

Prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 7 HTA-BT)

Date de la contribution : 22/11/2024

L'UFE remercie la Commission de Régulation de l'Energie pour l'organisation de cette consultation publique relative au TURPE 7 HTA-BT, qui clôture un processus de consultation initié en décembre 2023.

L'UFE salue en premier lieu la méthode de consultation de la CRE - sur un temps long - et souligne l'intérêt de pouvoir prendre connaissance en amont de certaines orientations de la CRE au travers d'ateliers spécifiques, dans l'objectif d'anticiper les consultations finales. Cette nouvelle méthode devra être réappliquée lors des futures consultations relatives au TURPE 8.

Cette nouvelle consultation s'inscrit plus encore dans une période d'urgence à organiser la sortie des énergies fossiles pour répondre au dérèglement climatique et aux crises énergétiques, tout en assurant notre souveraineté énergétique et industrielle. **Notre système énergétique doit profondément évoluer et entrer dans une nouvelle ère électrique, engageant des transformations majeures pour le système électrique et de grands défis pour les réseaux d'électricité.** Nous saluons la volonté de la CRE d'adapter la prochaine période du TURPE à ces enjeux.

Pour accompagner l'électrification des usages et intégrer massivement les énergies renouvelables, il est donc nécessaire de préparer l'évolution des réseaux et le développement des flexibilités, tant côté production que côté demande, et de prévoir les investissements nécessaires. Tout en visant une optimisation des coûts du système électrique dans son ensemble, l'UFE appelle de ses vœux une régulation des réseaux qui permette aux gestionnaires de réseaux d'anticiper les investissements additionnels nécessaires à l'accompagnement des trajectoires identifiées dans les différents schémas (PDR, S3REnR).

Dans ce contexte nouveau, la CRE propose la mise en place de nombreuses régulations incitatives, une grande partie étant nouvelle et devant répondre aux attentes des utilisateurs, notamment dans le domaine du raccordement. L'UFE adhère entièrement à cette approche, une **régulation incitative ambitieuse** étant cruciale pour cette période. L'UFE estime toutefois que **pour garantir son efficacité**, celle-ci devra également être **équilibrée**, en respectant pour cela les principes ci-dessous (développés ensuite dans la réponse à la question 2) :

- Les gestionnaires de réseaux doivent être incités sur des paramètres qu'ils peuvent maîtriser ;
- Les régulations clés pour la transformation du système électrique doivent être priorisées, en cohérence avec les attentes de l'ensemble des acteurs ;
- Il est nécessaire de fixer des cibles et des niveaux d'incitation proportionnés, afin que les objectifs soient ambitieux, mais également atteignables ;
- La régulation incitative doit être symétrique, sauf à ce qu'il y ait démonstration d'une amélioration de la performance par une incitation asymétrique ;
- Des analyses coûts-bénéfices pourraient être menées préalablement à l'introduction de nouveaux indicateurs suivis et incités ;

Selon l'UFE, les éléments de régulation prioritaires sont les suivants :

- L'amélioration des délais de raccordement pour les producteurs, notamment en HTA, et une meilleure transparence des données ;
- Dans un contexte de dynamique d'électrification et de décarbonation, la régulation incitative doit comporter un volet sur la rapidité et la fiabilité des raccordements de consommateurs afin d'accompagner les objectifs en la matière.

Et plus spécifiquement concernant la régulation incitative de la qualité de service :

- Dans un contexte d'adaptation des offres de fourniture aux évolutions du système électrique, **des courbes de charge qualitatives et des règles officielles de rebouchage** sont nécessaires pour une facturation correcte et une transparence vis-à-vis

des clients ;

· Le cadre réglementaire doit également prendre en compte les enjeux data permettant de disposer des données adéquates pour la formulation d'offres dynamiques, et les coûts induits.

