

Evolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité

Date de la contribution : 27/09/2024

Introduction

Comme nous avons déjà eu l'occasion de l'exprimer, Octopus Energy France considère qu'il est nécessaire et urgent d'encourager les consommateurs à utiliser aussi simplement que possible des solutions de flexibilité. En effet, il faut mobiliser à court terme l'ensemble des leviers disponibles pour la transition énergétique - la flexibilité étant immédiatement activable, contrairement à de nombreux autres leviers.

Pour autant, l'option HPHC, dans sa configuration actuelle, ne nous semble pas le levier le plus optimisé à cette fin.

D'une manière générale, les objectifs visés dans le cadre de la présente consultation, s'agissant des signaux tarifaires envoyés aux consommateurs, nous semblent **contradictoires** :

- d'une part, rechercher la couverture des coûts de chacune des options ;
- d'autre part, conserver l'attractivité de l'option HPHC.

Or, les consommateurs HPHC ont un profil plus thermosensible que les consommateurs Base - et donc, des coûts sous-jacents plus élevés. Dès lors, **chercher à rendre l'option HPHC plus attractive que l'option Base revient à la subventionner via l'option Base, par une forme de subvention croisée**. In fine, cela avantage les consommateurs les plus thermosensibles et / ou disposant d'un chauffage électrique.

Par ailleurs, la sur-couverture de l'option Base n'est pas compensée par la sous-couverture de l'option HPHC. Certains acteurs vont être incités à proposer des rabais plus importants sur les clients souscrivant à l'option Base, plus rentable (ce que font d'ailleurs d'ores et déjà certains acteurs - mais qui n'est pas le cas des acteurs qui, comme Octopus, proposent des offres iso TRVE).

L'exploitation de cette niche tarifaire a comme conséquences :

- **de rendre l'option Base plus attractive pour les clients**, contrairement à l'objectif recherché ;
- **de nuire à la concurrence par l'innovation**, laquelle doit porter en priorité sur les clients ayant souscrit à l'option HPHC, qui ont un plus grand besoin d'activation de leur flexibilité ;
- de désavantager l'opérateur historique, dont le portefeuille risque d'être progressivement constitué de clients majoritairement à faible marge.

Enfin, préserver l'attractivité de l'option HPHC nous semble être un objectif pertinent dès lors que cette option permet une réelle flexibilité des clients (ce qui nécessite une différence tarifaire suffisamment importante entre plages horaires). Nous soulignons toutefois que **d'autres moyens que les signaux tarifaires existent pour mobiliser la flexibilité** des clients résidentiels (campagnes, pilotage, ...). En outre, le tarif HPHC reste **péréqué au niveau annuel, sans saisonnalité**, ce qui nous prive d'un gisement de flexibilité additionnel permettant de faire face aux contraintes saisonnières (ex : surproduction solaire au printemps et en été).

Dans ce contexte, il nous semblerait plus judicieux de chercher à **réduire structurellement le coût de l'option HPHC**, plutôt que de faire une péréquation entre clients pour compenser des coûts sous-jacents plus élevés. Cela pourrait passer par exemple par la suppression des options Base ET HPHC et leur **remplacement dans les TRVE par une tarification de pointe** pour tous les clients (et pas uniquement sur l'option Base, comme cela est envisagé par la CRE dans le cadre de l'expérimentation évoquée dans la présente consultation). Cela permettrait d'activer de manière efficace le gisement de flexibilité que représentent les consommateurs résidentiels.

A minima, il nous semblerait nécessaire de **saisonnaliser l'option HPHC**, afin de permettre une plus grande efficacité de cette option au regard de l'objectif d'encourager la flexibilité des consommateurs résidentiels.

3. Evolution des signaux tarifaires envoyés aux consommateurs

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

Comme nous venons de l'indiquer, il nous semble nécessaire d'engager dès à présent, pour une mise en œuvre à moyen terme, **une réflexion plus large que le seul choix de la méthode de calcul des options tarifaires, afin d'encourager plus fondamentalement le secteur résidentiel à mobiliser sa flexibilité tout en évitant les biais liés à l'artificialité des méthodes de calcul proposées.**

Ceci étant dit, cette méthode de calcul a certes l'avantage de moins dépendre d'éléments arbitraires que les autres méthodes proposées et de permettre de mieux refléter les coûts encourus. Mais elle conduit, comme les autres méthodes, à l'impossibilité pour les fournisseurs alternatifs de répliquer l'option HPHC à des conditions compétitives.

