



Réponse d'ENGIE à la consultation publique de la CRE du 23 mai 2019 relative à la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 6 »

ENGIE remercie la CRE d'avoir organisé cette concertation alors même que nous sommes à deux ans de l'entrée en vigueur de ce nouveau texte. Pour ENGIE, les principaux points à traiter sont les suivants :

- Se rapprocher d'une tarification au coût marginal de façon à faire payer le juste « coût » au chauffage électrique ;
- Tendre vers une tarification obligatoire à quatre index à terme. Dès le TURPE 6, préparer le marché, au fil du déploiement de Linky, à une facturation saisonnalisée, en s'assurant que la différenciation temporelle entre été et hiver reflète la réalité des coûts marginaux, et en supprimant les subventions croisées entre options tarifaires ;
- Maintenir l'absence de timbre d'injection, y compris sous forme d'un signal à la localisation, d'un coût nul, en moyenne pour les tensions allant de la BT à HTB1, et maintenir au niveau actuel le timbre pour les tensions HTB2 et HTB3 ;
- Réaffirmer que les GR doivent favoriser l'appel à des services de flexibilité fournis par les acteurs de marché plutôt que des signaux économiques délivrés par le TURPE ;
- Tirer parti des gains de productivité à réaliser chez Enedis (baisse de la composante de gestion ainsi que celle de comptage) du fait de l'arrivée de Linky.

ENGIE regrette que la consultation publique sur la qualité de service, annoncée par la CRE, ne figure plus dans le calendrier des travaux tarifaires alors qu'il s'agit d'un sujet central. Notamment, la qualité de service d'Enedis concernant les prestations sur les compteurs non-communicants doit s'améliorer (délais d'intervention, temps d'attente aux appels de la ligne Affaires Urgentes), ainsi que la qualité et la mise à disposition des données de comptage.

Q1 : Êtes-vous favorable aux principes identifiés par la CRE pour élaborer la structure du TURPE 6 ?

ENGIE, qui partage les principes identifiés par la CRE, est particulièrement attachée à ceux **d'efficacité et de non-discrimination, ainsi qu'à l'objectif de reflet des coûts qui en découle**. ENGIE partage en effet l'analyse de la CRE, selon laquelle le reflet des coûts sera essentiel pour orienter les choix des futurs utilisateurs, non seulement entre usages électriques, mais aussi entre usages électriques et autres usages.

Par ailleurs, ENGIE rappelle la nécessité des principes suivants :

Un principe de prévisibilité. Le TURPE représente une part significative de la facture d'un client, qui est exposé à ses variations (soit directement, s'il a souscrit une offre avec un TURPE pass-through, soit indirectement, via le risque supplémentaire que porte le fournisseur du fait de la variabilité du TURPE,

qui est in fine porté par le client). Il importe donc de limiter la variabilité du TURPE à court terme, et de rendre son évolution prévisible.

C'est pourquoi ENGIE souhaiterait que, comme cela a pu être fait pour le TURPE 5, la CRE prenne à la suite de la présente consultation publique une délibération portant orientations et arrêtant les évolutions les plus structurantes à prévoir pour le TURPE 6.

Un principe de transparence. A la suite du TURPE 5, la CRE a publié sa méthode détaillée d'élaboration de la fonction de coût, ainsi que les fichiers de calcul associés. ENGIE se félicite de cette démarche, mais regrette qu'elle ait eu lieu plusieurs mois après la délibération.

Pour permettre une participation constructive des fournisseurs à la réflexion sur la structure du TURPE, la méthode détaillée de construction du tarif ainsi que les fichiers de calcul associés devraient être publiés au plus tard en même temps que la seconde consultation publique sur la structure du TURPE.

Q2 : Partagez-vous les enjeux liés à la tarification au coût marginal, à la tarification de l'injection et à la généralisation des tarifs horo-saisonnalisés, identifiés par la CRE pour l'élaboration de la structure du TURPE ?

ENGIE est favorable à une tarification qui tendrait à refléter le coût marginal, lequel est essentiel pour orienter les choix des futurs utilisateurs, non seulement entre usages électriques, mais aussi entre usages électriques et autres usages.

A cet effet, elle considère qu'une approche par les coûts marginaux de long terme doit être introduite dès le TURPE 6, afin d'envoyer les bons signaux, notamment horo-saisonniers, aux consommateurs. Les tarifs doivent refléter les coûts engendrés sur le réseau par chaque catégorie d'utilisateurs, et spécifiquement par celles les plus dimensionnantes pour le réseau, comme le chauffage électrique. Plus cette approche sera introduite tôt, plus elle pourra être progressive, évitant des évolutions de facture brutales pour le consommateur.