L'UFE prend par ailleurs note du souhait de la CRE d'une évolution exceptionnelle conjointe HTA-BT/HTB du niveau du TURPE 6 au 1er février 2025 afin d'apurer de manière anticipée le CRCP d'Enedis. L'UFE comprend l'objectif d'éviter deux mouvements successifs rapprochés et de sens contraire au 1er février 2025 puis août 2025, source de confusion pour les clients au TRVE. Pour autant, l'UFE demande à la CRE que ce type de décision ayant un impact financier sur les fournisseurs soit anticipé au mieux et communiqué aux parties prenantes le plus tôt possible pour permettre une déclinaison opérationnelle la plus fluide possible dans les prix des offres. **L'UFE rappelle que les fournisseurs doivent pouvoir compter sur des règles stables qui respectent leur besoin de visibilité.**

Concernant la structure tarifaire, l'UFE salue les travaux engagés dès 2023 par la CRE pour permettre à la structure actuelle de répercuter au mieux les coûts générés par chaque catégorie d'utilisateurs du réseau. **L'UFE serait très favorable de poursuivre ces travaux en anticipation de la période TURPE 8 et suggère à la CRE de prolonger cette dynamique en créant prochainement un groupe de travail dédié.** Ces travaux permettraient notamment d'approfondir le sujet du rééquilibrage de la part puissance que l'UFE estime nécessaire compte tenu des évolutions actuelles.

Concernant les orientations de la présente consultation, l'UFE **renouvelle son approbation quant à l'optimisation du placement des plages d'heures creuses**, afin de favoriser la consommation pendant les périodes d'abondances de production d'électricité solaire. Elle précise toutefois que le calendrier de mise en œuvre s'appliquant au réseau public de distribution devra prendre en compte les conclusions de la concertation entre Enedis et les fournisseurs. L'UFE insiste sur la nécessité d'une coordination préalable entre les gestionnaires de réseaux et les fournisseurs pour l'accompagnement des clients avant toute bascule de régimes d'heures creuses, selon le calendrier retenu. L'UFE note que la CRE maintient son souhait d'utiliser le TURPE pour transmettre des signaux économiques visant à exploiter au mieux les capacités du stockage afin de les inciter à réduire les coûts du système électrique, avec néanmoins quelques évolutions apportées à sa première proposition en décembre 2023 qui répondent à certaines des remarques de l'UFE. L'UFE estime que le déploiement de cette option devrait pour autant être conditionné aux conclusions d'une expérimentation dédiée.

Enfin, l'UFE partage qu'une augmentation significative du niveau du TURPE sur la prochaine période est essentielle, compte tenu des évolutions majeures à venir pour les gestionnaires de réseaux. Le niveau de la facture d'électricité des Français résultera donc d'une évolution de trois éléments : une part fourniture s'inscrivant dans un contexte de baisse des prix de marché, une augmentation nécessaire de la part TURPE pour financer la transition réseaux et une part correspondant aux taxes, devant s'inscrire dans un cadre fiscal cohérent avec l'électrification des usages que l'UFE appelle de ses vœux.

Cadre de régulation tarifaire

Question 1 Quels enjeux vous semblent les plus prioritaires pour la régulation incitative d'Enedis pour le TURPE 7 HTA-BT ?

La CRE propose la mise en place de nombreuses régulations incitatives, une grande partie étant nouvelle et devant répondre aux attentes des utilisateurs, dans le domaine du raccordement notamment. L'UFE adhère entièrement à cette approche, une **régulation incitative ambitieuse** étant cruciale pour cette période. L'UFE estime toutefois que **pour garantir son efficacité**, celle-ci devra également être **équilibrée**, en respectant pour cela certains principes :

· Les gestionnaires de réseaux doivent être incités sur des paramètres qu'ils peuvent maîtriser : l'UFE estime nécessaire de se focaliser sur des incitations répondant à des enjeux forts dans les quatre prochaines années pour l'écosystème électrique et sur lesquelles l'opérateur dispose effectivement de leviers ;