Il nous semble important d'analyser l'impact précis de cette méthode sur la différence de tarifs entre HP et HC et de s'assurer qu'il n'y ait pas de risque de « tassement » de cette différence. Si cette méthode était retenue in fine par la CRE, il serait important que la différence de tarifs entre HP et HC soit significative afin de mobiliser plus efficacement la flexibilité associée à l'option HPHC. Nous nous interrogeons à cet égard sur l'existence d'études réalisées par la CRE sur le seuil à partir duquel la différence tarifaire impacte les consommations des ménages.

Quelle que soit la méthode envisagée, il nous semble nécessaire avant toute mise en application de **mener une étude d'impact** afin d'étudier les conséquences de l'application de l'une ou l'autre des méthodes à la fois sur la dynamique concurrentielle, mais aussi sur les factures des clients. Nous craignons en effet les impacts suivants :

- risque de hausse des factures pour un certain nombre de clients qui auraient souscrit à une option tarifaire qui ne serait plus pertinente pour eux, dans un sens ou dans l'autre ;
- risque de constitution de "niches" pour les fournisseurs alternatifs, du fait d'un plus grand écart tarifaire entre les options, avec possiblement à terme un "vidage" de l'option Base avec possiblement un effet "boule de neige".

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

Sous réserve d'un choix de ratio adéquat, cette méthode pourrait présenter l'avantage d'inciter les clients à basculer sur une option HPHC, ce qui, si cette option incite en outre suffisamment à mobiliser la flexibilité des clients qui souscrivent (par une meilleure différenciation tarifaire, par rapport à la méthode par homothétie), est positif.

Pour autant, cette méthode ne permet pas à un fournisseur alternatif de répliquer l'option HPHC, qui reste sous-couverte, de manière compétitive.

En outre, elle comprend une part importante d'arbitraire puisqu'elle repose sur un ratio d'équilibre arbitrairement défini et qui ne traduit pas nécessairement les réels besoins de flexibilité du système électrique français. Elle est susceptible de s'éloigner des coûts réels obtenus par empilement, en artificialisant la structure des coûts des deux options.

Pour ces raisons, cette méthode de calcul nous semble devoir être écartée.

Question 3 : A - Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir la méthode par homothétie pour les tarifs Base et HPHC en 2025 ? B - Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE d'employer la méthode d'empilement par option cible à partir de l'année 2026 ?

Ni favorable, ni défavorable

Commentaire :

La méthode par homothétie convenait à titre temporaire, dans l'attente d'une évolution plus générale. Cependant, compte tenu de ses biais, tels qu'exposés par la CRE dans la présente consultation, il nous semble nécessaire de passer le plus rapidement possible à une autre méthode de calcul plus solide et moins arbitraire (sans pour autant se dispenser de la réalisation d'une étude d'impact, cf. infra).

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

Nous partageons la nécessité de **faire en sorte que l'option Tempo respecte la méthode d'empilement des coûts**, afin de mettre fin au subventionnement de cette option par les autres options tarifaires, qui aurait deux effets mécaniques : empêcher l'innovation sur ces offres d'une part, et accroître le risque de perte de l'opérateur historique, les concurrents se limitant aux seules options "rentables". Cet équilibre doit être rétabli le plus rapidement possible.

Plus globalement, nous soulignons l'importance de veiller à la **réplicabilité technique** des options tarifaires proposées uniquement par l'opérateur historique. A ce jour, malgré notre volonté constante depuis des années, ces tarifs ne sont pas répliquables :

- les périodes HC du TURPE sont définies localement alors que les périodes HC de Tempo sont définies nationalement, ce qui implique une possible décorrélation, pour une heure donnée, entre le tarif HC de l'énergie payé par le client et le tarif HC du TURPE (et donc entre ce qui est payé par le client et ce qui est payé par le fournisseur)
- il est nécessaire de définir une FTA du TURPE qui soit similaire au TRV Tempo. Il est important pour cela de permettre le passage des calendriers distributeurs à 6 index au lieu de 4 actuellement.

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

Favorable

Commentaire :

Oui, nous serions favorables à cette évolution tarifaire au sein des TRVE.

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

Le passage à une option de type HPHC n'est pas le seul moyen de mobiliser la flexibilité des clients. Y compris sur des puissances souscrites plus importantes que les puissances majoritaires, il peut être difficile pour certains clients de passer sur une option HPHC ou autre, soit qu'ils ne soient pas en mesure de décaler ou piloter leurs consommations, soit qu'ils n'aient pas le temps / les capacités de s'y intéresser. De ce point de vue, les campagnes et le pilotage automatisé peuvent être des outils particulièrement pertinents puisqu'ils permettent de toucher des

Plüm Energie

catégories de clients peu sensibles à une incitation tarifaire et sont peu coûteux à mettre en place.