La CRE a rappelé dans sa délibération relative au TURPE 5 que le TURPE actuel s'éloigne du reflet des coûts marginaux, qu'elle considère pourtant comme le signal le plus efficace, c'est-à-dire reflétant le mieux les coûts, afin d'éviter des évolutions de factures trop brutale.

L'objectif doit donc être une tarification au coût marginal dès la dernière année du TURPE 6 au plus tard.

Si ENGIE comprend la nécessité de lisser sur quelques années la résorption des écarts entre coûts et tarif, le reflet des coûts par le TURPE doit rester l'objectif premier et le calendrier d'évolution du tarif vers le reflet de ces coûts doit être publié, afin de garantir que ces subventions croisées ne sont que provisoires.

Dans ce contexte, la généralisation des tarifs à quatre index n'est qu'un élément parmi d'autres permettant le reflet des coûts dans les tarifs. L'application des coûts marginaux, et la suppression des subventions croisées entre tarifs à 4 plages temporelles et options historiques (base et HC/HP) doit être prioritaire. La disparition des tarifs historiques découlera à terme de ces évolutions. La généralisation des tarifs horo-saisonnalisés ne doit pas, en tout état de cause, être imposée tant que le déploiement des compteurs Linky n'est pas achevé, y compris sur le territoire de l'ensemble des ELD. A cet égard, ENGIE considère qu'il est prématuré de fixer un calendrier pour la disparition des options historiques.

Toutefois, des signaux tarifaires, si fins soient-ils, ne sauraient refléter en temps réel l'intégralité des coûts de réseau, à fortiori dans un tarif péréqué. C'est pourquoi les travaux sur le TURPE doivent

s'accompagner de travaux sur la mobilisation de flexibilités, afin que, dans les zones proches de la contrainte, les utilisateurs pouvant mettre une flexibilité à disposition du réseau pour réduire les investissements soient rémunérés à hauteur des coûts évités pour le réseau.

Enedis a annoncé préparer des expérimentations en ce sens, mais sur un nombre très limité de projets présentant le plus de valeur pour Enedis. Or, ces projets ne seront pas nécessairement ceux auxquels correspond le gisement de flexibilité le plus important, ou le moins coûteux. C'est pourquoi il est essentiel qu'en parallèle des travaux sur la structure du TURPE, la CRE s'assure qu'avant tout renforcement, Enedis utilise au mieux le potentiel des flexibilités au service du réseau. Cela implique notamment de s'assurer qu'Enedis met à la disposition des acteurs de marché des données suffisantes pour qu'ils puissent proposer des solutions de flexibilité et en anticiper leur construction (liste des ouvrages pour lesquels un renforcement est à l'étude et forme de la contrainte).

Gestion des heures-pleines/heures creuses : ce sujet pourrait devenir crucial durant la période TURPE 6, dans la mesure où le recours à des régimes d'heures creuses « atypiques » pourrait augmenter avec l'apparition de nouveaux usages qui « foisonnent sensiblement moins » que les usages historiques. Les fournisseurs auront donc besoin d'avoir une vision précise de la façon dont sont gérés les régimes d'heures creuses. A ce titre, ENGIE souhaite que les méthodes utilisées par Enedis pour déterminer ces régimes fassent l'objet d'une publication transparente, permettant à un fournisseur d'avoir une anticipation raisonnable de l'évolution possible des régimes d'heures creuses au sein d'une poche de de réseau.

Q3 : Etes-vous favorable au maintien du découpage du TURPE en différentes composantes (comptage, gestion, soutirage, injection, etc.) ?

ENGIE est favorable au maintien du découpage du TURPE selon les différentes composantes actuelles. Toutefois, la composante à l'injection pour les domaines de tension BT à HTB1 devrait être supprimée, ou, à défaut, maintenue à 0 € (voir réponses aux questions n°18 et suivantes) et, pour la HTB2 et HTB3, maintenue à son niveau actuel.

Q4 : Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant l'augmentation du niveau de la composante de gestion des utilisateurs raccordés au réseau de transport, et le maintien du niveau général de la composante de gestion des utilisateurs raccordés au réseau de distribution hors cas particulier de la composante de gestion payée par les autoproducteurs ?

ENGIE ne voit pas pourquoi un gestionnaire de réseau efficace aurait des coûts de gestion en croissance ou stables, alors qu'il est soumis à des impératifs de productivité comme tout acteur, au profit des consommateurs et de l'économie en général.