· Les **régulations clés pour la transformation du système électrique doivent être priorisées, en cohérence avec les attentes de l'ensemble des acteurs** : en particulier sur les achats système, les nouvelles incitations proposées (développement dans les délais d'ouvrages conduisant à décongestionner le réseau, déploiement d'automates permettant de limiter les écrêtements,...) vont dans le bon sens mais leur introduction justifie l'abandon d'une exposition de l'opérateur sur le court terme, à tout ou partie des fluctuations de ces postes qui ne dépendent en réalité que des prix de marché et/ou des flux résultant des plans de production et de la consommation ;

· Il est nécessaire de **fixer des cibles et des niveaux d'incitation proportionnées**, afin que les objectifs soient ambitieux, mais également **atteignables** : ce principe s'applique notamment en matière de régulation sur les raccordements, permettant de garantir une accélération des raccordements des clients. Les régulations incitatives ne doivent pas également être

structurellement punitives quand cela n'est pas justifié. C'est par exemple le cas de l'incitation sur la continuité d'alimentation pour laquelle il est naturel de constater des variations à la hausse ou à la baisse autour de la cible. Il semblerait ainsi plus naturel de fixer dans ce cas un tunnel plutôt qu'une incitation asymétrique ;

· **La régulation incitative doit être symétrique, sauf à ce qu'il y ait démonstration d'une amélioration de la performance par une incitation asymétrique** : A titre d'exemple concernant la régulation incitative de la qualité d'alimentation, plutôt que le maintien de la régulation asymétrique, l'UFE suggère de revenir à une régulation symétrique, permettant au gestionnaire de réseau de transport de profiter d'un bonus quand ses performances sont supérieures à ses objectifs ;

· **Des analyses coûts-bénéfices pourraient être menées préalablement à l'introduction de nouveaux indicateurs suivis et incités** : les régulations incitatives pouvant représenter un coût non négligeable pour les gestionnaires de réseau qui sera ensuite répercuté aux utilisateurs du réseau via le TURPE, les bénéfices dégagés devraient être mis en perspectives des coûts engendrés par ces incitations nouvelles avant mise en œuvre. A titre d'exemple concernant le cadre de régulation pour la transmission de données, notamment sur la complétude des courbes de charges.

Question 2 Partagez-vous le bilan du cadre de régulation du TURPE 6 et les principales évolutions envisagées par la CRE pour le TURPE 7 HTA-BT ?

L'UFE rappelle à titre liminaire son attachement historique à une juste couverture des coûts des gestionnaires de réseaux efficaces, pour les dépenses d'investissements et les charges opérationnelles.

L'UFE partage le bilan positif de la CRE du cadre de régulation tarifaire pour le TURPE 6 et la reconduction pour le TURPE 7 de l'essentiel du cadre actuel. Elle souligne toutefois que le cadre de régulation lors de le TURPE 6 n'a pas permis de refléter la forte hausse des coûts de l'énergie dans les tarifs d'utilisation des réseaux. Pour RTE, une adaptation ponctuelle a permis de restituer les excédents de recettes de contribution aux utilisateurs du réseau et donc de ne pas avoir de solde de CRCP important en fin de période. Pour Enedis, aucune mesure extraordinaire n'a été prise ce qui conduit Enedis à avoir un solde de CRCP de 3,5 Md€ en fin de TURPE 6, cette dette des utilisateurs envers Enedis devra être récupérée pendant le TURPE 7, constituant une part importante de la hausse tarifaire. L'UFE suggère donc à la CRE de prévoir des solutions de répercussion plus rapide des surcoûts d'Enedis, ou de recettes le cas échéant, sur la période tarifaire concernée.

L'UFE partage les principales évolutions visées par la CRE de renforcement de la régulation incitative concernant les raccordements au réseau de distribution et d'évolutions de la régulation incitative sur la qualité des données et le traitement des réclamations, sous réserve du respect des principes exposés dans sa réponse à la question 1.

