore plus perméables qu'aujourd'hui aux fluctuations du marché

**Ce projet nous semble contradictoire avec les déclarations gouvernementales appelant à des reformes protectrices du marché de gros de l'énergie. La parole politique se veut rassurante mais elle laisse mains libres au régulateur qui lui déploie un agenda visant à exposer encore davantage les consommateurs au marché. La réforme proposée de la méthode de calcul du TRVE répond d'ailleurs assez exactement aux revendications présentées dans un Livre blanc de l'association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE) dans la perspective des dernières élections présidentielles. De fait, en page 5 ce livre blanc estimait que le tarif réglementé est « une véritable barrière pour le bon fonctionnement de la concurrence. A titre d'illustration, les TRVE ne prennent en compte l'évolution des coûts d'approvisionnement sur le marché qu'une seule fois par an, et avec un lissage sur deux ans. ». Le lissage sur deux ans était donc un obstacle à abattre. Dans son projet la CRE répond ainsi parfaitement à cette demande des fournisseurs alternatifs : « Un raccourcissement de la période de lissage permettrait de réduire l'impact des TRVE sur la dynamique concurrentielle sur le marché de détail ».**

Dans le présent projet, la CRE cherche ainsi à prendre en compte les difficultés spécifiques de couverture marché des fournisseurs alternatifs. Ne produisant rien et étant souvent de très petites tailles, ces courtiers virtuels

peinent à se couvrir et leur position sera facilitée s'ils devaient concurrencer un tarif réglementé basé sur un historique moins long.

**Associations de consommateurs et de collectivités nous demandons à la CRE de renoncer à ce projet de refonte du calcul. Alors que de nombreux acteurs – et certains d'entre eux en sont d'ailleurs persuadés depuis longtemps - reconnaissent le rôle particulièrement salvateur d'une réglementation des tarifs dans le contexte actuel, il semblerait assez paradoxal de faire mine de reconnaître l'intérêt de ce « garde-fou », tout en cherchant par un mécanisme plutôt « obscur » pour le grand public à le dénaturer complètement.**

L'Autorité de la concurrence dans son avis sur les tarifs de l'électricité de 2021, avait d'ailleurs insisté « sur l'importance que la question des TRV ne soit plus cantonnée à un débat d'experts et [avait invité] à un débat public éclairé sur le sujet. » Une consultation publique conduite sur quelques jours par le régulateur ne constitue en aucun cas ce que devrait être ce grand débat public, au vu de l'importance que revêt la question de la réglementation des tarifs dans le contexte actuel de crise du prix des énergies !

**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 ?

il faut rester à la formule actuelle. nous adhérons au texte commun écrit par de nombreuses association de consommateurs et de collectivité locales

Associations de consommateurs, de collectivités concédantes et de maires, nous prenons la parole pour alerter sur un projet de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) visant à accroître l'exposition des consommateurs et collectivités éligibles aux tarifs de l'électricité aux fluctuations fort risquées du marché de gros de l'électricité dans le seul but de faciliter le jeu de la concurrence.

**La CRE a mis en consultation un projet de modification de la formule de calcul du tarif règlementé de vente de l'électricité (TRVE). Elle propose une évolution de la méthode de calcul de la brique « coûts d'approvisionnement en énergie » des fournisseurs qui nous semble inacceptable, en ce qu'elle conduirait ces tarifs à s'éloigner encore davantage de ce qui doit être leur mission première : protéger les consommateurs et autres clients éligibles à ces tarifs, dont les petites collectivités, d'une exposition trop grande à la volatilité des prix de gros de l'électricité.**

Dans le cadre de la méthode actuelle de lissage sur deux ans, elle envisage ainsi dans un premier temps de calculer le coût d'approvisionnement de « la forme de la courbe de charge » que sur la deuxième année de lissage (plutôt que sur deux années). Et, à compter de 2025, de ne calculer en définitive le coût de cet approvisionnement que sur une durée d'un an. Ces évolutions, si elles devaient être adoptées, conduiraient mécaniquement à une plus grande « instabilité » des tarifs réglementés, qui deviendraient encore plus perméables qu'aujourd'hui aux fluctuations du marché

**Ce projet nous semble contradictoire avec les déclarations gouvernementales appelant à des réformes protectrices du marché de gros de l'énergie. La parole politique se veut rassurante mais elle laisse mains libres au régulateur qui lui déploie un agenda visant à exposer encore davantage les consommateurs au marché. La réforme proposée de la méthode de calcul du TRVE répond d'ailleurs assez exactement aux revendications présentées dans un Livre blanc de l'association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE) dans la perspective des dernières élections présidentielles. De fait, en page 5 ce livre blanc estimait que le tarif réglementé est « une véritable barrière pour le bon fonctionnement de la concurrence. A titre d'illustration, les TRVE ne prennent en compte l'évolution des coûts d'approvisionnement sur le marché qu'une seule fois par an, et avec un lissage sur deux ans. ». Le lissage sur deux ans était donc un obstacle à abattre. Dans son projet la CRE répond ainsi parfaitement à cette demande des fournisseurs alternatifs : « Un raccourcissement de la période de lissage permettrait de réduire l'impact des TRVE sur la dynamique concurrentielle sur le marché de détail ».**

Dans le présent projet, la CRE cherche ainsi à prendre en compte les difficultés spécifiques de couverture marché

des fournisseurs alternatifs. Ne produisant rien et étant souvent de très petites tailles, ces courtiers virtuels peinent à se couvrir et leur position sera facilitée s'ils devaient concurrencer un tarif réglementé basé sur un historique moins long.

**Associations de consommateurs et de collectivités nous demandons à la CRE de renoncer à ce projet de refonte du calcul. Alors que de nombreux acteurs – et certains d'entre eux en sont d'ailleurs persuadés depuis longtemps - reconnaissent le rôle particulièrement salvateur d'une réglementation des tarifs dans le contexte actuel, il semblerait assez paradoxal de faire mine de reconnaître l'intérêt de ce « garde-fou », tout en cherchant par un mécanisme plutôt « obscur » pour le grand public à le dénaturer complètement.**

L'Autorité de la concurrence dans son avis sur les tarifs de l'électricité de 2021, avait d'ailleurs insisté « sur l'importance que la question des TRV ne soit plus cantonnée à un débat d'experts et (avait invité) à un débat public éclairé sur le sujet. » Une consultation publique conduite sur quelques jours par le régulateur ne constitue en aucun cas ce que devrait être ce grand débat public, au vu de l'importance que revêt la question de la réglementation des tarifs dans le contexte actuel de crise du prix des énergies !

## Frais d'accès au marché de gros

**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 ?

ce qui est surprenant est de prévoir des frais alors que certains fournisseurs n'étaient pas couverts. donc défavorable.

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

**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 ?

Défavorable. Nous adhérons au texte commun de nombreuses associations de consommateurs et de collectivités locales

Associations de consommateurs, de collectivités concédantes et de maires, nous prenons la parole pour alerter sur un projet de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) visant à accroître l'exposition des consommateurs et collectivités éligibles aux tarifs de l'électricité aux fluctuations fort risquées du marché de gros de l'électricité dans le seul but de faciliter le jeu de la concurrence.

**La CRE a mis en consultation un projet de modification de la formule de calcul du tarif réglementé de vente de l'électricité (TRVE). Elle propose une évolution de la méthode de calcul de la briquette « coûts d'approvisionnement en énergie » des fournisseurs qui nous semble inacceptable, en ce qu'elle conduirait ces tarifs à s'éloigner encore davantage de ce qui doit être leur mission première : protéger les consommateurs et autres clients éligibles à ces tarifs, dont les petites collectivités, d'une exposition trop grande à la volatilité des prix de gros de l'électricité.**

Dans le cadre de la méthode actuelle de lissage sur deux ans, elle envisage ainsi dans un premier temps de calculer le coût d'approvisionnement de « la forme de la courbe de charge » que sur la deuxième année de lissage (plutôt que sur deux années). Et, à compter de 2025, de ne calculer en définitive le coût de cet approvisionnement que sur une durée d'un an. Ces évolutions, si elles devaient être adoptées, conduiraient mécaniquement à une plus grande « instabilité » des tarifs réglementés, qui deviendraient encore plus perméables qu'aujourd'hui aux fluctuations du marché

**Ce projet nous semble contradictoire avec les déclarations gouvernementales appelant à des réformes protectrices du marché de gros de l'énergie. La parole politique se veut rassurante mais**

elle laisse mains libres au régulateur qui lui déploie un agenda visant à exposer encore davantage les consommateurs au marché. La réforme proposée de la méthode de calcul du TRVE répond d'ailleurs assez exactement aux revendications présentées dans un Livre blanc de l'association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE) dans la perspective des dernières élections présidentielles. De fait, en page 5 ce livre blanc estimait que le tarif réglementé est « *une véritable barrière pour le bon fonctionnement de la concurrence. A titre d'illustration, les TRVE ne prennent en compte l'évolution des coûts d'approvisionnement sur le marché qu'une seule fois par an, et avec un lissage sur deux ans.* ». Le lissage sur deux ans était donc un obstacle à abattre. Dans son projet la CRE répond ainsi parfaitement à cette demande des fournisseurs alternatifs : « *Un raccourcissement de la période de lissage permettrait de réduire l'impact des TRVE sur la dynamique concurrentielle sur le marché de détail* ».

Dans le présent projet, la CRE cherche ainsi à prendre en compte les difficultés spécifiques de couverture marché des fournisseurs alternatifs. Ne produisant rien et étant souvent de très petites tailles, ces courtiers virtuels peinent à se couvrir et leur position sera facilitée s'ils devaient concurrencer un tarif réglementé basé sur un historique moins long.

**Associations de consommateurs et de collectivités nous demandons à la CRE de renoncer à ce projet de refonte du calcul. Alors que de nombreux acteurs – et certains d'entre eux en sont d'ailleurs persuadés depuis longtemps - reconnaissent le rôle particulièrement salvateur d'une réglementation des tarifs dans le contexte actuel, il semblerait assez paradoxal de faire mine de reconnaître l'intérêt de ce « garde-fou », tout en cherchant par un mécanisme plutôt « obscur » pour le grand public à le dénaturer complètement.**

L'Autorité de la concurrence dans son avis sur les tarifs de l'électricité de 2021, avait d'ailleurs insisté « sur l'importance que la question des TRV ne soit plus cantonnée à un débat d'experts et [avait invité] à un débat public éclairé sur le sujet. » Une consultation publique conduite sur quelques jours par le régulateur ne constitue en aucun cas ce que devrait être ce grand débat public, au vu de l'importance que revêt la question de la réglementation des tarifs dans le contexte actuel de crise du prix des énergies !

