

**Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) n°2019-011 du 23 mai
2019 relative à la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité «
TURPE 6 »**

Réponse de TEARA

9 juillet 2019

Sommaire

Sommaire	2
1. Préambule	3
1.1 Contexte.....	3
1.2 Champs d'analyse	4
2. Analyses et position de TEARA	6

1. Préambule

1.1 Contexte

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité actuels, dits « TURPE 5 HTB » pour le réseau de transport et « TURPE 5 bis HTA-BT » pour les réseaux de distribution, sont entrés en vigueur respectivement le 1er août 2017 et le 1er août 2018.

Dans un contexte de transformation rapide du système énergétique, la CRE a engagé dès 2018 des travaux et réflexions sur la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (tarifs dits « TURPE 6 »).

La CRE souhaite interroger les acteurs pour élaborer ses orientations préliminaires pour la structure tarifaire du TURPE 6, dont les principaux enjeux sont les suivants :

- maintien global de la forme des grilles tarifaires ;
- préparation de la généralisation des options à 4 plages temporelles en BT \leq 36 kVA ;
- évolution de la tarification de l'injection.

La CRE engage ces travaux un an et demi avant la date prévue pour la délibération afin d'avancer sur les différentes thématiques.

Une attention particulière est portée sur la production de signaux de prix efficaces auprès des utilisateurs des réseaux d'électricité.

Par ailleurs la prise en compte d'un point de vue tarifaire des productions décentralisées et des nouveaux usages du réseau (IRVE, stockage, auto-productions) est une question de plus en plus prégnante.

Pour rappel, TEARA (Territoire d'Energie Auvergne Rhône-Alpes) est composée des 13 autorités concédantes que sont : le SIEA (Ain), le SDE 03, le SDE 07 (Ardèche), le SDEC (Cantal), Energie SDED (Drôme), le SEDI (Isère), le SIEL (Loire), le SYDER et le SIGERLY (Rhône), le SDES (Savoie), le SYANE (Haute-Savoie), le SIEG (Puy-de Dôme) et le SDE 43 (Haute-Loire).

En quelques chiffres, sur le domaine de la distribution publique d'électricité concédé à Enedis, TEARA représente :

- 4 137 000 usagers desservis ;
- 62 000 producteurs ;
- 1,5 milliards d'euros de recettes d'acheminement ;
- 10,7 milliards d'euros de valeur d'actifs concédés.

1.2 Champs d'analyse

Le champs d'analyse que souhaite couvrir TEARA est le suivant :

- Question 1. Êtes-vous favorable aux principes identifiés par la CRE pour élaborer la structure du TURPE 6 ?
- Question 2. 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 ?
- Question 3. Êtes-vous favorable au maintien du découpage du TURPE en différentes composantes (comptage, gestion, soutirage, injection, etc.) ?
- Question 4. 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 ?
- Question 5. 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 ?
- Question 6. Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de ne pas modifier la forme générale des grilles ?
- Question 7. Êtes-vous favorable au principe d'une généralisation des options tarifaires à 4 plages temporelles ?
- Question 8. Quel devrait selon vous en être le calendrier de la généralisation des options à 4 plages temporelles ?
- Question 9. Que pensez-vous des modalités de transition envisagées par la CRE ?
- Question 10. Selon vous, comment devrait être traité le cas des utilisateurs ne disposant pas d'un compteur évolué à l'horizon TURPE 7 ?
- Question 11. Êtes-vous favorable à la suppression ou au maintien de l'option HTA à pointe mobile ?
- Question 12. 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 ?
- Question 13. 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 ?
- Question 16. 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 ?
- Question 18. Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant la nécessité de s'interroger à nouveau sur l'opportunité d'une tarification de l'injection ?
- Question 19. 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 ?

- Question 21. 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 ?

2. Analyses et position de TEARA

Question 1 :

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

Les syndicats d'énergie représentés par TEARA restent attachés aux principes fondateurs de la tarification des réseaux publics de distribution français.