Les grands principes tarifaires (cf. p.20)

Question 3 Considérez-vous, comme la CRE, qu'une durée de la période tarifaire de quatre ans est adaptée pour le TURPE 7 ?

L'UFE considère que cette durée est adaptée.

Question 4 Êtes-vous favorable à une évolution exceptionnelle du TURPE 6 au 1er février 2025 pour apurer de manière anticipée le CRCP d'Enedis constaté au 31 décembre 2023 ?

L'UFE prend note du souhait de la CRE d'une évolution exceptionnelle conjointe HTA-BT/HTB du niveau du TURPE 6 au 1er février 2025, au lieu du 1er août 2025, afin d'apurer de manière anticipée le CRCP d'Enedis.

L'UFE comprend l'objectif d'éviter deux mouvements successifs rapprochés et de sens contraire au 1er février 2025 puis août 2025, source de confusion pour les clients au TRVE. Le niveau du TURPE qui résulterait de ce mouvement pour une majorité de clients, dont ceux au TRVE, serait ainsi stable jusqu'en août 2026.

Cette évolution du TURPE 6 au 1^{er} février 2025 est possible dans le contexte de la baisse des prix de l'énergie qui permettent cette opportunité. Enfin, une telle évolution permet d'engager l'apurement du CRCP conséquent d'Enedis sur la fin de la période TURPE 6, ce qui permet de résorber sans délai ce point et éviter de faire peser excessivement sur les futurs consommateurs des charges résultant du passé.

L'UFE souhaite cependant rappeler que les variations non anticipées du TURPE empêchent les fournisseurs de répercuter correctement le coût de l'utilisation du réseau aux utilisateurs, notamment pour les contrats à offres à prix fixes qui ont été calculées en anticipant une hausse du TURPE au 1er août 2025. Ces variations ont également un impact sur les délais de prévenance auprès de ces clients. Le TURPE étant acquitté par l'ensemble des consommateurs en fonction de leurs caractéristiques de consommation, l'UFE rappelle que les évolutions tarifaires doivent assurer lisibilité et acceptabilité pour tous les consommateurs.

L'UFE demande par conséquent à la CRE que ce type de décision ayant un impact financier sur les fournisseurs soit anticipé au mieux et communiqué aux parties prenantes le plus tôt possible pour permettre une déclinaison opérationnelle la plus fluide possible dans les prix des offres. L'UFE rappelle que les fournisseurs doivent pouvoir compter sur des règles stables qui respectent leur besoin de visibilité.

Question 7 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE de mettre fin à la régulation incitative des coûts unitaires pour le projet Linky en 2025 ?

L'UFE est très défavorable à l'orientation de la CRE de mettre fin à la régulation incitative des coûts unitaires pour le projet Linky en 2025.

L'UFE souligne en premier lieu qu'une telle décision ne serait pas compatible avec le cadre réglementaire prévu au moment de la conception du projet Linky avant tout investissement et constituerait de fait une modification substantielle de son équilibre. La régulation incitative doit en effet s'appliquer sur la totalité de la durée de vie des compteurs, comme cela est précisé dans la décision CRE dans sa délibération du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'ERDF dans le domaine de tension BT ≤ 36 kVA : "les actifs liés au projet Linky mis en service sur la période du 1er janvier 2015 au 31 décembre 2021 (y compris les SI et les actifs liés à la pré-généralisation), à l'exclusion des actifs mis en service dans le cadre de l'expérimentation et des compteurs électroniques classiques, bénéficient d'une prime de 200 pbs. Cette prime s'applique sur la valeur nette comptable et sur la durée de vie de ces actifs".