En ce qui concerne l'autoconsommation, ENGIE est favorable à la proposition de la CRE d'aborder le sujet dans la prochaine consultation publique sur la structure du TURPE, afin de disposer de données complètes pour analyser le sujet (voir complément en Q23).

En ce qui concerne la composante Rf, ENGIE rappelle sa réponse en date du 8 juin 2017 relative à la consultation de la CRE sur les *Prestations de gestion de clientèle effectuées par les fournisseurs pour le compte des GRD auprès des clients en contrat unique* : « ENGIE souhaite [...] le maintien constant des montants de rémunération aussi bien pour les clients en TRV que ceux en OM, et donc de l'écart entre les deux jusqu'en 2022, puis l'actualisation de ces montants après une nouvelle étude économique de la Commission de Régulation de l'Energie ».

Q5 : Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle, en distribution, les évolutions des technologies de comptage nécessitent une baisse du niveau de la composante de comptage ?

ENGIE partage l'analyse de la CRE suivant laquelle les gains opérationnels relatifs aux coûts d'exploitation, de relève et de transmission de données des compteurs doivent être répercutés à travers la baisse de la composante de comptage.

Toutefois, la CRE devra rester vigilante quant au maintien de la qualité des données et mettre en place les indicateurs adéquats pour inciter Enedis à garantir une bonne qualité de service. A cet effet, ENGIE se félicite de la consultation annoncée par la CRE sur la qualité de service, dont elle espère la publication prochaine.

Q6 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de ne pas modifier la forme générale des grilles ?

ENGIE est favorable à la proposition de la CRE.

Q7 : Êtes-vous favorable au principe d'une généralisation des options tarifaires à 4 plages temporelles ?

ENGIE est favorable au principe d'une généralisation à terme des options tarifaires à 4 plages temporelles.

Toutefois, elle appelle l'attention de la CRE sur les difficultés opérationnelles liées à cette généralisation, tant que le déploiement de Linky ne sera pas pleinement achevé (cf. Q10). Elle recommande donc de ne pas fixer dès à présent un calendrier trop rigide de transition vers une tarification à quatre plages temporelles généralisée.

ENGIE considère en effet que la priorité pour le TURPE 6 doit être la convergence des tarifs vers les coûts marginaux, et le rééquilibrage du niveau relatif des différentes options tarifaires pour qu'elles reflètent les coûts générés par les consommateurs qui les souscrivent effectivement. Ces deux évolutions sont essentielles au reflet des coûts et à l'orientation des investissements que les consommateurs pourraient faire dans les nouveaux usages.

Une fois ces deux évolutions réalisées, les options historiques du TURPE devraient se résorber en grande partie d'elles-mêmes. Un calendrier pourra alors être fixé pour la bascule des derniers consommateurs restés dans les options historiques.

Par ailleurs, ENGIE s'interroge sur les conséquences d'une généralisation des tarifs à quatre plages temporelles sur le profilage. En effet, la généralisation des TURPE à quatre plages temporelles pourrait entraîner une généralisation des offres de fourniture à quatre plages temporelles (au moins pour refléter la composante TURPE). Dès lors, l'intégralité des clients correspondant aux profils actuels RES1, RES11, RES2, PRO1 et PRO2 serait basculée dans un unique profil à quatre index. Il en résulterait une perte de précision du système.

ENGIE considère, en conséquence, que le système d'attribution des profils devra être revu et concerté, pour prendre en compte non pas uniquement la forme de la grille, mais aussi d'autres spécificités de l'offre (puissance souscrite, différenciation des coefficients tarifaires...) afin de garder à terme une granularité de profils au moins aussi élevée que celle disponible actuellement. Il convient également que le basculement des clients vers les nouveaux profils reste lié à un changement dans l'offre de

fourniture (introduction d'un composante été/hiver dans le tarif final payé par le client), et non pas uniquement à un changement du TURPE sous-jacent.

Q8 : Quel devrait selon vous en être le calendrier de la généralisation des options à 4 plages temporelles ?

Comme expliqué en réponse à la Q7, ENGIE considère qu'il n'est pas nécessaire de fixer dès à présent une date de transition généralisée vers le 4 index.

En revanche, ENGIE considère qu'il est essentiel que :

- les tarifs à quatre plages temporelles reflètent au plus tôt le niveau réel de différenciation entre été et hiver, afin de permettre à tous les utilisateurs de connaître leurs coûts sous-jacents ;
- Le niveau des options historiques du TURPE reflète dès à présent le coût attribuable aux utilisateurs souscrivant effectivement ce tarif. Le renchérissement progressif de ces options qui s'ensuivra permettra une bascule plus importante des utilisateurs vers les options saisonnalisées, et diminuera le nombre de clients résiduels à traiter lors de la généralisation.