## Calcul du coût des écarts au périmètre d'équilibre

**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 ?

## Coûts d'approvisionnement des certificats d'économie d'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 ?

des réserves sur la cotation emmy = ne pas changer le système

**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 revoir, à terme, la structure d'affectation des coûts des CEE et des coûts de commercialisation hors CEE entre l'abonnement et la part énergie ?

## Evolution de la rémunération normale

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

le calcul de la prime de risque est exagérément protecteur. la marge devrait correspondre à un montant et non un pourcentage.

## Sécurité d'approvisionnement : Niveau relatif des options Base et HPHC

**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 ?

Nous partageons la nécessité de pérenniser l'attractivité des HCHP. pour le reste nous ne pouvons pas nous prononcer faute de projections chiffrées

**Question 13 :** A l'instar du mouvement du 1er août 2022 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 ?

on ne comprend pas la question.

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

on ne comprend pas la question.

**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 heures creuses 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 ?

Cela peut être une bonne voie mais il faut des simulations.

**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 ?

4 postes = beaucoup trop compliquées, qui retiendra les créneaux en dehors des salariés du secteur de l'énergie (et encore)

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

**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 ?

Cette option désavantagerait les puissances souvent associés à des ménages à faible revenu.



# Conciliateur fédéral

## Consultation publique relative aux évolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité

Date de la contribution : 24/09/2022

### Introduction

## Coût de l'approvisionnement du complément en 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 ?

Non l'état doit prendre à sa charge une partie des appris.  
Pour rappel une facture elec 51 % de taxes sur taxes

**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 ?

Nous parlons bien de l'écretement arenh...

!

Marchés de gros...

Je n'ai pas la réponse car cela dépend de la tutelle de l'état des décisions sur le coût elec et gaz le contexte géographique politique ne peut nous donner une réponse calibrée .

Les pros sont en danger exemple secteur restauration fonderie ...

## Frais d'accès au marché de gros

**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 ?

Cette question nécessite une compréhension du marché international et non plus exagone des décisions d'états doivent être présent pour sauver les tpe pme

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

**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 ?

Pourquoi pas EDFest ne l'oublions pas déficitaire et ne peut plus grand chose l'état doit intervenir répercuter les hausses de prix sur les français non ce n'est plus possible

## Calcul du coût des écarts au périmètre d'équilibre

**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 ?

Ah l'histoire des bonus malus ..

Il devrait y avoir exemple éligibilité aux travaux comme la centrale cèdre qui a des écoles catholiques à transformer mais n'est pas éligible à la commande travaux aide état 45 % baisse de la facture elec suite à travaux 31 34 %

**Question 6 :** La référence de prix proposée par la CRE vous semble-t-elle adaptée pour faire évoluer le niveau de coût

# Conciliateur fédéral

atteignable par un fournisseur efficace ? Identifiez-vous d'autres références de prix pertinentes ?

Oui un prix fixe sur une durée courte  
Idem pour 2ans ou 3.  
Taxes réduites de 20 %  
Seule solution

## Coûts d'approvisionnement des certificats d'économie d'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 ?

Emmy spot et tout ce qui fn découle est complexe mal intégré et non facilitateur si pour le business et encore pas très claire

**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 ?

Certainement

**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 ?

Encore une fois les cumacs pour une éligibilité est à revoir peu transparent un autre modèle doit voir le jour

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

Pour le bien de EDF oui  
Et des offres commerciales alternatives

## Evolution de la rémunération normale

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

Oui et non

## Sécurité d'approvisionnement : Niveau relatif des options Base et HPHC

**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 ?

Hp hc un grand paradoxe l'utilisation fine des heures est mal répartie un grand warning

**Question 13 :** A l'instar du mouvement du 1er août 2022 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 ?

Oui de fixer les prix sur de courte durée

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

# Conciliateur fédéral

l'optimisation des structures tarifaires ?

Oui

**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 heures creuses 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 ?

Il faudrait déjà que les consommateurs soient investis par obligation comme payer une taxe c'est faisable baisser les taxes et rendre obligatoire la gestion de son énergie

**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 ?

Pour les pros uniquement et pas dans tous les secteurs

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

**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 ?

Mais voyons il faudrait que cela concerne tous le monde ce nest pas le cas

## Comité Social et Économique Central (CSEC) EDF SA

### « Proposition de révision du Tarif réglementé de vente d'électricité (TRVE)

### Appel à contribution publique de la CRE »

CSEC EDF SA  
4 rue Floréal  
75017 PARIS  
01 47 65 26 96  
csec-edf-sa@edf.fr  
www.csecedfsa.fr

17 octobre 2022

#### PRÉAMBULE

Le Comité Social et Économique Central d'EDF souhaite contribuer au débat engagé sur le Tarif réglementé de vente de l'électricité. Ce débat est quotidien depuis un an pour nos concitoyens usagers domestiques, comme pour les collectivités locales et les entreprises. La CRE lance une consultation publique, très cadrée, sur des thèmes définis et invitant à répondre à des questions qui s'inscrivent dans le cadre contraint et pénalisant du maintien et du renforcement du marché européen de l'électricité. Le choix des élus du CSE Central est de proposer ici une contribution libre qui met en avant des éléments de refonte du TRVE sur des bases déjà annoncées en juin dernier au Conseil d'administration d'EDF, en présence des représentants de l'État.

Appuyés par le cabinet Secafi, nous avons élaboré longuement ces bases de reconstruction, depuis le mois de janvier 2022, date à laquelle nous avons engagé un droit d'alerte économique à EDF. Dans nos conclusions de juin 2022, nous proposons des pistes claires et étayées pour sortir de la catastrophe financière dans laquelle est plongée EDF, par une nouvelle méthode simple permettant, parallèlement, de maîtriser l'évolution des tarifs et donc de contribuer de façon majeure à juguler l'inflation qui ronge le pays. Ces bases de mise en œuvre des tarifs, reformulées ici en intégrant toute la chaîne du mix de production, bousculent fondamentalement les notions de calcul actuelles qui protègent avant tout le business de l'électron au dépend de la notion de Service Public.

Ces propositions sont portées à l'unanimité par les élus du CSE Central, issus des quatre organisations syndicales représentatives d'EDF : FNME-CGT, CFE Énergies, FCE-CFDT, FO Énergie et Mines.

# SOMMAIRE

## 1. Consultation publique de la CRE relative aux évolutions de la méthode de construction des TRVE

---

- 1.1 Contexte et objet
- 1.2 Critique du cadre proposé

## 2. Proposition de mesures d'urgence pour 2023 (et 2024) concernant le TRVE

---

- 2.1 Contexte actuel
- 2.2 Principes des mesures d'urgence proposées
- 2.3 Évaluation des impacts de ces mesures d'urgence sur le TRVE

## 3. Refonte structurelle de la régulation

---

Annexe 1 : Détail des calculs de la composante « énergie » du tarif

Annexe 2 : Simulation des évolutions du TRVE

---

## 1. Consultation publique de la CRE relative aux évolutions de la méthode de construction des TRVE.

---

### 1.1 Contexte et objet

La CRE a ouvert le 22 septembre 2022 une consultation publique (n°2022-08) relative aux évolutions de la méthode de construction des TRVE.

La CRE considère que « jusqu'à présent, [la méthode actuelle d'élaboration des TRV] 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. (...) Le Conseil d'État, dans des décisions prises jusqu'à présent, a confirmé la validité de la méthode utilisée par la CRE ».

La CRE explique que « 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 ». Elle précise également que « 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 ». La CRE rappelle qu'« elle publie en même temps (...) 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") ».

Dans ce cadre, la CRE introduit des propositions sur différentes composantes du TRVE. Et ce sont ses propositions qui sont soumises à consultation. Dix-sept questions sont ainsi posées.

### 1.2 Critique du cadre proposé

Il s'agit pour la CRE d'adapter la formule du TRVE afin qu'« elle continue de refléter correctement les coûts de fourniture d'électricité » et par ce biais, de soutenir la concurrence des fournisseurs alternatifs. La tarification par empilement, mise en œuvre en 2015, vise à garantir la « contestabilité » des TRVE, qui se définit comme « la faculté pour un opérateur concurrent d'EDF présent ou entrant sur le marché de la fourniture d'électricité de proposer,

sur ce marché, des offres à prix égaux ou inférieurs aux tarifs réglementés » (Conseil d'État, ordonnance du juge des référés du 7 janvier 2015 N° 386076).

Le cadre de cette consultation reste donc la contestabilité du TRVE définie par la CRE qui, rappelons-le encore une fois, avait été critiquée par l'Autorité de la concurrence.

*Avis n° 19-A-07 du 25 mars 2019 relatif à la fixation des Tarifs réglementés de vente d'électricité (extraits)*

26. Du point de vue de l'analyse concurrentielle, la divergence d'analyse entre la CRE et l'Autorité de la concurrence porte principalement sur la notion de contestabilité des tarifs. L'Autorité relève que le terme de « contestabilité » n'apparaît pas dans le Code de l'énergie et n'est exposé, en tant qu'objectif autonome, dans aucun texte législatif ou réglementaire qui en donnerait une définition précise en ce qui concerne les TRV de l'électricité.

27. La CRE s'appuie, pour sa part, sur une conception de la contestabilité qui serait propre au secteur de l'électricité, et serait seule à même d'atteindre les objectifs assignés à la régulation de ces marchés. Selon cette conception *ad hoc*, les TRV ne seraient « contestables » que si leur niveau permet à tout fournisseur de les contester effectivement, compte tenu des conditions concrètes de son activité, même s'il est moins efficace que l'opérateur historique régulé. La CRE a précisé, lors de la séance, que ce qu'elle nomme « contestabilité » pourrait se rapprocher de la notion de « neutralité » concurrentielle des tarifs sur le marché. L'objectif du régulateur serait, dans ce cadre, de limiter les effets indésirables des TRV sur le fonctionnement du marché de détail.

28. L'Autorité considère que la définition ainsi retenue par la CRE ne serait, dans ce cadre, pas celle d'un prix contestable mais plutôt celle d'un prix « plafond ».