L'UFE identifierait par ailleurs dans une telle décision la possible remise en question du cadre réglementaire, validant de fait une insécurité juridique pour les opérateurs régulés de nature à remettre en question leurs décisions d'investissements pourtant utiles au système électrique. Cette analyse est confirmée de surcroît par la réponse du président de la CRE aux recommandations de la Cour des comptes sur les compteurs Linky, dans son rapport public de février 2018, de faire évoluer le dispositif de différé tarifaire et de modifier la rémunération d'Enedis. Le président de la CRE y rappelait qu'"une modification a posteriori du dispositif de différé tarifaire ou de la rémunération d'Enedis créerait un précédent en termes d'insécurité juridique quant à la portée des décisions du régulateur. [...] Cela créerait, semble-t-il, une incertitude juridique pour l'évolution du système électrique au moment où il a le plus besoin d'un cadre clair". L'UFE appelle donc à une stabilité du cadre réglementaire, sans remises en question d'éléments actés.

Question 9 Êtes-vous favorable au calendrier et aux principes d'évolution tarifaire envisagés par la CRE pour le tarif TURPE 7 HTA-BT ? Êtes-vous favorable au rehaussement à +/- 3 % du plafond du facteur k ?

L'UFE est favorable au rehaussement à +/-3% du plafond du facteur "d'apurement" k du CRCP afin de modérer les variations du tarif et améliorer la couverture des coûts sur la prochaine période TURPE 7.

La régulation incitative à la maîtrise des charges d'exploitation (cf. p.34)

Question 11 Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées par la CRE concernant la régulation incitative des pertes pour la période TURPE 7 ?

L'UFE considère que l'incitation devrait porter sur le taux de pertes et non le volume de pertes afin d'insensibiliser le gestionnaire de réseau aux évolutions des flux d'énergie sur le réseau, pour lesquelles il ne dispose d'aucun levier. L'UFE considère par ailleurs que l'incitation doit être basée sur un prix de référence et non un prix constaté, tributaire des conditions de marché qui ne dépendent pas d'Enedis. Enfin, partageant la nécessité de faire évoluer la stratégie d'achat de référence pour prendre en compte la fin de l'Arenh, l'UFE soutient l'augmentation de la durée de lissage de l'achat des pertes sur des maturités à terme plus lointaines (jusqu'à Cal +4 ou Cal +5, tout en prenant en considération la liquidité de ces produits), un volume minimal de pertes étant quasi-certain.

La régulation incitative des raccordements (cf. p.55)

Question 23 Êtes-vous favorable à la régulation incitative envisagée par la CRE concernant la capacité de postes sources à créer en priorité, dans le cadre des S3REnR ?

L'UFE est favorable à une incitation sur une cible de capacité de postes sources à créer en priorité dans le cadre des S3RENr. L'UFE note que la création de projet est inséparable de la trajectoire d'investissement retenue et qu'il est donc important de réaliser les projets répondants à un besoin rapide des producteurs. L'UFE estime donc nécessaire de pouvoir réévaluer à la hausse la trajectoire de la régulation incitative à mi-période tarifaire, de façon à prendre en compte les éventuelles évolutions de dynamique dans les S3RENr. Enfin, dans le cas de l'atteinte plus rapidement qu'anticipé des objectifs en cours de période, il conviendrait de s'interroger sur l'analyse coût bénéfice de la création de projets considérés comme non prioritaires, si la capacité pouvait effectivement être utilisée par des producteurs.

La régulation incitative des projets prioritaires (cf. p.106)

Question 45 Êtes-vous favorable aux orientations préliminaires et aux actions prioritaires envisagées par la CRE pour Enedis sur la période TURPE 7 ? Identifiez-vous d'autres actions prioritaires ?