Ces deux évolutions devraient être achevées avant la fin du TURPE 6.

Q9 : Que pensez-vous des modalités de transition envisagées par la CRE ?

ENGIE approuve le principe général des modalités proposées par la CRE, à savoir en premier lieu une évolution du niveau relatif des différentes options tarifaires afin que chaque formule tarifaire couvre les coûts des utilisateurs qui la souscrivent effectivement et, en second lieu, une bascule obligatoire de tous les utilisateurs vers des options à 4 index.

Toutefois, la première étape est de loin la plus importante, puisqu'elle seule garantit le reflet des coûts. A contrario, le maintien d'un certain nombre de clients dans les options historiques n'est pas problématique, tant que celles-ci couvrent leurs coûts.

ENGIE considère donc qu'en fin de TURPE 6 au plus tard, chaque option devra couvrir les coûts des utilisateurs qui la sélectionnent. Il sera alors possible d'établir un calendrier pour la généralisation de ces options.

Le principe de faisabilité, dont la CRE fait un principe clef de la construction tarifaire, impose d'éviter une généralisation trop précoce des options à quatre plages temporelles.

Q10 : Selon vous, comment devrait être traité le cas des utilisateurs ne disposant pas d'un compteur évolué à l'horizon TURPE 7 ?

Facturer le TURPE de façon systématique sur la base d'index non mesurés n'est pas envisageable. Ce procédé risque de donner lieu à des contestations de la part des clients, potentiellement chronophages et coûteuses pour les fournisseurs.

La relève à pied s'impose pour traiter ces cas, pour autant qu'elle soit facturée à son coût réel aux consommateurs concernés.

En attendant la généralisation des compteurs Linky, ENGIE s'inquiète de certaines dérives conduisant à une inégalité de traitement des clients entre ceux qui disposent d'un compteur communicant et ceux qui n'en possèdent pas. En effet :

- **Les délais d'interventions auprès des compteurs non communicants explosent**

Enedis ne doit pas laisser dériver les délais sur les demandes liées à des compteurs d'anciennes générations, a fortiori dès lors que les indicateurs suivis par la CRE prennent en compte l'ensemble des délais (Linky et non Linky) d'interventions. Même si ces indicateurs restent corrects globalement, cela va générer mécaniquement un biais du fait du passage d'un parc de compteurs qui va devenir majoritairement communicants à partir du mois d'août 2019.

Pour rappel, le prix de la prestation reste le même pour le client quel que soit le compteur.

Enedis doit limiter ces dérives et, comme le propose le MNE dans son dernier rapport, ENGIE est favorable à la création d'un délai maximum d'intervention au-delà duquel Enedis devrait rembourser tout ou partie de la prestation.

- **Le délai ouvré de 5 jours pour les RDV avec les GRD lors des mises en service ne répond pas à l'attente client**

En effet, deux tiers des consommateurs font des demandes de mise en service moins de 48h avant leur emménagement. En GT CRE, Enedis a considéré que le problème se résoudrait de lui-même avec les compteurs Linky (mise en service à J+1) et qu'en conséquence, elle ne souhaitait pas investir sur le sujet. L'horizon de temps nous semble trop lointain pour nos clients. Les délais se dégradent pour les clients non migrés vers Linky car les statistiques sont moyennées et les mises en service Linky se font à J+1. Hors mises en service Linky, en 2018, plus de 45% des demandes avec intervention d'un technicien sur le périmètre ENGIE ont été traitées au-delà du délai catalogue de 5 jours, dont plus de la moitié au-delà de 10 jours à compter de la première demande. Ce sujet des délais ressort dans nos études de satisfaction clients.

Les consommateurs réclament également une extension des créneaux d'intervention après 17h et le samedi ou le week-end.

- **Prioriser la date de mise en service recherchée par le client**

Les délais de réalisation des prestations doivent s'améliorer, en prenant tout d'abord en compte la date réellement recherchée par le client et non la première date de disponibilité contrainte par le calendrier du distributeur. Or, les indicateurs suivis par Enedis ne prennent pas en compte la date demandée par le client mais la date convenue de rendez-vous (disponibilité la plus proche de celle demandée par le client dans le calendrier du GRD). Les indicateurs d'Enedis, calculés sur la base de la date convenue, affirment une réalisation à 89,9%. Pourtant, le suivi de la date de réalisation comparée à la première date demandée par le client montre une toute autre réalité. Sur les demandes express, 70% des interventions sont réalisées au-delà de 2 jours après la date demandée. 45% des demandes standards sont réalisées au-delà de 5 jours.