29. Pour sa part, l'Autorité relève que la notion de « contestabilité », dans le sens que lui donne la jurisprudence du droit de la concurrence, est la suivante : le prix d'un bien donné est « contestable » dès lors qu'il couvre les coûts de production de ce bien. La contestabilité est donc une qualité intrinsèquement liée aux caractéristiques économiques de l'entreprise qui produit le bien en cause.

## 2. Proposition de mesures d'urgence pour 2023 (et 2024) concernant le TRVE

### 2.1 Contexte actuel

Les prix de l'énergie et de l'électricité ont commencé à grimper durant l'été 2021. Ce qui avait conduit le gouvernement à prendre différentes mesures pour contenir les effets de ces hausses sur l'économie française. Ces mesures ont fortement pénalisé EDF, principal opérateur industriel en France, dont la production est principalement décarbonée.

Le contexte s'est encore dégradé en début d'année avec la guerre en Ukraine et les menaces sur l'approvisionnement en gaz naturel de l'Union européenne, alors que le parc nucléaire français a dû faire face à des arrêts exceptionnels liés à des problèmes de corrosion sous contrainte. Ainsi, la sécurité d'approvisionnement des réseaux est devenue une problématique majeure, d'autant que plusieurs pays ont engagé depuis plusieurs années l'arrêt de capacités de production pilotables (charbon et nucléaire) et que les conditions météorologiques ne sont pas favorables depuis le début de l'année 2022 à l'hydroélectricité.

De ce fait, les prix n'ont cessé de croître pour atteindre, voire dépasser en France, les 1 000 €/MWh en base durant l'été, soit des niveaux largement supérieurs aux coûts de production les plus élevés des centrales européennes (voire plus en pointe). Les opérateurs de marché anticipent, en particulier en France, des difficultés d'approvisionnement pour le prochain hiver. Les prix calendaires pour 2023 sont aussi à des niveaux très élevés, autour de 600€/MWh en septembre. À titre de rappel, les prix à terme avant le début de cette dérive haussière oscillaient autour de 40-50 €/MWh.

### 2.2 Principes des mesures d'urgence proposées

Le CSEC estime que la crise actuelle a d'abord été **une crise de la régulation** dont les effets ont été amplifiés par la guerre en Ukraine et les tensions sur les capacités pilotables en Europe, accrues par les indisponibilités du nucléaire français.

Le CSEC propose des mesures d'urgence qui doivent viser à la fois à la maîtrise des coûts de l'électricité pour le pays et préserver les intérêts d'EDF, principal investisseur de la transition



énergétique et le garant du service public de l'énergie en France. Face à la crise, le CSEC d'EDF considère que le gouvernement ne pourra pas ne rien faire. Sans mesure particulière, le Tarif régulé de vente de l'électricité pourrait augmenter de 80 ou 100 % en 2023. Plutôt que de reconduire une mesure équivalente à celle de janvier 2022, le CSEC demande :

- tout d'abord, à suspendre l'Arenh au titre des circonstances exceptionnelles.

Il s'agit d'acter le caractère exceptionnel de la situation actuelle générée par la crise structurelle de l'énergie, le « choc gazier » qu'entraîne la guerre en Ukraine, et les indisponibilités conjoncturelles du nucléaire qui vont peser jusqu'en 2023.

Et, comme le prévoit le Code de l'énergie (article L336-3), les circonstances exceptionnelles fondent la suspension des volumes d'Arenh. Faire entrer en vigueur cette disposition ramènerait les prix de l'électricité en France vers les coûts de production du mix français ;

- parallèlement, à adapter le TRVE aux réalités du mix de production français

Les spécificités du système français peuvent fonder la révision de la formule du TRVE afin d'intégrer l'ensemble de la production de base, nucléaire et hydraulique. Dans ce cadre, la production de base peut constituer 75 % du TRVE (en n'intégrant que la production hydraulique au fil de l'eau) alors qu'actuellement, les prix de marché en déterminent plus de la moitié ;

- rappelons que la Commission Champsaur avait examiné l'option d'un accès régulé à la base incluant l'hydraulique dans la préparation de la loi NOME. Celle-ci n'avait pas été retenue en raison des incertitudes pesant sur les concessions hydrauliques ;
- la politique suivie en Espagne et au Portugal depuis fin mai s'inscrit dans une telle démarche d'adaptation, dans le contexte de crise, des mécanismes de prix aux spécificités de leur système électrique... avec le maintien des interconnexions. Pour faire le parallèle, la France est un îlot de production centralisée décarbonée. Dans cette même logique, il s'agit de réduire les effets de la hausse du prix des énergies fossiles sur la facture électrique de la France.

La valorisation de ces productions, en première approche, peut se fonder sur les évaluations opérées récemment par la Cour des comptes du coût du nucléaire historique (« *L'analyse des coûts du système de production électrique en France* », septembre 2021). Dans ce cadre, et au vu des productions attendues pour 2022 et 2023, nous prenons comme coût du nucléaire historique 60 €/MWh, voire 70 €/MWh.

**Dans ce schéma, il n'y aurait pas, par construction, d'écèlement de la demande d'Arenh, celui-ci étant suspendu. Le complément de marché représenterait 25 % du TRVE. Sur la base des productions actuelles, il serait composé aux deux tiers (16 %) de productions décarbonées (hydraulique, éolien et photovoltaïque) et uniquement pour un tiers de production d'origine fossile (9 %).** Nous retenons, pour la valorisation des productions décarbonées, 180 €/MWh soit le plafond des recettes inframarginales introduit par la Commission européenne en septembre 2022. Pour les productions fossiles, la valorisation serait fondée sur les prix de marché ;

- dans ces conditions, le marché demeurerait contestable au sens classique du droit de la concurrence

Dans ces conditions, la concurrence sera toujours possible pour les fournisseurs capables de fournir des prix moindres. Toutefois, le nombre de fournisseurs alternatifs, dont la plupart ne dispose pas de moyens de production, devrait fortement se réduire. Et ils ne bénéficieraient plus des effets d'aubaine. Ceci dit, la contribution des négociants d'électricité en termes de services ou d'innovation n'est pas simple à démontrer. En revanche, l'ouverture à la concurrence a effectivement contribué à faire augmenter les prix.

La mise en œuvre de ces mesures d'urgence n'est pas contradictoire avec des adaptations spécifiques pour renforcer l'attractivité de l'option heures pleines-heures creuses, ainsi que pour l'intégration éventuelle des consommateurs TEMPO (chapitre 6 de l'appel à contribution de la CRE : « *Sécurité d'approvisionnement : leviers de rétablissement de l'attractivité de l'option HPHC* »)

### **2.3 Évaluation des impacts de ces mesures d'urgence sur le TRVE**

Nous avons procédé à plusieurs évaluations :

- Des évaluations s’inscrivant dans le prolongement des décisions précédentes :
  - une reprenant l’allocation historique de l’Arenh 100 TWh à 42 €/MWh ;
  - une autre reprenant la proposition de la CRE de juin dernier, à savoir un plafond d’Arenh relevé à 130 TWh, avec une valorisation à 49,5 €/MWh ;
  - nous avons retenu, sur la base des données historiques, un prix moyen de 200 €/MWh en base et 500 €/MWh en pointe pour le complément de marché (moyenne sur 2 ans) et 600 €/MWh pour l’écêtement (calendaire 2023 fin d’année 2022).
- Des évaluations dans le cadre de la suspension de l’Arenh, avec une révision du prix du nucléaire historique à 60 €/MWh, voire 70 €/MWh) :
  - une avec un complément de marché au prix de marché ;
  - une avec un élargissement de la base à une partie de la production hydraulique (hydraulique au fil de l’eau) au même prix, et un complément de marché différenciant les productions décarbonées (180 €/MWh) et les productions fossiles au prix de marché (voir point 2.2) ;
  - une dernière, reprenant la construction précédente, mais avec un prix de la production nucléaire et hydraulique de base à 70 €/MWh.

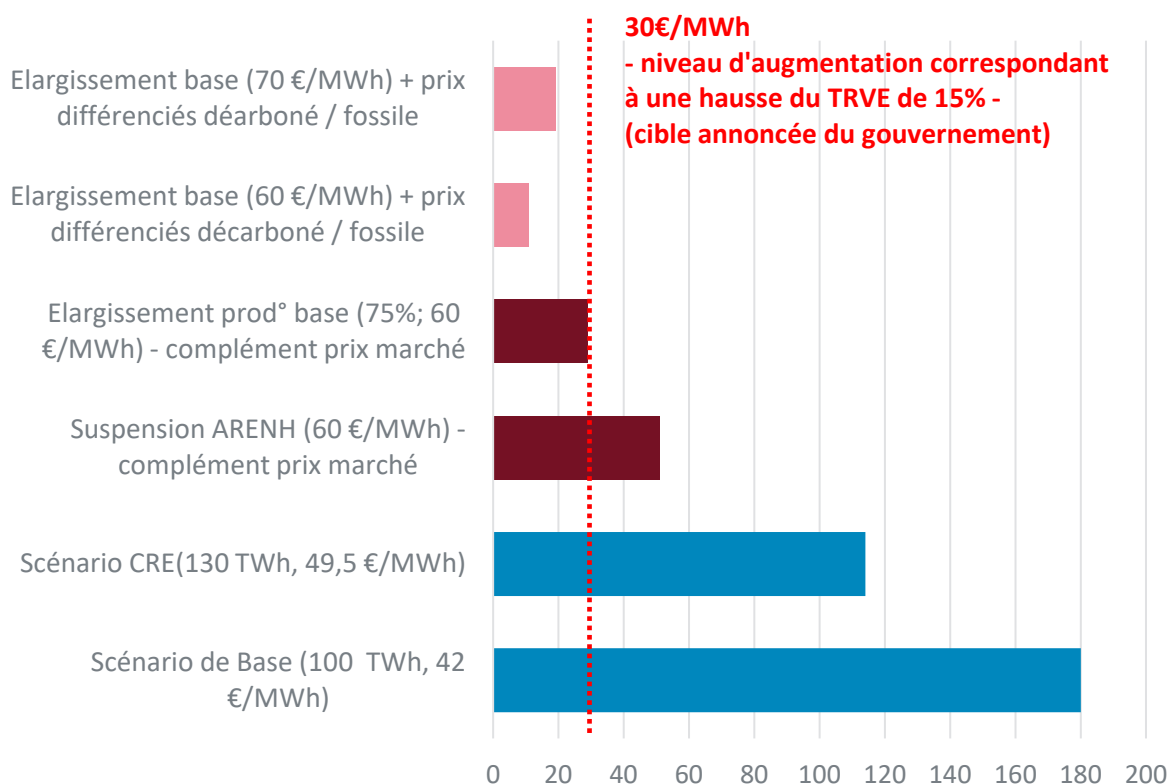
Ces évaluations visent à estimer l’impact de ces mesures sur le prix de l’énergie constitutive du TRVE. Pour mesurer la portée de ces mesures, nous les apprécions d’abord au regard du bouclier énergétique annoncé (hausse du TRVE plafonné à 15 %). Nous posons les hypothèses suivantes :

- le plafonnement de la hausse du TRVE annoncé par le gouvernement à 15 % s’entend TTC, comme pour la hausse de 4 % pour 2022 ;
- le maintien de la Taxe intérieure sur la consommation finale d’électricité (TICFE) à 1 €/MWh, comme en 2022 ;
- la hausse se fera d’abord sur le poste « énergie » du TRVE. Dans ces conditions de stabilité des autres composantes du TRVE, l’augmentation de ce poste serait d’environ 30€/MWh (35 %).