A ce stade, l'UFE propose de retenir deux actions prioritaires :

- Concernant la capacité d'Enedis de gérer la collecte et la transmission des données fines de consommation des compteurs communicants installés, deux Comités prospectives de la CRE ont appuyé l'ouverture d'un projet destiné à passer l'enregistrement des données sous le régime d'opt-out afin de permettre, avec l'autorisation du consommateur, un accès à l'historique des consommations sur plusieurs saisons. Le cas échéant, cette approche pourrait être réalisée sous forme d'agrégats représentatifs de la consommation et réduisant ainsi le volume de données à stocker. Un GT sur le sujet serait bienvenu pour définir les agrégats les plus pertinents.

- La mise en œuvre par Enedis d'un algorithme de complétion des données manquantes dans les courbes de charges, sur la base de règles de rebouchage définies en concertation avec la CRE et les acteurs de marché avec un niveau d'adéquation entre index et courbes de charge qui pourrait être défini en concertation. Cela permettrait aux acteurs proposant des services sur la base de ces données (flexibilité, offres de fourniture dynamiques) de pouvoir s'appuyer sur des données complètes opposables pour la facturation, tout en assurant une homogénéité des calculs appliqués. Ce rebouchage pourrait s'appuyer sur plusieurs règles et méthodes (interpolation, méthode des panels, etc.).

Niveau tarifaire

L'UFE rappelle que le niveau de revenu autorisé pour le GRD doit permettre de lui accorder les moyens d'exercer ses missions, sans le conduire à une sur ou sous rémunération de son activité, et en respectant ses objectifs d'exigence et de performances.

Question 53 Avez-vous des remarques sur l'analyse préliminaire de la CRE concernant le niveau des paramètres de rémunération pour le TURPE 7 HTA-BT ?

L'UFE considère que les paramètres retenus pour calculer la rémunération doivent être cohérents avec ceux applicables à un gestionnaire de réseau régulé, et refléter le profil de risque de son activité.

L'UFE rappelle que le changement de méthode envisagé par la CRE a été mise en œuvre l'année passée dans le cas des tarifs gaziers. Il n'est en outre pas envisageable que ce changement de méthode ne soit pas mis en place dans le cas de l'électricité et ce d'autant plus que la dynamique d'investissement, et donc de besoins de financement, est plus forte sur les réseaux électriques. Cette forte dynamique d'investissement se retrouve par ailleurs dans la pondération entre taux long terme (relatif aux anciens actifs) et taux court terme (relatifs aux nouveaux actifs) : 80/20 dans le cas du gaz, 70/30 dans le cas de RTE et 50/50 dans le cas d'Enedis (compte tenu également de sa méthode atypique de rémunération).

Structure tarifaire

L'UFE approuve à titre liminaire les principes identifiés par la CRE pour élaborer la structure du TURPE 7 : timbre-poste, péréquation tarifaire, reflet des coûts sans tarification à l'usage, horo-saisonnalité. L'UFE recommande de porter une attention particulière à l'efficacité du signal prix, ainsi que sur la lisibilité et l'acceptabilité du tarif, en veillant à ce qu'il intègre les nouveaux comportements socio-économiques, tels que ceux liés à la sobriété par exemple.

L'UFE regrette que la CRE n'envisage pas de poursuivre le rééquilibrage en part puissance / énergie, au motif que la répartition proposée est le résultat de la méthode utilisée et qu'aucune autre méthode n'a été formulée par les acteurs. L'UFE réitère donc son souhait de la poursuite de ce rééquilibrage en faveur de la part fixe, en tant qu'il permet de mieux refléter les coûts générés par chaque catégorie d'utilisateurs du réseau et de limiter les risques d'écarts de chiffre d'affaires au Compte de Régularisation des Charges et des Produits (CRCP). L'UFE rappelle que la poursuite de ce rééquilibrage aura par ailleurs un impact limité sur les évolutions de factures, pour les utilisateurs du réseau qui valorisent justement leur puissance souscrite, et transmettra de fait un signal incitatif de souscription à une puissance adaptée aux besoins. Ce rééquilibrage est selon l'UFE d'autant plus nécessaire du fait des évolutions actuelles, en particulier l'augmentation du parc de véhicules électriques et de l'auto-consommation.

