

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

Date de la contribution : 20/09/2024

Introduction

La méthode de calcul par empilement des coûts tels qu'utilisée jusqu'à présent par la CRE devrait normalement naturellement favoriser le déplacement de consommation. Si ce n'est plus le cas à date, c'est parce que les HC tels que définies aujourd'hui ne sont plus en ligne avec les heures où le réseau a de l'énergie excédentaire. On se retrouve ainsi à devoir écrêter de la production renouvelable/ moduler à la baisse la production nucléaire alors que dans le même temps les clients sont pour la plupart considéré en HP et donc inciter à limiter leurs consommation. Cela n'a plus aucun sens physique ni économique. A la fin ce sont les consommateurs qui en payent le prix.

Le déficit d'attractivité du HP/HC avec la formule de calcul actuellement en place est le reflet du décalage entre le placement des HC actuellement et les heures où le réseau a de l'énergie excédentaire. Dans ce cadre là, les méthodes proposées cherchant à agir sur les prix pour compenser un problème structurel. Nous sommes donc avant tout favorable au travaux menés par la CRE dans le cadre du TURPE 7 pour revoir le placement des HC et considérons que ces travaux doivent être prioritaires.

Par ailleurs Il est important de garder en tête l'équilibre financier de chaque option tarifaire prise individuellement. En effet, les arbitrages tarifaires réalisés sur le tarif HP/HC maintenu artificiellement bas par rapport au tarif base a eu pour conséquence une marge théorique nulle sur le tarif HP/HC, et une marge théorique très élevé sur le tarif Base.

La conséquence est double : Tout d'abord une incitation pour les fournisseurs à pousser le tarif base plutôt que le tarif HP/HC, ainsi qu'une marge brute nulle pour les fournisseurs qui ne proposent que le tarif HP/HC.

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 ?

Cette méthode nous semble être parmi celles proposées la plus adéquate pour parvenir de manière temporaire à améliorer l'attractivité de l'offre HP/HC.

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 ?

Cette méthode nous semble moins stable que la méthode précédente.

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 ?

Défavorable

Commentaire :

La méthode par homothétie a donné des résultats critiquables par le passé. Il nous semble préférable de passer sur la nouvelle méthode dès 2025.

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 ?

Sans avis

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 :

Le tarif base semble dépassé aujourd'hui et devrait être supprimé pour tous les consommateurs avec une PS > 6 kVA.

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 ?

Nous ne proposons pas d'option base.

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 sommes favorables à l'extinction du tarif base pour les clients > 6kVA et pensons que cette extinction devrait être plus rapide.

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 ?

Nous sommes favorables à l'extinction du tarif base pour les clients > 6kVA et pensons que cette extinction devrait être plus rapide

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 ?

Nous ne proposons pas d'option base

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 :

Le potentiel de flexibilité pour les clients avec une PS inférieur à 6kVA semble très faibles, mais nous sommes favorables à l'expérimentation par principe.

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

Soutien direct à l'équipement en batteries et dispositifs de pilotage de la consommation (EMS).

| Lever la barrière des 3 kWc sur les installations solaires résidentielles.

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 ?

| Même réponse que précédemment sur l'option base

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 ?

Ni favorable, ni défavorable

Commentaire :

| Sans avis, nous ne sommes pas actifs à date sur les clients >36kVA

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 ?

Ni favorable, ni défavorable

Commentaire :

| Sans avis, nous ne sommes pas actifs à date sur les clients >36kVA

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

Ni favorable, ni défavorable

Commentaire :

| Sans avis, nous ne sommes pas actifs à date sur les clients >36kVA

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

Ni favorable, ni défavorable

Commentaire :

| Sans avis, nous ne sommes pas actifs à date sur les clients >36kVA

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

Ni favorable, ni défavorable

Commentaire :

| Sans avis, nous ne sommes pas actifs à date sur les clients >36kVA

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 ?

Ni favorable, ni défavorable

Commentaire :

Sans avis, nous ne sommes pas actifs à date sur les clients >36kVA

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 ?

Ni favorable, ni défavorable

Commentaire :

Sans avis, nous ne sommes pas actifs à date sur les clients >36kVA

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 ?

Ni favorable, ni défavorable

Commentaire :

Sans avis, nous ne sommes pas actifs à date sur les clients >36kVA

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 :

Nous sommes plutôt favorables, cela apportera de la stabilité aussi sur la comptabilité des fournisseurs.

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

Commentaire :

Nous sommes favorables à la prise en compte du spread B/A.

Le montant de 1€/MWh semble cohérent avec ce que nous constatons sur Y+1. Il semble faible par rapport au prix sur Y+2 dont la liquidité est plus faible.

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 ?

Nous sommes favorables à la prise en compte du spread B/A.

Le montant de 1€/MWh semble cohérents avec ce que nous constatons sur Y+1. Il semble faible par rapport au prix sur Y+2 dont la liquidité est plus faible.

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 ?

Tous les fournisseurs ne passent par EEX. Les petits fournisseurs passent par des prestataires d'accès marché, comme Axpo ou Engie par exemple. Ces prestataires demandent des garanties bancaires de l'ordre de 30% du montant total couvert, dont le coût s'élève pour nous à environ 6€/MWh

Ces coûts font partie intégrante de nos coûts de sourcing, au même titre que les écarts par exemple.

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 ?

Le risque d'impayé est manquant dans l'analyse des risques proposés par la CRE. Le taux d'impayé s'établit à 2% en moyenne sur les factures, avec un taux de recouvrement très faible.

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

Les 3 derniers hivers ont été nettement plus doux que les températures normales, ce qui a obligé les fournisseurs à revendre à perte leur énergie sur le marché spot.

Les pertes ont été particulièrement élevées compte tenu de l'écart entre le coût de sourcing sur les marchés futurs et la faiblesse du marché spot.

Pour les années à venir, le coût d'approvisionnement sur les marchés futurs est moins élevé, néanmoins on constate de plus en plus d'heures à prix négatif, notamment lorsque la consommation est plus basse qu'attendu.

Pour un hiver avec une température plus douce que les normales de 1°C, nous estimons le coût des reventes à perte des couvertures à un coût de 3.92€/MWh réellement livré sur l'année.

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 ?

Le climat des 3 derniers hivers est exceptionnel au regard de conditions normales de météo, induisant des reventes d'électricité sur le marché spot à des prix très bas. Il est à craindre que le réchauffement climatique aggrave encore cette situation. La définition de ce qui est une météo normale est importante à prendre en compte, ainsi que l'écart à la normale dans les années les plus récentes. Le quantile à 90% semble plus juste.

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

Ni favorable, ni défavorable

Commentaire :

Sans avis

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 ?

Sans avis

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 ?

Sans vis