## Évolution du TRVE en 2021 et 2022 (janvier) – Projections 2023

en €/MWh	2021	2022	Diff.	Var. %	2023	Diff.	Var. %
<b>TTC</b>	<b>194,1</b>	<b>202</b>	<b>7,9</b>	<b>4 %</b>	<b>232,3</b>	<b>30,3</b>	<b>15 %</b>
Taxes et TICFE	66,3	42,1	-24,2	-37 %	42,1	0	0 %
<i>dont TICFE</i>	22,5	1	-21,5	-96 %	1	0	0 %
<b>HT</b>	<b>127,8</b>	<b>159,9</b>	<b>32,1</b>	<b>25 %</b>	<b>190,2</b>	<b>30,3</b>	<b>19 %</b>
TURPE	53,5	54,3	0,8	1 %	54,3	0	0 %
Prod et coûts ciaux	74,3	105,6	31,3	42 %	135,9	30,3	29 %
<i>dont énergie</i>	<b>49,4</b>	<b>85,7</b>	<b>36,3</b>	<b>73 %</b>	<b>116</b>	<b>30,3</b>	<b>35 %</b>

### Impacts des mesures sur la composante "Energie" du TRVE (Variation en €/MWh)



Les scénarios de base (plafond fourniture Arenh de 100 TWh à 42 €/MWh) et CRE de juin dernier conduiraient mécaniquement aux hausses du TRVE les plus fortes, la flambée des prix de marché emportant le complément de marché comme la valorisation du produit Arenh écrêté.

Dans le cadre de la suspension de l'Arenh, l'impact de l'écrêtement serait par définition éliminé. La hausse serait limitée si la base de calcul était élargie et le complément de marché différencierait les productions décarbonées et carbonées. **Dans ce cas, la hausse pourrait être à peine supérieure à 10 €/MWh, soit trois fois moindre que le 30 €/MWh induit par l'annonce du gouvernement de plafonner la hausse du TRVE à 15 % (dans les hypothèses précédemment posées).** Dans une telle situation, le rétablissement de la composante de la TICFE servant à la péréquation tarifaire (<5€/MWh) serait possible sans remettre en cause l'objectif du gouvernement.

### 3. Refonte structurelle de la régulation

---

Si des mesures ont été annoncées par l'Europe pour faire face au choc gazier (RePowerEU), les prix ont continué de grimper et ont atteint des niveaux exceptionnels, soulignant la gravité de la crise. L'organisation du marché de l'électricité est, aujourd'hui, à l'ordre du jour à la Commission européenne.

Toutefois, l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), mandatée par la Commission européenne pour analyser les problèmes d'organisation des marchés électriques, considérait en avril 2022 que cette organisation « *garantit un approvisionnement en électricité efficace et sûr dans des conditions de marché relativement normales* », et à ce titre mérite d'être conservée... Cependant, l'histoire montre que les prix des ressources fossiles sont très volatiles et très sensibles à la conjoncture économique et géopolitique. De même, l'intermittence du photovoltaïque et de l'éolien implique une grande volatilité des prix dans le système tel qu'il est configuré aujourd'hui, avec des points hauts dépendants du type de production pilotable complémentaire.

Face à l'échec de l'ouverture à la concurrence, le CSE Central d'EDF demande une refonte structurelle de la régulation qui doit permettre de réconcilier les prix (flux financiers) et les coûts (flux physiques) et réduire la volatilité des prix induite par la construction des prix de marché

fondée sur les coûts de la dernière centrale appelée. Il s'agit de favoriser les importants investissements nécessaires dans le cadre de la transition écologique, de sécuriser l'approvisionnement de ce bien essentiel, vital, de première nécessité, qu'est l'électricité, avec des coûts abordables et prévisibles. Ces objectifs devant l'emporter sur le primat de la concurrence qui guide la politique européenne depuis vingt-cinq ans.

Ainsi, dans cette perspective et considérant que le dispositif de l'Arenh est supposé disparaître en 2025, le Comité Social et Économique Central d'Électricité de France propose de revoir immédiatement la formule du TRVE selon la méthode qu'il développe ici et qu'il soumet au débat public. Aussi, nous considérons que le débat doit s'étendre à une métamorphose du Tarif, sur les bases des mesures d'urgence que nous proposons, mais avec la perspective de plus long terme qui exige une rupture avec le marché.

#### 4. Annexe 1 : Détail des calculs de la composante « énergie » du tarif

En €/MWh	2022			2023					
	Bouclier tarifaire (+ 4 % TTC)	Sc. de base	Prop. CRE	Susp. Arenh Accès nuc. hist. = 60 €/MWh Base nucléaire 67 %	Susp. Arenh Accès nuc. hist. = 70 €/MWh Base nucléaire 67 %	Susp. Arenh accès ARB = nuc. + hydro fil de l'eau 75 % ; 60 €/MWh	Susp. Arenh accès ARB = nuc. + hydro fil de l'eau 75 % ; 70 €/MWh	Susp. Arenh accès ARB = 60 €/MWh + prix différencié pour complément	Susp. Arenh accès ARB = 70 €/MWh+ prix différencié pour complément
Surcoût produit Arenh écrêté		141	70						
Complément marché		75	75	75	75	51	51	15	15
Complément marché décarboné à 180 €/MWh								18	18
Surcoût produit Arenh non écrêté			5	12	19	14	21	14	21
Variation en conséquence du plafonnement	36								
<b>Variation totale / année n-1</b>		<b>180</b>	<b>114</b>	<b>51</b>	<b>58</b>	<b>29</b>	<b>36</b>	<b>11</b>	<b>19</b>

##### Principales hypothèses

- Bouclier tarifaire 2022 (4 % TTC) : variation du coût de l'électron (+ 36,3 €/MWh) compte tenu de la réduction à 1 €/MWh de la TICFE ;
- Calendrier 2023 : 600 €/MWh, complément marché : mix base 200 pointe 500 €/MWh ;
- Scénario de base actualisé : plafond Arenh 100 TWh, écrêtement 37,6 % ;
- Proposition CRE actualisée aux nouvelles conditions de marché : plafond Arenh à 130 TWh à 49,5 €/MWh ;



- Suspension de l'Arenh = plus de surcoût produit Arenh écrêté ;
- Le complément marché (25 %) est segmenté entre d'une part un complément décarboné (16 %) plafonné à 180 €/MWh et d'autre part un autre complément marché (9 %) évoluant comme le mix Base + Pointe ;
- Bouclier tarifaire 2023 (15 % TTC) : estimation de la variation du coût de l'électron, toutes choses égales par ailleurs (notamment maintien à 1 €/MWh de la TICFE).



## Annexe 2 : Simulation des évolutions du TRVE

En €/MWh	TRVE réel début d'année				TRVE "simulé" selon annonce gouvernement (hyp stabilité taxes, ticfe, turpe...)			Propositions CSEC : élargissement base (NUC + hydro fil de l'eau ; 60 €/MWh) + complément marché différencié décarboné / fossile			Proposition CSEC + péréquation tarifaire		
	2021	2022	Diff.	Var. %	2023	Diff.	Var. %	2023	Diff.	Var. %	2023	Diff.	Var. %
<b>TTC</b>	<b>194,1</b>	<b>202</b>	<b>7,9</b>	<b>4 %</b>	<b>232,3</b>	<b>30,3</b>	<b>15 %</b>	<b>213</b>	<b>11</b>	<b>5 %</b>	<b>218</b>	<b>16</b>	<b>8 %</b>
Taxes et TICFE	66,3	42,1	-24,2	-37 %	42,1	0	0 %	42,1	0	0 %	47,1	5	12 %
<i>dont TICFE</i>	22,5	1	-21,5	-96 %	1	0	0 %	1	0	0 %	6	5	500 %
<b>HT</b>	<b>127,8</b>	<b>159,9</b>	<b>32,1</b>	<b>25 %</b>	<b>190,2</b>	<b>30,3</b>	<b>19 %</b>	<b>170,9</b>	<b>11</b>	<b>7 %</b>	<b>170,9</b>	<b>11</b>	<b>7 %</b>
TURPE	53,5	54,3	0,8	1 %	54,3	0	0 %	54,3	0	0 %	54,3	0	0 %
Prod et coûts ciaux	74,3	105,6	31,3	42 %	135,9	30,3	29 %	116,6	11	10 %	116,6	11	10 %
<i>dont énergie</i>	<b>49,4</b>	<b>85,7</b>	<b>36,3</b>	<b>73 %</b>	<b>116</b>	<b>30,3</b>	<b>35 %</b>	<b>96,7</b>	<b>11</b>	<b>13 %</b>	<b>96,7</b>	<b>11</b>	<b>13 %</b>

### Annnonce du gouvernement, hypothèses retenues :

- le plafonnement de la hausse du TRVE annoncé par le gouvernement à 15 % s'entend TTC, comme pour la hausse de 4 % pour 2022 ;
- le maintien de la Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE) à 1 €/MWh, comme en 2022 ;
- la hausse se fera d'abord sur le poste « énergie » du TRVE. Dans ces conditions de stabilité des autres composantes du TRVE, l'augmentation de ce poste serait d'environ 30€/MWh (35 %). Cette hausse doit être considérée comme un maximum pour tenir l'objectif de 15 % de hausse du TRVE TTC.