Question 60 Êtes-vous favorable au maintien des différentes composantes du TURPE (comptage, gestion, soutirage, injection, etc.) ?

L'UFE est favorable au maintien des différentes composantes pour la période du TURPE 7.

L'optimisation du placement des plages d'heures creuses (cf. p. 150)

Question 61 Êtes-vous favorable aux modalités de mise en œuvre proposées par Enedis et aux orientations proposées par la CRE concernant l'évolution du placement des heures creuses ?

L'UFE abonde quant à la nécessité d'une différenciation saisonnière (hiver/été) du placement des heures creuses dans le respect d'un bon équilibre entre reflet des coûts et lisibilité du tarif, et des contraintes opérationnelles de mise en œuvre. L'UFE rappelle que cette mesure doit signaler les évolutions de consommation à même de réduire les coûts du système électrique, en lien avec l'essor de la production bas carbone.

Concernant les modalités de mise en œuvre plus spécifiquement, Enedis propose un calendrier (figure 32., p.155) de mise à jour des heures creuses de 28 millions de clients d'ici au 1er août 2027, suivant deux phases :

- Une première phase à compter du 1er août 2025 visant à attribuer des régimes sans différenciation saisonnière à 5 millions de clients ;
- Une seconde phase à compter du deuxième semestre 2026 visant à attribuer des régimes potentiellement saisonnalisés à 23 millions de clients.

Compte tenu de l'impact de la mise en œuvre opérationnelle et SI pour les gestionnaires de réseau ainsi que pour les fournisseurs, l'UFE est favorable à ce planning prévisionnel de mise en œuvre. Elle rappelle néanmoins que les modalités définitives, de planning comme de mise en œuvre opérationnelle, dépendront de la concertation en cours entre Enedis et les fournisseurs.

L'UFE identifiait à ce titre en début d'année plusieurs conditions à une bonne efficacité du changement de signal tarifaire du TURPE : le maintien par les fournisseurs de l'accrochage de la part acheminement de leurs offres aux plages du TURPE (voire un développement de l'adhésion à ces offres), la mise à jour des nouveaux profils en fonction des nouvelles HPHC, la sécurisation de l'adhésion des clients concernés et l'assurance d'une attractivité relative suffisante des offres alignées sur les plages du TURPE. L'UFE souligne que le résultat pouvant être escompté sur l'équilibre offre demande dépendra donc de la bonne réception du signal d'heures-creuses par une majorité de clients C5.

A ce titre, une **coordination préalable entre les gestionnaires de réseaux et les fournisseurs** et l'accompagnement des clients avant toute bascule de régimes d'heures creuses, selon le calendrier proposé par Enedis apparaît clé pour y parvenir.

En outre, il convient de veiller à ce que les placements d'heures creuses TURPE en journée soit adaptés à la spécificité locale et qu'ils restent donc facultatifs et à la main du GRD local. L'UFE approuve donc la considération de la CRE sur le caractère non-pertinent d'imposer l'attribution de certaines plages d'heures creuses à l'intégralité des clients, au regard de la diversité des enjeux locaux pour les réseaux.

L'introduction d'un tarif optionnel pour les installations de stockage (cf. p. 164)

Question 68 Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un tarif optionnel injection-soutirage accessible de manière transitoire aux installations de stockage raccordées au réseau HTA au sein des zones pour lesquelles l'apparition de contraintes locales de réseau est particulièrement prévisible ?

Concernant la proposition de la CRE d'introduire un tarif optionnel pour les installations de stockage, pour rappel :

- L'UFE soulignait déjà dans sa précédente contribution les points suivants, sur lesquelles elle se permet d'insister : un tel tarif remet en cause du principe de non-discrimination de tarification des réseaux et de la péréquation géographique, créant ainsi un risque de contestations et d'opposabilité juridique (définition des zones et la validation des sites éligibles) ;
- Une tarification spécifique pour les capacités de stockage nécessiterait des développements SI coûteux pour les gestionnaires de réseaux, qui seraient in fine répercutés à la collectivité. Ces coûts sont à comparer aux gains réels pour le réseau et pour ces capacités.