En particulier, la péréquation tarifaire (absence de différenciation spéciale pour un même type d'utilisateurs) est le socle de l'équité de traitement des territoires ruraux par rapport aux territoires urbains en France.

Le système de tarification de type timbre-poste (indépendance du tarif à la distance entre le point d'injection et le point de soutirage) garantit une simplicité de mise en œuvre et donc une bonne lisibilité. Très peu de pays ont réussi à appliquer un tarif dépendant de la distance du fait de la complexité de mise en œuvre.

Les principes de non-discrimination au sens où chaque catégorie d'utilisateurs payent les coûts qu'ils génèrent (mais sans différenciation spatiale) et la construction de signaux horosaisonniers sont essentiels pour permettre d'envoyer les signaux de prix reflétant les coûts et les bénéfices que chaque catégorie génère pour le réseau.

Si les critères à concilier, cités par la CRE, sont de la première importance, la tarification actuelle n'atteint pas toujours la lisibilité et la faisabilité souhaitée. En particulier, il convient de souligner le rôle incontournable des fournisseurs dans la répercussion des signaux aux utilisateurs.

Ceux-ci doivent trouver une cohérence des tarifs réseaux avec les offres tarifaires qu'ils peuvent construire. Dans la pratique, ces dernières proposent des grilles tarifaires de plus en plus souvent disjointes des grilles TURPE. Une meilleure pertinence des choix de tarif réseau (optimisation) et une meilleure information des clients finals sur les effets tarifaires doivent être recherchés pour réduire cet écart.

Question 2 :

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 ?

Sur les données de réseaux utilisées pour établir le TURPE

TEARA estime qu'il y a un réel enjeu d'amélioration des signaux tarifaires à construire le TURPE sur des données améliorées. En particulier :

- TEARA estime erronée l'hypothèse de rendements d'échelle linéaire en ce qui concerne les coûts de long terme, en relation avec la croissance des charges ou des pointes de soutirages sur une même poche de consommation (i.e. sur un même périmètre géographique). Ces hypothèses devraient pouvoir être améliorées par des analyses basées sur des données historiques, avec pour considération tout de même que les règles de dimensionnement des GRD ne sont pas forcément configurées pour prendre au mieux ces effets d'échelle.
- Le raisonnement sur les courbes de charges de chaque poste source et non une courbe nationale unique est indispensable car les situations d'appels de charges sur chacun des points de cette maille peuvent être très différentes ; engendrant des configurations et des heures de pointes bien différentes. Ces situations se trouvent noyées dans une courbe de charge nationale. Cette information existe par ailleurs depuis longtemps à cette maille.

Les autorités organisatrices de la distribution d'électricité regrettent, à ce titre, qu'Enedis refuse systématiquement de communiquer les données de mesure aux postes sources et pour les départements HTA, qu'elles soient brutes ou corrigées (des schémas d'alimentation, des producteurs, du climat, des industriels...). Ces données constituent des données du service public que le gestionnaire de réseau doit ouvrir aux autorités concédantes, et non conserver au motif fallacieux d'un savoir-faire industriel ou d'un risque de concurrence (ce qui est un comble pour une entreprise agissant en monopole). Pour permettre aux parties prenantes d'évaluer les hypothèses et l'intérêt des propositions de la CRE, ces données doivent être publiées par Enedis.

Enjeux liés à la tarification au coût marginal de long terme

TEARA estime que les moyens de faire parvenir des signaux de prix adéquats aux utilisateurs reflétant les coûts qu'ils engendrent doivent être renforcés, sans pour autant contrevenir au respect des principes de la tarification des réseaux en France. Notre système énergétique connaîtra inévitablement une constante mutation impulsée par les exigences de la transition énergétique. Les solutions économiques pour répondre aux enjeux qu'elle soulève présentent encore de nombreuses inconnues. Les recherches doivent donc se poursuivre à bon train pour éviter l'émergence d'absurdités technico-économiques mises en œuvre pour répondre trop rapidement aux défis qui se présenteront. Bien sûr, les fondamentaux économiques de la tarification doivent être repris et réexaminés en permanence face à ces défis. Mais les solutions doivent aussi s'inspirer des avancées innovantes.