Cette difficulté est un frein pour l'ouverture du marché.

- **La ligne « affaires Urgentes » génèrent des temps d'attente trop important pour le fournisseur**

Cette contrainte est en majeure partie liée à des interventions et donc s'adresse à des points équipés de compteurs non communicants.

En 2018, les temps d'attente constatés ont été particulièrement élevés, plus de 4 minutes en moyenne pour joindre le GRD. Des progrès ont été constatés en 2019, cependant les durées d'attente sont encore trop élevées pour certains jours et certains horaires et sont préjudiciables, aussi bien pour les clients que le fournisseur.

De plus, les plages d'ouverture restent trop limitées et compte tenu des sollicitations des consommateurs, il n'est pas durablement possible qu'un tel service s'arrête à 17h en semaine et ne fonctionne pas le week-end, ou a minima le samedi.

ENGIE considère que ces sujets devront être abordés lors de la consultation publique sur la qualité de service annoncée par la CRE.

Q11 : Êtes-vous favorable à la suppression ou au maintien de l'option HTA à pointe mobile ?

ENGIE est favorable à la suppression de l'option HTA à pointe mobile.

Q12 : Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle l'introduction en basse tension ≤ 36 kVA d'une option « pointe mobile » et d'une option « semaine/week-end » n'est pas justifiée ?

S'agissant des options à pointe mobile, ENGIE partage l'analyse de la CRE, selon laquelle, au vu du nombre limité d'ouvrages en contrainte, et des caractéristiques locales du réseau, un appel à des flexibilités locales serait plus efficace qu'un signal péréqué. Elle considère à ce titre que le développement de services de flexibilité en aval des ouvrages en contrainte doit être prioritaire, et que l'introduction d'une option à pointe mobile n'est donc pas pertinente.

ENGIE prend acte qu'un signal « semaine/week-end » ne reflèterait pas les coûts de réseau.

Q13 : Êtes-vous favorable à l'introduction de dénivelés de puissance en basse tension ≤ 36 kVA, et selon quelles modalités ? Si vous êtes fournisseur, envisageriez-vous d'utiliser ces dénivelés dans la construction de vos offres tarifaires ?

Pour les professionnels, ENGIE est favorable à l'alignement, autant que possible, des pratiques tarifaires sur l'ensemble des segments C1 à C5. A ce titre, elle est favorable à l'introduction de dénivelés de puissance en basse tension. S'agissant du mode de contrôle des dépassements, le client doit pouvoir choisir entre un système où les dépassements de puissance sont facturés et un système à disjonction. Cette évolution doit toutefois être étudiée dans le cadre du CGP pour en mesurer les conséquences sur le processus de reconstitution des flux.

Q14 : Êtes-vous favorable à donner à RTE la possibilité de modifier localement le positionnement des heures creuses en HTB ? Q15 : Êtes-vous favorable à donner à RTE la possibilité de modifier localement le positionnement de 61 jours de saison haute en HTB ?

Pour des poches proches de la contrainte et présentant des spécificités locales, le TURPE n'est pas l'outil adéquat du fait de la péréquation tarifaire qui interdit l'envoi d'un signal à la hauteur des coûts du réseau local. L'analyse que porte la CRE sur les signaux de pointe mobile trouve à s'appliquer ici.

Pour des ouvrages situés en haute tension et proches de la contrainte, le recours à des services de flexibilité devrait donc être privilégié.

ENGIE considère donc que le déploiement de services de flexibilité en aval des ouvrages de réseau de transport en contrainte devrait être prioritaire. RTE devrait avoir l'obligation, avant tout renforcement, de s'assurer que des flexibilités fournies par les divers acteurs du système électrique ne pourraient pas résoudre la contrainte.

Q16 : Êtes-vous favorable à une expérimentation portant sur le regroupement de points de livraison en basse tension pour faciliter le déploiement du véhicule électrique dans l'habitat collectif ?

Comme l'a rappelé la CRE dans son rapport sur le véhicule électrique, le modèle de regroupement BT n'est qu'un modèle de raccordement possible. Dans de nombreux cas, notamment lorsqu'il n'y a pas de parking attitré dans la copropriété ou lorsque les usagers décideront d'un modèle avec une borne partagée entre plusieurs utilisateurs, le modèle du regroupement BT n'est pas applicable. **De même, le regroupement BT n'est pas compatible avec les modèles d'exploitation de la flexibilité d'une flotte de véhicule, ou de *vehicle to grid*.**

Toutefois, dans certaines configurations, le regroupement BT pourrait être pertinent.