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

Ni favorable, ni défavorable

Commentaire :

Nous n'y sommes pas défavorables même si, au regard du nombre de clients concernés, une étude d'impact nous semble nécessaire (cf. question suivante).

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

Dans l'hypothèse où l'option Base serait mise en extinction pour ces puissances souscrites, Octopus Energy France estime **nécessaire d'en dresser le bilan**.

Comme déjà indiqué ci-dessus, il est important de mobiliser d'autres signaux que le seul signal tarifaire pour pouvoir mobiliser les capacités de flexibilité des clients, qui ne sont pas toujours en mesure de changer d'option ou de s'adapter aux conséquences d'un changement d'option.

Il serait important en particulier **d'étudier les changements de comportement** des clients passés en HP/HC, ainsi que ceux des clients restant sur l'option Base, selon que ces derniers :

- sont accompagnés par des campagnes ;
- sont accompagnés via du pilotage ;
- ne sont pas accompagnés.

Ce bilan devrait également porter **sur les aspects concurrentiels** de la mise en extinction de l'option Base sur ces puissances (en particulier sur le développement d'offres Base chez les fournisseurs alternatifs visant à attirer de nouveaux clients guidés par la recherche de simplicité notamment).

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

La réponse est confidentielle

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

Favorable

Commentaire :

Nous sommes **favorables** à l'expérimentation d'un système de pointe mobile. En effet, cette mesure est pertinente pour sensibiliser le grand public aux problèmes de tension sur le réseau électrique. La meilleure compréhension par les clients de ces problématiques permettra aux fournisseurs de proposer des offres d'effacement alternatives à cette offre TRVE.

S'agissant des heures super creuses, il nous semblerait intéressant d'anticiper d'ores et déjà les tensions naissantes sur le système électrique du fait de la production solaire et donc **de réfléchir à des heures super creuses saisonnières** (notamment l'été durant les pointes de production / périodes de prix négatifs).

Cependant, comme indiqué en introduction, cette expérimentation ne devrait pas, selon nous, être menée uniquement sur les clients Base de moins de 6 kVa - c'est-à-dire les moins thermosensibles. **Au contraire, l'expérimentation devrait être menée également sur les clients HPHC.**

Nous **souhaiterions être associés à cette expérimentation et contribuer à la réflexion** qui sera menée en amont pour en définir les paramètres, laquelle nous semble devoir faire l'objet d'une concertation avec les parties prenantes.

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

Au-delà des aspects purement tarifaires, d'autres évolutions permettraient en effet de mobiliser la flexibilité des petits consommateurs résidentiels.

D'un point de vue réglementaire, les acteurs ont besoin d'un cadre clair, stable, dont les financements soient préservés afin de leur permettre de s'organiser et d'investir pour mettre en œuvre la transition énergétique et développer des solutions de flexibilité innovantes. Les évolutions récemment intervenues dans le cadre de l'AOFD 2025-S1 2016 sont malheureusement un contre-exemple à cet égard (forte diminution de la puissance appelée, baisse des rémunérations).

Des évolutions du cadre réglementaire **facilitant le développement de la flexibilité** doivent être envisagées. Nous les mentionnons ici même si toutes ne relèvent pas directement de la CRE et dépassent le cadre de la présente consultation :

- faire évoluer la **définition de l'effacement indissociable de la fourniture**, en la rendant plus universelle (parler de flexibilité plutôt que d'effacement) sans imposer la forme que doit prendre l'accompagnement du client, et en incluant toutes les formes de flexibilité possibles (à la hausse comme à la baisse) ;
- envisager la mise en place d'un **TURPE plus dynamique** (pointes mobiles « haute » et « basse ») afin d'encourager la tarification dynamique des fournisseurs et refléter davantage les contraintes du système électrique ;
- réformer le **mécanisme de capacité** dans les délais annoncés, en intégrant la flexibilité indissociable de la fourniture ;
- faire évoluer les **règles d'accès aux données**, avec notamment l'enjeu de permettre l'enregistrement systématique des données fines de consommations sur le compteur Linky (opt out plutôt que opt in) afin que les acteurs aient la possibilité d'accéder à leur historique, lorsque les clients les y autorisent ;
- s'agissant plus spécifiquement du VE, **faciliter la mise en place du décompte** : levée des obstacles réglementaires à la mise en œuvre du sous-comptage, sujet de la facturation entre les acteurs.