Proposition du CSEC, hypothèse de stabilité de la fiscalité, du Turpe, et autres éléments. La hausse TTC du TRVE serait de 5 %.

Proposition du CSEC + péréquation tarifaire : estimation de l'impact du TRVE d'une hausse de la TICFE de 5 €/MWh pour financer la péréquation tarifaire. La hausse TTC du TRVE serait de 8 %.

Dans le cadre de la suspension de l'Arenh, l'impact de l'écrêtement serait par définition éliminé. La hausse serait limitée si la base de calcul était élargie et le complément de marché différencierait les productions décarbonées et carbonées. Dans ce cas, la hausse pourrait être à peine supérieure à 10 €/MWh, soit trois fois moindre que le 30 €/MWh induit par l'annonce du gouvernement de plafonner la hausse du TRVE à 15 % (dans les hypothèses précédemment posées). Dans une telle situation, le rétablissement de la composante de la TICFE servant à la péréquation tarifaire (<5€/MWh) conduirait à une hausse du TRVE qui serait de 8 % TTC. Sachant que la TVA actuellement maintenue à 20 % sur ce produit de nécessité qu'est l'électricité devrait faire l'objet d'un taux à 5,5 %. Autrement dit, les pouvoirs publics ont la possibilité de maîtriser les TRVE à un niveau permettant de juguler l'inflation et de protéger réellement la France de la crise économique et sociale dans laquelle elle s'enfonce.



## Consultation publique relative aux évolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité

Réponse d'EDF

---

17 octobre 2022

### Réponse publique pour l'intégralité

#### Propos liminaire

La CRE a lancé le 22 septembre 2022 une consultation publique relative aux évolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité.

La CRE soumet notamment à consultation certains éléments de l'empilement de coûts, coût du complément d'approvisionnement en énergie, coût des écarts au périmètre d'équilibre, coût d'approvisionnement des CEE, rémunération normale.

La CRE soumet également des propositions de levier de rétablissement de l'attractivité de l'option HPHC.

EDF partage la nécessité de faire évoluer l'évaluation de certaines des composantes de coûts dans un contexte de marché qui a conduit à amplifier des coûts et des risques ou à en révéler de nouveaux.

EDF reste attaché à ce que le niveau de provision pour risques inclus dans le TRV soit compatible avec la nécessité pour les fournisseurs d'énergie d'assurer leur mission de fourniture dans la durée, de façon pérenne et économiquement soutenable.

EDF partage également la nécessité d'assurer l'attractivité de l'option HPHC dans l'intérêt général.

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

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

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

*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.*

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

EDF est favorable à l'évolution de méthode proposée par la CRE. En effet, procéder au lissage du coût d'approvisionnement de la courbe de charge sur une période pour laquelle les produits de granularité plus fine sont disponibles sur le marché permet de refléter plus fidèlement cette brique de coût dans l'empilement du TRV.

EDF retient la possibilité de dissocier la période de lissage du ruban et de la forme du complément en énergie marché comme un principe permettant de concilier une période de lissage longue du complément marché, facteur de stabilité pour le TRV, et une meilleure évaluation du coût de la courbe de charge.

Plus précisément, EDF note qu'EEX donne des cotations (prix affichés) sur les échéances suivantes :

- Pour les produits Month : jusqu'à M+6 pour les produits base, M+3 pour les produits peak
- Pour les produits Quarter : jusqu'à Q+9 pour les produits base, Q+5 pour les produits peak

Le lissage de la forme de consommation sur les produits Month n'est pas accessible en amont de l'année de livraison. Considérant un lissage de la forme de consommation sur les produits Quarter, un lissage sur 12 mois semble approprié.

#### **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 ?**

EDF considère la période d'un an comme appropriée compte tenu de la disponibilité des produits de granularité fine permettant une meilleure représentation de cette brique de coût.

#### **1.2 Frais d'accès au marché de gros**

*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 ?**

EDF

22-30, avenue de Wagram

75008 Paris

[www.edf.com](http://www.edf.com)

EDF rejoint la proposition de la CRE de prendre en compte dans les frais d'accès au marché de gros les frais de marché additionnels qu'implique le rééquilibrage de l'approvisionnement énergie pour correspondre jusqu'à la maille horaire de la consommation du portefeuille de clients du TRV.

## **2. A titre exploratoire, proposition d'évolution méthodologique pour application en 2025**

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

*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.*

#### **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 ?**

Dans son analyse, EDF se place dans le cadre de régulation actuel, applicable jusqu'à l'année 2025 incluse.

Dans ce cadre, EDF considère que le lissage de l'approvisionnement en énergie au marché (« ruban ») sur deux ans reste la période qui minimise la volatilité des prix du TRV. Cette période de lissage trouve d'autant plus d'intérêt dans un contexte de marché très volatil ; réduire cette période dans le contexte de volatilité actuelle semble d'autant moins opportun.

Dans sa décision N°413688, 414656 du 18 mai 2018, le Conseil d'Etat reconnaît au TRV l'objectif d'intérêt économique général de stabilité des prix, et que « la méthode de détermination des tarifs réglementés garantit une relative stabilité, dès lors que la méthode « par empilement » des coûts permet de maîtriser chacune des composantes du prix (...) le coût d'approvisionnement du complément de fourniture, calculé par référence aux prix de marché à terme constatés, est lissé sur deux ans afin de limiter l'exposition à la volatilité des prix. ».

EDF reconnaît toutefois la difficulté de prévision de volumes deux ans à l'avance. Il s'agit d'un risque portefeuille que tout fournisseur proposant une offre sur un prix lissé 24 mois rencontre et qu'il convient de couvrir avec une provision pour risque appropriée (cf. question 11).

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

### 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 ?

On observe effectivement, depuis la forte augmentation des prix de marché, une augmentation des prix de règlement des écarts, qui tend à augmenter la facture d'écarts subie par un RE. EDF approuve l'indexation du coût des écarts sur une référence de prix qui traduise bien cette nouvelle situation de marché.

### 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 ?

Le coût des écarts supporté par un responsable d'équilibre est directement fonction de l'écart entre le prix spot et le prix de règlement des écarts; par conséquent, la nouvelle référence proposée par la CRE est cohérente. Dans un souci de lisibilité de la formule et pour éviter une erreur de calcul les années bissextiles, EDF propose cependant de remplacer la division par  $8760*2$  par une simple moyenne des SPOT-PREP et des PREN-SPOT.

De plus EDF alerte sur les valeurs de PRE à utiliser dans la formule :

- à partir du 07/04/2017 les PRE ont basculé en single price, EDF propose donc de supprimer l'année 2017 du calcul et considérer que le coût historique d'un fournisseur efficace de 0,30€/MWh était valable sur 2018-2020 pour faire le calcul  $Coût\ écarts\ N + 1 = 0,3 * \frac{Référence\ de\ prix\ pour\ l'année\ N+1}{Moyenne\ de\ la\ référence\ de\ prix\ entre\ 2018\ et\ 2020}$
- au 01/01/2022 RTE a modifié les composantes prises en compte dans le calcul du Prix Moyen Pondéré des ajustements en retirant notamment les ajustements pour écarts aux frontières, pour l'IGCC (International Grid Control Cooperation) et pour le réglage primaire. EDF propose donc pour bien traduire la structure de prix des écarts actuelle d'utiliser les PMP resimulés par RTE suivant cette nouvelle méthodologie de 2018 à fin 2020 et de multiplier ces PMP par  $k=4,5\%$  qui devrait être le  $k_{équilibre}$  applicable à partir de 2023.

Enfin EDF identifie, en repartant de la formule précédente, une référence de prix plus appropriée basée sur son expérience : les erreurs en pourcentage des modèles de prévision de consommation sont relativement stables au fil d'une année, en revanche la consommation des clients étant plus importante en hiver, les erreurs de prévision en MW et donc les écarts des RE sont plus élevés en hiver qu'en été, ce qui se retrouve dans le coût des écarts.

EDF propose donc une nouvelle référence de prix :  $Référence\ de\ prix\ pour\ l'année\ N + 1 = \frac{moy[(SPOT_t - PREP_t) * puissance_{TRV_t}] + moy[(PREN_t - SPOT_t) * puissance_{TRV_t}]}{2 * moy(puissance_{TRV})}$  qui consiste à pondérer les écarts PRE-SPOT à chaque instant par la puissance consommée par les clients au TRV, pour donner un poids plus

important aux spreads de prix en hiver quand les écarts d'un RE sur son portefeuille sont plus importants.

## COÛT D'APPROVISIONNEMENT DES CEE

**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 ?**

Comme EDF l'a exposé dans sa réponse à l'appel à contribution sur les évolutions de la méthodologie de construction des TRVE lancé par la CRE fin avril 2022, la composante CEE, comme les autres coûts commerciaux, doit refléter les coûts réels d'EDF et ne doit pas être indexée à des indices de marché. EDF rappelle son attachement à la construction par empilement des coûts réels de production des CEE pour le TRVE, et notamment à la méthode détaillée dans l'annexe A de la délibération n°2022-198 du 7 juillet 2022 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité, appliquée par EDF à la suite de la préconisation de l'audit de 2019 concernant les CEE.

Il n'existe pas à proprement parler d'indices de référence des coûts de production des CEE.

En effet, les indices publiés par Emmy ne portent que sur des transactions marginales entre acteurs qui, par définition, n'incluent pas la majeure partie des productions de CEE réalisées par les acteurs obligés pour couvrir leur propre obligation CEE. Les indices Emmy sont donc le reflet d'un marché d'ajustement limité en volume avec un fort potentiel de volatilité. Par ailleurs, la très faible profondeur actuelle du marché CEE ne permet pas d'envisager d'approvisionner l'obligation CEE d'EDF pour ses ventes au TRVE ni celle d'un fournisseur alternatif de taille moyenne via des transactions Emmy.

En outre, les indices Emmy sont déclaratifs et non contrôlés par la DGEC. Leur saisie manuelle fait l'objet d'erreurs régulières, qui sont parfois rectifiées seulement plusieurs mois après, comme en juin 2022<sup>1</sup>.