ENGIE est donc favorable à ce type d'expérimentation afin d'évaluer précisément les conditions de faisabilité d'un tel regroupement.

ENGIE souhaite par ailleurs que la totalité des informations relatives à ces expérimentations soient publiées et, le cas échéant, que les fournisseurs qui le souhaitent puissent être étroitement associés à ces expérimentations.

D'autres expérimentations pourraient également être lancées afin de favoriser le développement de la mobilité électrique, et notamment la possibilité d'utiliser d'autres formes de comptage que les compteurs du gestionnaire de réseau.

Par ailleurs, il convient de rappeler que l'optimisation des différentes composantes du tarif de réseau relève du fournisseur avant tout. Le regroupement doit donc être à la main du fournisseur et non du GRD.

Enedis ne doit pas pouvoir démarcher les clients en proposant ce type de regroupement, y compris au moment du raccordement d'immeubles neufs. Dans le cas contraire, certains consommateurs pourraient être indûment poussés à choisir la solution d'Enedis, quand d'autres solutions pourraient être plus adaptées à leur situation.

Q17 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de supprimer la composante d'absorption de puissance réactive pour les installations de production non régulées en tension et raccordées dans le domaine de tension BT > 36 kVA ?

ENGIE est favorable aux évolutions qui visent à améliorer l'intégration des EnR, pour autant qu'il soit démontré dans une étude détaillée que les évolutions proposées sont proportionnées aux phénomènes rencontrés sur le réseau, permettant de bien objectiver l'impact des mesures proposées.

Les dispositions de l'arrêté auraient pour but d'éviter des coûts de renforcements et de permettre le développement d'une production décentralisée sans impact pour le consommateur.

L'absorption de réactif répond à une contrainte de tension haute sur les réseaux. En revanche, le phénomène de tension basse n'est pas pris en compte, et il pourrait être opportun de prévoir également la production de réactif par les installations.

La mise en place d'une régulation de tension des installations EnR BT, destinée à maintenir la tension du point de raccordement et ainsi participer au réglage de la tension du réseau, renforcerait la stabilité du réseau au plus près de la consommation et de la production.

ENGIE précise que chaque installation ENR devrait être indépendante et autonome pour la gestion du point de tension au point de raccordement. Ce système présente l'avantage de ne pas avoir besoin de mettre en place une consigne en dynamique. Dès lors, aucune action ne serait nécessaire de la part du gestionnaire de réseau, le système régule une plage de tension à son point de raccordement (simple et efficace pour les petites puissances).

Si les conditions étaient réunies, ENGIE serait favorable à la mise en place de la régulation de tension pour les réseaux de distribution. Le producteur fournirait de fait un service système de contrôle de la tension. ENGIE estime qu'un tel système doit être rémunéré par le gestionnaire de réseau en charge du contrôle de la qualité de l'onde de tension.

En effet, les coûts d'investissements et de maintenance doivent être couverts pour le niveau de service rendu ce qui est le cas de la production centralisée et du réseau de transport.

Par ailleurs, ce type de service serait nettement plus efficace s'il était associé à un stockage d'énergie. En effet, le service système à la tension pourrait être associé à un service à la fréquence (réserve), afin de soutenir le système électrique en hiver, notamment pendant périodes de consommation de pointe (stockage d'une partie de l'énergie la journée et restitution à la pointe du soir par exemple).

Q18 : Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant la nécessité de s'interroger à nouveau sur l'opportunité d'une tarification de l'injection ?

ENGIE considère qu'il n'est pas prioritaire de s'interroger à nouveau sur l'opportunité d'une tarification à l'injection, ce sujet ayant déjà été abordé dans le cadre du TURPE 5. Si la CRE maintenait son intention, bien que la totalité ou la quasi-totalité des acteurs de marché y soit opposée, il conviendrait que l'ensemble des études soient rendues publiques et les travaux réalisés dans la plus grande transparence.

Rappelons toutefois les principaux points qui s'opposent à une telle tarification :

Un timbre d'injection rendrait moins compétitives les centrales de production d'électricité françaises au détriment de celles installées sur les territoires voisins. En effet, les centrales françaises verraient leur position dans le *merit order* de la plaque Nord-Ouest Européenne déplacée, et seraient de fait moins appelées pour produire, et sur des durées plus courtes, d'où une détérioration de leur rentabilité.