L'accélération du développement des énergies renouvelables combinée à la croissance de la consommation d'électricité appelle un besoin de flexibilité croissant. Les capacités de stockage jouent ainsi un rôle essentiel et sont amenées à se développer, tant sur le réseau de distribution que de transport. Il est ainsi nécessaire de développer des signaux économiques visant à exploiter au mieux les capacités du stockage afin de les inciter à réduire les coûts du système électrique. L'UFE note que la CRE maintient son souhait d'utiliser le TURPE pour transmettre ce type de signaux, avec néanmoins quelques évolutions

apportées à sa première proposition en décembre 2023, évolutions qui répondent à certaines des remarques de l'UFE.

Concernant le caractère transitoire, l'UFE salue le souhait de la CRE de ne pas généraliser l'option dès le 1^{er} août à l'ensemble du territoire. Elle souligne néanmoins qu'un premier déploiement de l'option pour des zones prévisibles en période transitoire s'opérerait ainsi sans retour d'expérience/mise en œuvre d'un bac à sable au préalable. Également, un déploiement de l'option aux zones moins prévisibles dans un second temps s'opérerait sans retour d'expérience, la période transitoire ne permettant pas à priori de tirer de conclusions applicables aux zones moins prévisibles.

Ainsi, l'UFE suggère d'attendre les conclusions d'un retour d'expérience avant d'acter son déploiement, le cas échéant. En outre, l'analyse de la CRE d'expérimentations similaires dans d'autres pays pourrait également orienter dans cette décision.

L'incitation à la bonne localisation d'un actif de stockage pourrait par ailleurs se faire au moment du raccordement, via :

- La facturation au moment du raccordement des coûts occasionnés (intégrant les coûts de renforcement) et donc au moment de la décision d'investissement et du choix de localisation ;
- Le questionnement des taux de réfaction ;
- Des dispositifs spécifiques liés au raccordement visant à encourager le comportement injection/soutirage optimisé au bénéfice du réseau.

Question 69 Êtes-vous d'accord avec les critères envisagés par la CRE pour définir les zones dans lesquelles une installation de stockage pourrait souscrire au tarif injection-soutirage ?

Concernant les critères pour définir les zones, les lignes directrices partagées par la CRE restent peu détaillées en décrivant les zones éligibles comme "dimensionnées en soutirage et des poches de réseau dimensionnées par l'injection photovoltaïque" et les zones non éligibles comme "dimensionnées en injection mais où l'apparition des pointes d'injection est difficilement prévisible (zones à forte pénétration de l'éolien par exemple)". Ceci implique pour les gestionnaires de réseaux de proposer une carte des poches de réseau éligibles ou non, susceptibles d'évoluer et entraînant un risque de contestation. L'UFE suggère donc à la CRE de préciser la méthode, en concertation avec les gestionnaires de réseaux.

Question 72 Êtes-vous favorable aux grilles tarifaires de la composante injection-soutirage et aux modalités de mise en œuvre ?

L'UFE approuve l'exigence - dans le cas où cette option devait être retenue - d'une durée d'engagement de 12 mois au minimum pour tout utilisateur décidant de souscrire à cette composante. Cette règle permet en effet un meilleur reflet des coûts annuels et limite les possibilités d'arbitrage opportunistes entre formules tarifaires d'acheminement.

La tarification relative à l'autoconsommation (cf. p. 173)

Question 74 Êtes-vous favorable à l'extension de la composante de gestion spécifique à l'autoconsommation collective à la HTA ?

L'UFE est favorable à cette extension.