Enfin, l'indice Emmy standard mélange et moyennise des volumes très hétérogènes car d'ancienneté très différente ; l'indice Emmy spot est, quant à lui, trop peu profond, notamment du fait de la non prise en compte des très nombreuses transactions à terme. Pour un mois M donné, seules les transactions signées et livrées sur le mois M-1 sont comptabilisées dans ce deuxième indice.

Les indices Emmy ne peuvent donc pas être utilisés dans le cadre de la construction du TRV.

Concernant les limites que poserait le secret des affaires à la transparence et à la répliquabilité par les fournisseurs, EDF considère que les éléments de décomposition des coûts commerciaux exposés par la CRE dans ses délibérations (ex : figure 3 du § 1.7.1 de la délibération 2022-08 du 18 janvier 2022) permettent de connaître avec un niveau de détail suffisant le poids des CEE dans les coûts commerciaux d'EDF. Assurer une répliquabilité théorique s'appuyant sur un indice peu représentatif n'améliorerait en rien la contestabilité tout en introduisant une nouvelle volatilité de marché non souhaitable dans la construction tarifaire.

---

<sup>1</sup> Le 10 août 2022, l'indice Emmy classique de juin 2022 est passé de 6,63 €/MWh à 5,92 €/MWh, suite à la correction d'erreurs de déclaration.



**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 ?**

Compte tenu de la réponse à la question 7, EDF ne se prononce pas sur cette question.

**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 ?**

Compte tenu de la réponse à la question 7, EDF ne se prononce pas sur cette question.

**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 ?**

S'il est logique de considérer que les coûts CEE sont des coûts variables (ie proportionnels à l'énergie consommée), il faut également reconnaître que, hormis le cas notable des irrécouvrables, les coûts de commercialisation hors CEE ne sont en revanche pas entièrement liés à la consommation. Ces deux parties étant d'ordres de grandeurs similaires, cette évolution n'aurait pas d'impact significatif et ne paraît donc pas prioritaire.

## DETERMINATION DE LA REMUNERATION 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 ?**

EDF rejoint la proposition de la CRE de prendre en compte les coûts en espérance dans l'empilement de coûts du TRV.

Le niveau de risque implicite au niveau de provision de 2% du prix HT sur TRVE au-delà de l'espérance des coûts implique un niveau de provision pour risque (q60% environ) qui semble faible en regard des risques portés par les fournisseurs. Ce niveau de provision pour risques devrait, de notre point de vue, être relevé à un niveau supérieur ou égale au quantile 80% afin de refléter une rémunération permettant aux fournisseurs d'énergie d'assurer leur mission de fourniture dans la durée, de façon pérenne.

A noter que dans un contexte de prix élevé, mais qui possiblement pourrait diminuer, le fournisseur proposant une offre similaire au TRV est exposé à un risque de mévente lié à la baisse des prix. Ce risque portefeuille n'est donc pas nul en espérance.

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

**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 ?**

EDF partage pleinement l'avis qu'il est nécessaire de pérenniser durablement l'attractivité de l'option HC.

Comme EDF a pu l'exprimer dans de précédentes consultations, EDF marque sa préférence pour l'option 1.

L'option 2 est intéressante en ce sens qu'elle permet d'organiser de façon progressive le passage à la méthode actuelle à la méthode sur option cible, en donnant la possibilité de fixer un ratio cible qui permettrait de converger progressivement vers celui donné par l'option 1. Cependant, comme méthode pérenne, l'option 2 ne permet pas de refléter l'impact des évolutions de prix d'approvisionnement sur l'équilibre des options base et heures creuses.

Ainsi, il est possible que l'option 1 appliquée dès février 23 implique des effets de seuil difficilement supportables en une fois. Il pourrait donc être envisagé de mettre en place d'abord l'option 2 en faisant converger progressivement le pivot vers le niveau résultant de l'application de l'option 1 avant de basculer pleinement vers l'option 1.

**Question 13 : A l'instar du mouvement du 1er août 2022 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 ?**

La proposition d'un unique mouvement en niveau seul en 2023 revient à appliquer l'option 2 précédemment citée avec comme ratio d'équilibre cible celui obtenu lors de la révision en structure de février 2022.

EDF considère que l'option 2 pourrait être appliquée provisoirement en 2023, sur la base d'un ratio d'équilibre cible intermédiaire entre celui de 2022 et celui qui résulterait de l'application de l'option 1, dans des proportions raisonnables.

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

EDF est favorable à ce que les consommateurs TEMPO soient inclus dans l'optimisation des structures tarifaires afin d'assurer désormais la cohérence des différentes options entre elles.

**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 ?**

En application de la méthode d'empilement du TRV, il n'est techniquement pas possible de garder le même prix d'option HC si la plage est élargie. Au contraire, un élargissement de la plage heures creuses conduirait nécessairement à une hausse du prix HC.

Il conviendrait au préalable de confirmer le besoin réel d'élargir la plage d'heures creuses et une amélioration globale de l'atteinte des objectifs d'intérêt général compte tenu de l'amointrissement de l'intérêt économique pour tous les clients pour lesquels le nombre d'heures creuses actuels est adapté à leur installation et leurs usages.

**Question 16 : L'introduction dans les TRVE à moyen terme d'une option à 4 postes horsaisonniers, 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 ?**

EDF est favorable à l'introduction d'une option à 4 postes horsaisonniers, tout en veillant à ce que l'attractivité de cette option soit en adéquation avec les autres options du TRVE.

EDF rejoint l'avis de la CRE de la nécessité d'introduire cette évolution de façon très progressive de sorte à ne pas bouleverser dans un délai trop court la structure tarifaire.

**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 ?**

EDF pourrait être favorable à cette évolution de l'option Base, si elle était envisagée de façon coordonnée pour l'ensemble des offres du marché, en prévoyant les délais nécessaires pour l'ensemble des acteurs afin de se préparer à cette évolution importante.

Dans un objectif de recherche de cohérence entre les options, il serait alors nécessaire d'introduire ces nouvelles plages d'heures de pointe dans l'option Heures Creuses.

ooOoo

# Syndicat des Entreprises Locales d'Energies (Syndicat ELE)

## Consultation publique relative aux évolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité

Date de la contribution : 17/10/2022

### Introduction

*Ce document a été rédigé par ELE, syndicat professionnel représentant des Entreprises Locales d'Energies, en collaboration avec ses adhérents.*

*ELE regroupe des ELD (GRD et Fournisseurs) et des producteurs d'énergie, représente ses membres au niveau national, organise et anime les échanges d'expertises et d'expériences sur les sujets métiers et dans le domaine social, et accompagne ses adhérents dans la compréhension et la mise en œuvre de la réglementation.*

*En préambule, le syndicat ELE salue cette consultation sur l'évolution de la méthode de construction des TRVe, qu'elle appelait de ses vœux dans un courrier adressé au Président de la CRE le 11 janvier 2022. Cette consultation est essentielle compte tenu du contexte actuel et en anticipation des prochains mouvements tarifaires. ELE rappelle que les décisions qui découleront de cette consultation impacteront largement les fournisseurs proposant des offres de marché indexées au TRVe et/ou des TRVe.*

*Pour autant nous regrettons que les questions soulevées sur le sujet des options tarifaires ne fassent pas l'objet d'une consultation dédiée.*

*Nous comprenons également que cette consultation n'a pas pour objet de traiter de la problématique des pincements de marges des ELD, notamment ceux occasionnés lors du mouvement tarifaire de février 2022. Cette problématique sera vraisemblablement traitée par le GT "TC" de la CRE, pour lequel nous avons transmis à vos services une enquête détaillée (approvisionnements au TC, contrats aux TRVe et coûts de commercialisation de fourniture des TRV) sur 31 de nos adhérents. Cette enquête apportera à la CRE des éléments qui lui permettront de juger de l'impact du mouvement sur les différentes ELD : d'une entreprise à l'autre, il existe des écarts considérables sur la marge en fonction des portefeuilles clients (notamment les portefeuilles riches en contrats HP/HC) et de leur thermo-sensibilité. Nous insistons donc sur la prégnance de ce sujet pour nombre de nos adhérents sourcés au TC.*

## Coût de l'approvisionnement du complément en 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 ?

ELE est plutôt favorable à la méthode présentée, dont nous reconnaissons la cohérence.

**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 ?

ELE regrette que la CRE n'apporte pas plus de détails sur la méthodologie appliquée. A titre d'exemple le produit Q1 2023 est-il calculé comme la moyenne des prix pendant le Q1 2022 ou s'agit-il de toutes les cotations du Q1 2023 depuis le 1er janvier 2022 jusqu'en fin d'année ? Par ailleurs la méthodologie retenue pour la couverture des produits Q3 et Q4 ne nous semble pas certaine. Nous ne sommes également pas en capacité de déterminer si les trimestres sont réalisés en *base* et *peak* ou juste en *base*.

Concernant les produits mensuels, nous nous interrogeons sur la couverture des produits postérieurs à avril N+1. Une évolution trimestrielle des TRV avec des produits glissants pourrait-elle être envisagée ?

ELE se questionne enfin sur la prise en compte du *spread bid/ask* par rapport aux références (probablement *settlement* EEX) de chaque produit, le pas minimum de 1 MW nécessitant une volumétrie très importante (de

# Syndicat des Entreprises Locales d'Energies (Syndicat ELE)

| l'ordre de 5 TWh/an).

## Frais d'accès au marché de gros

**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 ?

| ELE estime que l'impact de cette mesure sur les TRVe est marginal.

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

**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 ?

| ELE y est favorable.

## Calcul du coût des écarts au périmètre d'équilibre

**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 ?

| ELE y est favorable.

**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 ?

| ELE y est favorable.

## Coûts d'approvisionnement des certificats d'économie d'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 ?

ELE est surpris par le nombre de questions posées sur les CEE dans cette consultation en comparaison de l'impact limité des coûts d'approvisionnement sur le TRVe.

ELE estime que les indices Emmy Spot classique et précarité ne sont aujourd'hui pas assez robustes ni proches du marché pour servir de référence de coût dans les TRVE. Un audit du référentiel, auquel suivrait une évolution des indices, pourrait éventuellement permettre d'envisager cette proposition.

ELE privilégierait une référence à l'indice de prix C2E MARKET, qui est accessible gratuitement une fois par mois. Celui-ci nous semble en effet plus représentatif.