Par ailleurs, le cadre réglementaire actuel nous prive d'un **important gisement de flexibilité représenté par les batteries des clients résidentiels en autoconsommation individuelle avec revente du surplus**. En effet, les textes imposent aujourd'hui que l'électricité stockée dans les batteries soit à 100% produite par les panneaux PV : cela empêche le pilotage de ces batteries, qui présente pourtant **un intérêt considérable à la fois pour le réseau et pour les clients**. Le pilotage permettrait par exemple :

- un soutirage nocturne sur le réseau pour remplir la batterie, ce qui éviterait un soutirage sur le réseau lors des pointes matinales, et ferait bénéficier le client d'un tarif de soutirage en HC la nuit pour une consommation sur un temps d'HP ;
- un chargement de la batterie en journée via le réseau, dans les cas de production solaire faible en journée, ce qui permettrait d'effacer la consommation de pointe du soir du client. Le fournisseur aurait en outre un moyen de flex pilotage, lui permettant de candidater à

des AO de flexibilité.

Il est donc nécessaire de **supprimer le frein que représente aujourd'hui l'interdiction de soutirage sur le réseau pour les batteries résidentielles**, les économies réalisées par les clients permettant de renforcer leur intérêt pour cet outil de flexibilité important et aujourd'hui non subventionné.

D'un point de vue technique, il serait à notre sens nécessaire de :

- mettre en œuvre une réelle **interopérabilité** entre les différents équipements et imposer la standardisation (hardware, protocoles de communication, etc) ;
- **faire évoluer la TIC standard**, qui n'est aujourd'hui pas compatible avec les calendriers personnalisés sur Linky : cela bloque le développement d'offres innovantes puisque les clients qui utilisent la TIC historique ne peuvent dès lors pas piloter leurs appareils. Deux options sont envisageables : rendre la TIC compatible avec les calendriers personnalisés ou, à terme, la supprimer.

Enfin, il serait pour nous nécessaire que les offres de flexibilité à destination des consommateurs résidentiels soient rendues plus visibles auprès des consommateurs, notamment **sur les sites des comparateurs d'offres** de fourniture d'électricité. A ce jour, ces offres ne sont pas valorisées sur ces sites, ce qui ne permet pas la sensibilisation de consommateurs ni leur choix éclairé.

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

Nous y serions favorables dans le cas d'un impact positif très large sur les consommateurs, et sous réserve d'avoir pu participer au cadrage de l'expérimentation et de la définition des critères pris en compte pour évaluer son caractère concluant. En effet, compte tenu du caractère structurant de cette nouvelle option et de son extension à l'ensemble du marché, il est nécessaire d'associer les parties prenantes a minima via une concertation.

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

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

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

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

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

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

Plüm Energie

coût du complément d'approvisionnement en capacité au marché ?

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

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

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

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

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

Favorable

Commentaire :

A titre liminaire sur cette partie, nous notons que la CRE propose pour la plupart des évolutions une date de mise en œuvre dans le cadre du TRV 2026, motivant ce décalage dans le temps par le plus fort approvisionnement marché auquel devront faire face les fournisseurs dans un contexte post ARENH.

Pourtant, ces évolutions seraient nécessaires dès le calcul du TRV 2025 dans la mesure où les coûts dont il est question sont d'ores et déjà supportés par les fournisseurs, et insuffisamment pris en compte dans les TRV (quand bien même leur exposition au marché est moindre).

Par ailleurs, nous rappelons ici la nécessité de disposer très rapidement d'une complète visibilité sur les mécanismes réglementaires qui prendront la suite de l'ARENH. A date, beaucoup d'incertitude entoure encore le cadre réglementaire post-ARENH, et ses conséquences sur l'établissement des TRVE, ce qui impacte naturellement les stratégies de sourcing des fournisseurs et est de nature à déstabiliser le secteur.

Sur la question 21 :

Oui, cette nouvelle date d'évolution permettra d'éviter les rattrapages tarifaires chaque année, et les incertitudes associées - et ce d'autant plus que le TRV est le tarif de référence et qu'il est donc préférable d'éviter tout rattrapage, afin d'avoir un tarif de référence représentant mieux la réalité.

Comme la CRE le propose, il pourrait éventuellement être envisagé de réduire le lissage de 2 ans jusqu'au 30 novembre ou au 15 décembre afin de laisser le temps à la CRE de pouvoir calculer les tarifs.

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

Favorable

Plüm Energie

Commentaire :

Ces coûts concernent normalement tous les fournisseurs, qu'ils soient alternatifs ou historiques. Cette évolution va selon nous dans le bon sens, car ces coûts peuvent être importants selon les périodes de hedge, et les fournisseurs ne sont pas toujours en mesure d'avoir une stratégie d'atténuation de ces coûts. Ils doivent donc être pris en compte dans les TRV en totalité (sachant que la mise en place d'une stratégie de limitation de ce risque a elle-même un coût).