Le timbre à l'injection viendrait se superposer, voire s'opposer, aux signaux du dispositif S3REnR, qui organise la répartition des coûts entre gestionnaires de réseaux et producteurs d'EnR au moyen d'une quote-part (signal économique) par région (signal géographique). Ces signaux économiques reflètent les coûts de création des ouvrages nécessaires à l'accueil des EnR dans les régions. L'introduction d'un signal tarifaire supplémentaire constituerait en quelque sorte une double peine pour les producteurs d'EnR.

Les producteurs auraient à faire face à des coûts imprévisibles qu'ils ne pourraient pas connaître lorsqu'ils prennent leur décision d'investissement et sur lesquels ils ne disposent d'aucun levier significatif. Il n'existe pas de preuve robuste des bénéfices attendus d'un renforcement des timbres

d'injection. ENGIE soutient au contraire l'amélioration du cadre actuel, basé sur les coûts de raccordements et une mutualisation entre producteurs dans le cadre des S3REnR. En effet, ce cadre est à même de garantir une visibilité ex ante aux producteurs et donc de transmettre un signal plus efficace en termes de décision de localisation et d'investissement. ENGIE imagine que la qualité du signal transmis pourrait être encore améliorée, notamment en permettant une meilleure estimation des coûts de raccordement par les producteurs.

Le timbre à l'injection géolocalisé introduirait un degré de complexité trop important, comme le signale la CRE et le partage ENGIE, et ne constituerait pas un signal à l'investissement dans le cadre actuel. ENGIE souhaite rappeler que les travaux d'élaboration du Schéma Décennal de Développement du Réseau de RTE semblent montrer que les coûts de transition du système électrique demeurent principalement situés sur le segment de la production, pour laquelle la localisation selon le productible est de premier ordre au regard des contraintes réseaux.

C'est pour ces raisons qu'ENGIE soutient une préservation du cadre actuel de transmission des signaux économiques et géographiques, via les coûts de raccordement et la mutualisation apportée par les S3REnR, et considère que la création ou l'augmentation de timbres d'injection seraient préjudiciables aux producteurs en détériorant leur cadre d'investissement.

Q19 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'un tarif d'injection, centré en zéro, reflétant les effets positifs et négatifs induits par les injections sur les coûts d'infrastructure de réseaux ?

Outre les éléments de réponse apportés à la question Q18, ENGIE souhaite rappeler que les producteurs d'EnR doivent faire face à de multiples contraintes pour l'implantation des moyens de production dans les territoires. Une contrainte supplémentaire (signal à l'investissement centré en zéro) comme le suggère la CRE ne ferait dès lors qu'accentuer les difficultés des producteurs EnR pour répondre aux objectifs ambitieux de la transition énergétique. Il convient de noter que (i) les projets les plus rentables pourraient ne pas être retenus au profit de projets moins rentables mais mieux positionnés par rapport aux contraintes réseau ; (ii) le coût total de ce type de scénario a été évalué dans le cadre du BP/SDDR 2019 par le gestionnaire de réseau, et, (iii) sauf erreur, le coût serait prohibitif pour la collectivité de localiser les EnR en fonction du réseau.

S'agissant des infrastructures, ENGIE rappelle que plusieurs réflexions ont été engagées afin de réconcilier l'optimisation des besoins réseaux et la localisation des gisements sur le long terme. En effet, un travail en commun des acteurs du système électrique, au travers du GT anticipation en 2018 puis la mise en place de l'instance nationale de suivi et d'amélioration des S3REnR en 2019, a permis d'identifier et de lister les difficultés rencontrées dans la mise en œuvre concrète du déploiement des EnR au travers du dispositif S3REnR. Plusieurs réponses concrètes ont été apportées, comme par exemple le lancement de travaux concernant la fiabilisation du gisement à long terme, l'anticipation des ouvrages structurants à longs délais ou d'autres évolutions du dispositif.

Q20 : Que pensez-vous, sous réserve de résultats probants dans le cadre des études en cours, de l'introduction de tarifs d'injection différenciés géographiquement et temporellement pour les producteurs raccordés aux domaines de tension HTB reflétant la contribution des injections aux coûts des pertes ?

ENGIE demande que les résultats des travaux engagés par RTE pour étudier l'applicabilité de la méthode d'Eirgrid au réseau de transport français soient rendus publics.

Q21 : Que pensez-vous, sous réserve de résultats probants dans le cadre des études en cours, de l'introduction de tarifs d'injection différenciés géographiquement et temporellement pour les producteurs raccordés au domaine de tension HTA reflétant la contribution des injections aux coûts des pertes ?