**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 ?

| ELE n'y est pas favorable, l'indice Emmy n'étant pas suffisamment fiable, transparent ou en lien avec un marché liquide.

**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 ?

# Syndicat des Entreprises Locales d'Energies (Syndicat ELE)

ELE estime qu'une période de lissage de deux années semble cohérente et représentative du coût moyen d'approvisionnement des CEE (en €/MWhcumac) pour l'année de livraison TRVe à venir.

Nous nous interrogeons cependant sur les modalités de changements de périodes de CEE et les évolutions des obligations via les coefficients de conversion.

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

Selon le mode d'acquisition des CEE, les coûts sont majoritairement voire exclusivement variables et proportionnels aux volumes vendus. ELE est donc favorable à ce que les coûts soient affectés en part variable.

## Evolution de la rémunération normale

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

ELE y est favorable.

## Sécurité d'approvisionnement : Niveau relatif des options Base et HPHC

**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 ?

A titre liminaire, ELE regrette que les questions complexes soulevées sur les options tarifaires ne fassent pas l'objet d'une consultation dédiée, sur la base d'un retour d'expérience documenté.

De plus, nos adhérents partagent l'intérêt global pour l'équilibre du système électrique, de pérenniser une attractivité de l'option HPHC.

Il nous semble cependant pertinent de rappeler trois points:

- Les évolutions d'options tarifaires doivent être portées en premier lieu via le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution (TURPE)
- Une attractivité de l'option HP/HC pour les consommateurs doit impérativement être prise en compte dans la conception du TC, afin de garantir une marge minimale aux fournisseurs historiques la proposant
- Enfin, ELE rappelle que des délais significatifs seront nécessaires pour adapter les systèmes d'information des fournisseurs.

**Question 13 :** A l'instar du mouvement du 1er août 2022 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 ?

A nouveau, ELE regrette que les questions soulevées sur les options tarifaires ne fassent pas l'objet d'une consultation dédiée. Les questions 12 à 17 sont d'une grande complexité et mériteraient donc un travail approfondi.

Il nous semble également pertinent de rappeler que les évolutions d'options tarifaires doivent être portées en premier lieu via les tarifs d'utilisation des réseaux.

Enfin, ELE rappelle que des délais significatifs seront nécessaires pour adapter les systèmes d'information des fournisseurs.

# Syndicat des Entreprises Locales d'Energies (Syndicat ELE)

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

ELE n'émet pas d'avis

**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 heures creuses 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 ?

A nouveau, ELE regrette que les questions soulevées sur les options tarifaires ne fassent pas l'objet d'une consultation dédiée. Les questions 12 à 17 sont d'une grande complexité et mériteraient donc un travail approfondi, sur la base d'un retour d'expérience documenté.

ELE tient à rappeler le risque d'une absence de symétrie entre les HC étendues proposées dans la présente consultation et les HC du TC. Nous comprenons que l'objet de cette consultation n'est pas de traiter des problématiques liées au TC, inhérentes aux asymétries entre TC et TRVe. Cette problématique sera vraisemblablement traitée par le GT "TC" de la CRE, pour lequel nous avons transmis à vos services une enquête détaillée (approvisionnements au TC, contrats aux TRVe et coûts de commercialisation de fourniture des TRV) sur 31 de nos adhérents. Cette enquête apportera à la CRE des éléments pour juger de l'impact du mouvement sur les différents ELD : d'une entreprise à l'autre, il existe des écarts considérables sur la marge en fonction des portefeuilles clients (notamment les portefeuilles riches en contrats HP/HC) et de leur thermo-sensibilité. Nous nous permettons simplement d'insister ici sur la prégnance d'une juste adéquation entre évolutions des options tarifaires et évolutions du TC.

Il nous semble également pertinent de rappeler que les évolutions d'options tarifaires doivent être portées en premier lieu via les tarifs d'utilisation des réseaux.

Enfin, ELE rappelle que des délais significatifs seront nécessaires pour adapter les systèmes d'information des fournisseurs.

**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 ?

A nouveau, ELE regrette que les questions soulevées sur les options tarifaires ne fassent pas l'objet d'une consultation dédiée. Les questions 12 à 17 sont d'une grande complexité et mériteraient donc un travail approfondi, sur la base d'un retour d'expérience documenté

Il nous semble également pertinent de rappeler que les évolutions d'options tarifaires doivent être portées en premier lieu via les tarifs d'utilisation des réseaux.

Enfin, ELE rappelle que des délais significatifs seront nécessaires pour adapter les systèmes d'information des fournisseurs.

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

**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 ?

A nouveau, ELE regrette que les questions soulevées sur les options tarifaires ne fassent pas l'objet d'une



# Syndicat des Entreprises Locales d'Energies (Syndicat ELE)

consultation dédiée. Les questions 12 à 17 sont d'une grande complexité et mériteraient donc un travail approfondi, sur la base d'un retour d'expérience documenté.

Il nous semble également pertinent de rappeler que les évolutions d'options tarifaires doivent être portées en premier lieu via les tarifs d'utilisation des réseaux.

Enfin, ELE rappelle que des délais significatifs seront nécessaires pour adapter les systèmes d'information des fournisseurs.

## Liste des pièces jointes à la contribution :

Consultation CRE n°2022-08 du 22 septembre 2022\_Réponse ELE\_éléments\_complémentaires.pdf

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

### **Éléments complémentaires soumis par ELE en sus des réponses aux 17 questions :**

- ELE regrette l'absence de prise en compte des coûts résultants des appels de marges dans la présente consultation. Pour autant, le système de couverture actuel du fournisseur nécessite de verser des appels de marges importants à ses contreparties lors de l'approvisionnement (en particulier en cas d'achat à prix élevé pour que la contrepartie se couvre en cas de marché baissier), dans un contexte de manque de liquidité sévère. Ces appels de marge, du fait de l'inflation, génèrent des charges d'intérêts. Ces nouvelles charges de couverture de risque, jusqu'alors non prises en compte par la CRE, devraient faire l'objet d'une brique de coûts supplémentaires dans la construction des TRVe.
- ELE tient à insister sur l'absolue nécessité d'assurer la couverture des coûts d'approvisionnement marché d'un fournisseur pour ses clients au TRVe. Pour cela il nous semble primordial que l'ensemble des coûts supportés par les fournisseurs soient intégralement compensés, notamment lorsque les volumes vendus sont relativement faibles par rapport aux volumes minimum accessibles sur les marchés. La présente méthodologie soumise à consultation permet d'introduire un approvisionnement sur la saisonnalité des clients TRVE. Ce "*shaping*" horo-saisonnier est toutefois couvert de manière encore partielle, notamment pour les besoins mensuels. ELE propose en conséquence une autre méthodologie répondant différemment aux problématiques soulevées : l'approvisionnement proposé se composerait d'une part ARENH (comme aujourd'hui) complété d'un approvisionnement sur le marché spot, tant sur tout ou partie de la part complémentaire (avant écrêtement) que sur la part du complément d'écrêtement ARENH. Ainsi l'intégralité du *shaping* se ferait au spot, dont le prix pourrait être plafonné à 180 €/MWh. Ceci constituerait donc une valeur maximale du TRVE. Le tarif obtenu serait ainsi répliquable pour les fournisseurs et le niveau de prix déterminé *ex ante* à un niveau "cohérent" avec les prix de marché *forward*. Un mécanisme de type CSPE permettrait de régulariser en N+1 les coûts réels du spot de l'année N. Les ENR sous complément de rémunération apportant un revenu indexé sur le spot à l'Etat, le financement de la part spot TRVe pourrait ainsi être utilement couverte par une part des revenus spot des ENR. Les briques complémentaires CEE, frais d'accès marché et écarts resteraient inchangés, ainsi que le calcul d'une marge raisonnable.

## Réponse à la Consultation Publique N° 2022-08 du 22 Septembre 2022 relative aux évolutions de la méthode de construction des TRVE.

La méthode de construction des TRVE intéresse en premier lieu les clients consommateurs et les fournisseurs. Enedis est, quant à elle, favorable à toute mesure qui incite les consommateurs à moduler la consommation en fonction des besoins du système électrique et à contribuer au passage des pointes.

Enedis ne répond pas à la majorité des questions, n'étant pas concernée par les points soulevés. Toutefois, les questions 15 et 17 appellent les remarques suivantes :

*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 ?*

L'augmentation du nombre d'heures creuses peut avoir un impact sur la gestion de l'équilibre offre-demande mais également sur la conduite du réseau au moment du changement de plage horaire. En effet, selon les modalités d'utilisation de ce signal par le fournisseur et par le client, le signal de fourniture et son évolution proposée par la CRE sont susceptibles de faire apparaître des problématiques de forte synchronisation des appels de charge au sein du système électrique national, voire des phénomènes de pointes locales.

Pour mémoire, sur le dispositif actuel, lorsque les HPHC du TURPE sont reprises sans modification par le fournisseur au sein du contrat unique, Enedis peut lisser les effets des Heures Creuses en différenciant par client la période horaire des Heures Creuses. Ceci se traduit par un étalement minute par minute des enclenchements des usages asservis en début de période (de +/- 10' par pas de 2' autour d'une ½ h). Selon Enedis, cette gestion des enclenchements devrait être rendue techniquement possible pour toute nouvelle offre massivement diffusée, afin d'éviter une synchronisation (temporelle comme géographique) trop importante des enclenchements en début de période tarifaire et, ce, y compris lorsque le fournisseur ne reprend pas à l'identique le signal tarifaire du distributeur.

Par ailleurs, des mouvements massifs de calendriers nécessitent des télé-opérations, dont le rythme maximal actuel est de 150 000 par jour. A titre d'illustration, gérer 15 millions de clients HP/HC nécessiterait ainsi une centaine de jours de délai.

En outre, dans le cadre de ses missions au titre du dispositif de responsable d'équilibre, Enedis sera également directement concernée par l'évolution du profilage induite par cette évolution structurelle des TRV.

Enedis demande donc à être associée très en amont pour évaluer les impacts d'une telle mesure ainsi que les actions de mitigation à anticiper et à mettre en œuvre.

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 ?

Enedis formule les mêmes recommandations qu'en question 15. Une synchronisation massive de consommation notamment lors de la reprise, en sortie d'heure de pointe à 20h, aurait des conséquences potentiellement préjudiciables pour l'équilibre du système électrique et pour le réseau de distribution.