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

Selon nous, pour refléter correctement les coûts, le paramètre X devrait être proche de 100 (100%) afin de prendre en compte la totalité du spread bid-ask. Actuellement, le fee appliqué par les agrégateurs pour répliquer le settlement est proche de 1€/MWh - à noter qu'il dépend fortement de la volatilité du marché de l'électricité, lui-même soumis à la nervosité du marché du gaz et du GNL, ce qui peut conduire à des hausses du spread.

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

Le coût des garanties liées aux appels de marge doit en effet être pris en compte dans les offres de fourniture puisque les fournisseurs achètent leurs couvertures deux ans avant la livraison. En outre, le marché est assez volatil (plutôt baissier) depuis la crise de l'énergie, ce qui entraîne des appels de marge importants d'un jour sur l'autre lorsque l'on réplique le TRV. Cela conduit les fournisseurs à devoir soit immobiliser des sommes importantes (plusieurs millions), soit à être en capacité de les mobiliser très rapidement - les deux options ayant bien entendu un coût.

En tout état de cause, dès lors que ces coûts font partie intégrante des coûts encourus par un fournisseur, ils devraient être intégrés dans le calcul des TRVE.

Rappelons que des frais équivalents sont encourus, même implicitement, par les opérateurs historiques ou leurs actionnaires.

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

La réponse est confidentielle

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

Les risques quantifiés dans le cadre de la rémunération normale sont couverts uniquement en espérance, ce qui ne correspond pas à une stratégie adaptée de couverture des risques et ne reflète pas les coûts de portage associés.

Un taux de 3% du tarif moyen hors taxes et hors rattrapages à partir de 2026, intégrant la rémunération du tarif normal et les risques liés à l'incertitude sur l'augmentation de l'usage électrique (développement de l'autoconsommation, des véhicules électriques et des pompes à chaleur, nous semble cohérent.

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

Nous sommes en phase avec la méthodologie proposée. Il peut s'avérer judicieux d'exclure du calcul les années COVID/ crise énergie afin de ne pas sous/sur-estimer la thermosensibilité.

Par ailleurs, le risque de thermosensibilité devrait être pris en compte selon un percentile adapté et pas en espérance.

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

Favorable

Commentaire :

Nous sommes favorables à une évolution du coût des écarts afin de prendre en compte l'écart entre prix des écarts et prix spot d'une part et l'écart de l'erreur de prévision d'un fournisseur d'autre part.

Le X% est souvent utilisé pour les offres à prix spot et peut être utilisé également par des agrégateurs pour proposer un service d'équilibrage.

Dans tous les cas, et dans un souci de transparence, il serait important que la CRE apporte des justifications quant aux modalités de fixation du coefficient X, notamment sur les analyses qu'elle a menées en 2023.

L'analyse ne devrait pas embarquer les effets de foisonnement du portefeuille d'EDF et entre production et consommation, dans la mesure où on cherche à couvrir les coûts des écarts associés à la fourniture.

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

La réponse est confidentielle

Question 30 : A - Quelle référence de prix des CEE vous semble la plus adaptée pour une construction transparente et contestable des coûts commerciaux inclus dans les TRVE ? B - Quelles seraient les méthodes de calcul à appliquer à cette référence, en particulier s'agissant de la durée de lissage et des produits considérés ?

Comme nous avons déjà eu l'occasion de le souligner, la référence de prix des CEE C2E market semble plus appropriée que le prix Emmy. En effet, l'indice Emmy ne reflète pas nécessairement la réalité des transactions effectuées à date (il est en particulier sous-estimé en cas de marché haussier).

Cependant, il semblerait nécessaire de prendre également en compte le spread bid/ask pour mieux représenter les coûts supportés par les fournisseurs, de la même manière que la CRE le propose pour l'achat d'énergie. En effet, le marché des CEE est peu liquide, en raison d'une insuffisance d'offres, générant ainsi des coûts de spread bid-ask élevés.

Plüm Energie

Etant donné que le coût de portage de trésorerie est souvent inclus dans l'achat long terme des CEE (actuellement, les CEE de l'année A+2 sont toujours plus chers que ceux de l'année A+1), nous recommandons de passer à un lissage sur 1 an pour l'achat de CEE.

Il serait utile également de considérer un nouveau lissage en cas de modification du coefficient de CEE, pour prendre en compte les variations de marché suite à cette modification de coefficients CEE.