ENGIE profite de cette consultation pour rappeler qu'à puissance transitée identique, plus la tension est élevée plus l'intensité est faible. Par conséquent, les pertes dans les infrastructures réseaux sont diminuées (proportionnelles au carré de l'intensité). ENGIE précise que plusieurs demandes ont été faites aux gestionnaires de réseaux de distribution pour étudier les avantages / inconvénients d'une augmentation de la tension des réseaux HTA (20 kV à 33 ou 45kV) afin, d'une part, de limiter le nombre de postes source collecteurs (augmentation de la puissance transitée et des distances de raccordement) et, d'autre part, de diminuer les pertes pour le système électrique. ENGIE souhaiterait également ouvrir le champ de la réflexion aux doctrines de déploiement et d'exploitation des réseaux dans un contexte de bouleversement profond du système électrique.

Q22 : Que pensez-vous de la possibilité de faire porter aux producteurs une partie du coût de constitution des réserves au travers du tarif d'injection si cela permet d'en réduire le coût global ? Le cas échéant, que pensez-vous des modalités envisagées par la CRE vis-à-vis de la prise en compte de ce coût dans le tarif d'injection ?

ENGIE n'est pas favorable à cette mesure qui conduirait à créer ou modifier un timbre d'injection uniquement pour cette charge, alors qu'elle a pour vocation de financer la sécurité d'approvisionnement, et pour laquelle les réseaux n'ont pas de rôle.

Q23 : Autres remarques

En ce qui concerne l'autoconsommation collective, ENGIE se félicite de l'introduction de dispositions dans le TURPE permettant de prendre en compte la décentralisation de la production. Toutefois, le niveau du TURPE reste en général sensiblement équivalent à celui qui aurait été appliqué sans autoconsommation collective ; les baisses constatées n'excèdent pas quelques % et des augmentations sont mêmes observées dans certains cas.

ENGIE estime que le TURPE 6 doit évoluer à la baisse, en raison des facteurs suivants.

Notamment, le TURPE autoconsommation actuel retient comme hypothèse, dans sa construction, que l'intégralité des flux allo-produits provient des réseaux de tension amonts. Or, ces flux peuvent aussi provenir de moyens de production voisins mais ne faisant pas partie de l'opération d'autoconsommation collective (panneau solaire en obligation d'achat). Cet élément devrait être pris en compte dans la construction du tarif et ainsi abaisser le tarif appliqué aux flux allo-produits. **ENGIE considère que les flux alloproduits alimentant une opération d'autoconsommation collective devraient se voir attribuer la même part de production locale que les flux alimentant un consommateur basse tension classique, soit environ 5% : l'arrivée d'une opération d'autoconsommation collective sur une maille de réseau n'a aucune raison de modifier la proportion de panneaux solaires en obligation d'achat sur cette zone.**

S'agissant de la composante applicable aux flux autoproduits, **la CRE considère qu'en moyenne, 30% de ces flux viennent des réseaux amonts. Ce chiffre, qui n'est qu'une hypothèse destinée à être révisée, paraît extrêmement élevé.** En effet, il impliquerait que pour chaque demi-heure d'autoconsommation, le niveau de la consommation et de la production soit similaire.

Or, dans la réalité, la plupart des opérations d'autoconsommation dimensionnent leur panneau de façon à maximiser le taux d'autoconsommation, et sont donc quasi systématiquement dans des situations où la consommation couvre très largement la production, et où il n'y a donc pas de phénomène de compensation au pas demi-horaire.

Par ailleurs, les grilles des tarifs d'autoconsommation collective sont extrêmement complexes, puisqu'elles proposent au consommateur une grille à 9 coefficients. ENGIE souhaiterait que les auto-consommateurs « collectifs » puissent bénéficier d'une grille présentant une simplicité comparable à celle proposée aux autres consommateurs. **Tant que les grilles à différenciation saisonnière ne seront pas généralisées à l'ensemble des consommateurs, ENGIE considère que les autoconsommateurs doivent également avoir accès à des grilles heures-pleines/heures-creuses.**

Enfin, ENGIE considère qu'il serait pertinent d'examiner les conséquences de la décentralisation de la production et de l'augmentation qui en résulte, sur l'allocation des coûts de réseaux entre utilisateurs des niveaux de tension. La matrice des flux utilisée pour le TURPE 5 est une matrice strictement descendante, ce qui constitue une simplification. Dans les TURPE à venir, alors que la part des flux remontants augmentera, cette simplification ne sera plus acceptable, au vu de l'accroissement de la production décentralisée.