Octobre 2022

## Réponse de l'UFE à la consultation de la CRE relative aux évolutions de la méthode de construction des tarifs règlementés de vente d'électricité

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 ?

L'UFE est favorable à l'objectif d'évolution de méthode proposée par la CRE. En effet, procéder au lissage du coût d'approvisionnement de la courbe de charge sur une période pour laquelle les produits à maille plus fine sont disponibles sur le marché permet de refléter plus fidèlement cette brique de coût dans l'empilement du TRV.

Cependant, certains produits à la maille infra-trimestrielle ne sont disponibles qu'à très court terme.

L'UFE propose donc :

- Soit des primes de risques correspondant aux écarts constatés entre les historiques et les conditions de marché actuelles ;
- Soit la révision des TRVE plus fréquemment (mensuellement, trimestriellement ou 2 fois par an par exemple) ;
- Soit par une régularisation ex-post des écarts constatés.

Par ailleurs, l'UFE regrette que certains coûts ne soient pas intégrés au TRVE tels que les spread bid-ask, les appels de marge ou les risques associés aux couvertures financières.

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 ?

L'UFE salue la revalorisation des frais d'accès envisagée. Toutefois, **cette hausse est très en retrait par rapport à l'inflation importante des briques de risque pour l'ensemble des fournisseurs**. L'UFE rappelle que les frais d'accès au marché ne se limitent pas aux seuls frais de transaction et invite la CRE à prendre en compte l'ensemble des coûts liés au trading, tels que les spread bid/ask et les appels de marge qui ont atteint des niveaux démesurés.

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 ?

L'UFE n'apporte pas de réponse à cette question.

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 ?

L'UFE est favorable à la proposition de la CRE d'indexer le coût des écarts sur une référence de prix de marché. Le niveau acté en 2016, de 0,3 €/MWh, est très loin aujourd'hui des coûts des écarts réels supportés par les fournisseurs.

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 ?

Si l'UFE dans le temps imparti n'est pas en mesure d'instruire le détail de ces calculs, elle souhaite néanmoins souligner sa préférence pour une indexation de cette brique sur les produits à termes et considère qu'il y a bien une corrélation historique entre le coût moyen des écarts et les prix à terme.

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 ?

L'UFE ne peut apporter de réponse dans un laps de temps aussi court à la problématique des références des coûts CEE dans les TRVE. A terme, et au-delà de la référence à prendre en compte en 2023, il serait souhaitable de **solliciter la DGEC pour réaliser une étude sur le coût de revient réel des CEE** eu égard à l'exhaustivité des informations tarifaires et de volumes dont elle dispose. A défaut, la CRE pourrait mener, en amont de chaque exercice tarifaire, un sondage auprès des fournisseurs afin de révéler le coût de CEE moyen, à mettre en perspective avec le coût de CEE d'EDF et ainsi assurer un contrôle de cohérence.

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 ?

Sans se prononcer sur le caractère opportun ou non- de retenir une référence basée tout ou partie sur un indice Emmy, l'UFE considère que la méthode et le principe de bornage complexifieraient inutilement la détermination des TRVE, sans avoir de réel impact. En effet, la DGEC a déjà lancé une consultation visant à mettre en place un « corridor de prix » des CEE.

**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 ?**

L'UFE n'apporte pas de réponse à cette question.

**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 ?**

L'UFE n'apporte pas de réponse à cette question.

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

L'UFE est favorable à une séparation des coûts, des risques et de la marge. Ainsi, l'espérance des risques doit être considérée comme un coût à part entière et à ce titre être intégrée à la composante d'approvisionnement en énergie des TRVE. Cependant, depuis notamment la décision de la CRE de février 2022, les fournisseurs ont eu à supporter des risques bien plus élevés que ceux valorisés dans les TRVE dans leurs offres, en particulier le risque de thermosensibilité et le risque de liquidité sur les marchés. Il est essentiel de prendre en compte l'actualisation d'un certain nombre de risques.

⇒ **Pour le calcul de la marge**

L'UFE demande que l'expression de la marge soit présentée en €/MWh plutôt qu'en pourcentage, dès lors que les éléments de risque sont traités séparément. L'expression de la marge en pourcentage, confrontée à la volatilité des prix sur le marché de gros impacterait négativement le niveau de la marge alors captive de cette volatilité donnant lieu à des niveaux irrationnels.

⇒ **Pour le calcul du risque volume**

L'UFE alerte la CRE sur le fait que la thermosensibilité des consommateurs n'est pas le seul risque

de consommation que les fournisseurs doivent assurer. Il y a également un risque volume lié à la variation des facteurs d'usages (FU), entraînant une variation de la consommation prévisionnelle à la hausse comme à la baisse. Pour dimensionner ce risque nous invitons la CRE à travailler de concert avec RTE qui produit déjà des études approfondies de la prévision de la consommation France. Il pourrait être très facile pour la CRE d'intégrer ces prévisions dans les TRVE. Ce risque pourrait être intégré dans la sous-composante « risque de consommation hors thermosensibilité ». Par ailleurs, il convient de prendre en compte le coût des écarts ainsi que les coûts relatifs aux activités de trading (appel de marge, spread bid/ask, risques liés aux couvertures financières, risque lié au coût de cascading, etc.). Ces points ont été soulevés à plusieurs reprises dans les questions précédentes. Ils devront être pris en compte dans l'une des sous-briques liées aux coûts d'approvisionnement.

**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 ?**

**L'UFE partage pleinement l'avis qu'il est nécessaire de pérenniser durablement l'attractivité de l'option HP/HC par rapport à l'option Base et même d'encourager son choix par davantage de consommateurs dans les années qui viennent.**

L'UFE regrette que cette question très importante doive être traitée dans des délais aussi courts ; un travail de consultation lancé plus tôt aurait permis un partage plus approfondi des évolutions et des échanges indispensables avec la CRE pour mieux en appréhender les incidences. Au vu de l'urgence soulignée depuis des mois de redonner de l'attractivité pérenne à l'option HC, l'UFE ne demande pas de consultation publique spécifique complémentaire. En revanche, elle regrette le temps perdu ces derniers mois pour collectivement traiter ce sujet majeur pour les clients tous fournisseurs confondus comme pour le système électrique.

Si nous en restons aux termes de la consultation actuelle, l'option 1 présente l'avantage d'assurer plus complètement la cohérence des options entre elles en s'assurant que les clients restés en option Base ne paient pas un prix en moyenne inférieur au prix qu'ils auraient à payer en option Heures Creuses. Cette option est cohérente avec une vision d'un futur souhaitable où une très grande majorité de client souscrivent à un signal les incitant au bon placement de leurs consommations dans la mesure de leurs possibilités. L'incitation au déplacement de consommation est plus prononcée que celle de l'option 2 et la méthodologie est plus claire en garantissant une concurrence tarifaire effective.

A court terme et pour une période de transition, l'option 2 proposée par la CRE est intéressante en ce sens qu'elle permet d'organiser la convergence progressive de la méthode actuelle à la méthode sur option cible. Fixer arbitrairement et de manière pérenne un taux pivot ne paraît en revanche pas adapté sur la durée.

En tout état de cause, la CRE devra veiller dans le cadre de sa mission de surveillance aux **impacts**



de ces évolutions sur le marché de détail. Il est également attendu que la méthode détaillée et son application numérique soient publiées sur l'open data de la CRE, de sorte à permettre la contestabilité de ces options par les fournisseurs alternatifs.

En complément, l'augmentation de la compétitivité des options HP/HC par la composante de soutirage du TURPE pourrait être aussi expertisée par la CRE.

Question 13 : A l'instar du mouvement du 1er août 2022 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 ?

L'UFE ne répondra pas à cette question.

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

L'UFE n'apporte pas de réponse à cette question.

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 ?

En application de la méthode d'empilement du TRV, il n'est techniquement pas possible de garder le même prix d'option HC si la plage est élargie. Au contraire, un élargissement de la plage heures creuses conduirait nécessairement à une hausse du prix HC.

Il conviendrait au préalable de confirmer le besoin réel d'élargir la plage d'heures creuses et d'une amélioration globale de l'atteinte des objectifs d'intérêt général compte tenu de l'amointrissement de l'intérêt économique pour tous les clients pour lesquels le nombre d'heures creuses actuels est adapté à leur installation et leurs usages.

L'UFE souhaite le lancement en 2023 d'une concertation réunissant les gestionnaires de réseaux, les fournisseurs et les pouvoirs publics décisionnaires, afin de définir les besoins, les enjeux et les impacts des modifications du nombre des HC ou des plages horaires.

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 ?

L'UFE partage l'objectif de généraliser des offres avec une différenciation temporelle, quelle horaire et/ou saisonnière. Elle ne se prononce pas sur les modalités de cet élargissement.

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 ?

En préambule, une évolution de l'option Base qui reviendrait à la transformer en offre à deux postes de prix doit reposer sur cinq principes de fond :

- Viser une **bascule** sur l'ensemble des portefeuilles, en offre de marché et au TRV, mais pas d'extinction progressive qui accroîtrait le risque de ciseau tarifaire.
- Appliquer cette mesure de révision aux contrats **avec des puissances souscrites élevées**, en excluant donc les petites souscriptions qui doivent pouvoir rester en base et dont la variabilité des consommations a peu d'effet sur le système électrique.
- Écarter les clients en offre de marché à **prix fixe** de cette mesure jusqu'à échéance de leur contrat afin de respecter l'engagement d'une tarification fixe.

Dans l'objectif de sécuriser l'alimentation électrique pour les prochains hivers, il apparaît nécessaire de mobiliser l'ensemble des leviers concernant le niveau de consommation. En ce sens, le décalage passif de certaines consommations obtenu via le signal prix permet tout particulièrement d'obtenir un lissage permanent de la courbe de charge. Afin de développer de façon massive les offres avec des plages différenciées, l'UFE propose d'interdire la souscription d'offre monoprix pour tous les nouveaux contrats de puissance souscrite supérieure à 9 kVA dans un premier temps. Cette mesure, à articuler entre les tarifs réglementés de vente et les offres de marché, nécessite des travaux conjoints avec les pouvoirs publics en charge des TRV et offres de marché. **L'UFE appelle de ses vœux des travaux concertés dans les plus brefs délais, permettant aux fournisseurs et consommateurs de pleinement anticiper les décisions et de s'y préparer.**