La justification économique des coûts marginaux de long terme et, plus généralement, de la tarification au coût marginal repose sur une théorie bien établie. En fait, il s'agit de la maximisation du surplus collectif (issu de la fonction de coût) sous contrainte de la fonction de production. Cette optimisation conduit à des optima de Pareto, c'est-à-dire à des situations non absurdes économiquement. Cette théorie repose sur un certain nombre d'hypothèses et de conventions difficiles à adapter pour l'économie des réseaux d'électricité :

- L'opérateur de réseau a pour rôle de maximiser le surplus qui doit ensuite être réparti entre les consommateurs, sans préjuger de l'équité de ces situations. Elle ne fournit aucune indication sur la répartition du surplus entre les consommateurs, mais elle guide vers une tarification cohérente économiquement.
- L'existence de rendements d'échelle croissants ne permet pas à la tarification aux coûts marginaux de satisfaire la contrainte budgétaire (c'est-à-dire ne permet pas au tarif de couvrir les coûts de l'opérateur et rémunérer son capital). Une méthode très discutable est alors généralement utilisée pour satisfaire cette contrainte budgétaire : il s'agit de majorer proportionnellement les coûts marginaux de long terme jusqu'à couvrir les coûts (méthode généralement utilisée dans les systèmes en Europe reposant sur les coûts marginaux de long terme). Mais cette solution déforme l'optimum technique.
- La tarification dite de Ramsey – Boiteux, permet de contourner ce problème de prise en compte de la contrainte budgétaire. Cependant, la résolution suppose que soient connues les élasticités aux prix des consommateurs, c'est-à-dire les variations de la demande en fonction du prix du bien concerné, et dans le cas de biens substituables (tels que l'électricité aux heures pleines et aux heures creuses), les élasticités croisées, c'est-à-dire les variations de la demande d'un bien en fonction des prix des autres biens. En pratique, ces valeurs demeurent largement inconnues. Par ailleurs, les écarts entre prix et coûts marginaux sont d'autant plus importants que l'élasticité de la demande est faible.
- Enfin la notion de coût marginal doit pour les réseaux électriques s'appuyer sur une définition des heures dimensionnantes, c'est-à-dire le nombre d'heures sur lesquelles on répartit le coût du réseau. Un coût, même incrémental, ne peut pas, en effet, être affecté à la seule heure la plus chargée. Les calculs de planification des réseaux effectués par les opérateurs, basés sur les coûts marginaux de long terme (dans le cas du transport) ou sur les coûts incrémentaux (cas de la distribution) visent à déterminer ces nombres d'heures.

Ainsi, l'usage des coûts marginaux pris dans leur sens classique pour élaborer la tarification des réseaux d'électricité présente de nombreux obstacles sur lesquels d'autres méthodes pourraient peut-être apporter des solutions. C'est pourquoi le sujet de la méthodologie tarifaire doit rester ouvert. Notamment une méthode a été précédemment citée par la CRE dans les consultations passées reposant sur les valeurs de Shapley. Elle semble proposer une solution au problème de la répartition du coût d'un monopole régulé entre utilisateurs. Se calculant comme la moyenne de ce que chaque utilisateur aurait généré comme surcoût, elle propose un système de prix moins contrasté que ceux issus des coûts marginaux, respectant mieux les enjeux d'équité.

Note par rapport à la tarification nodale :

La CRE n'évoque pas dans sa question la tarification nodale, pour autant illustrée par l'étude référencée en annexe, qui fait son éloge en tant que système le mieux à même de donner un signal de

long terme pour guider les investissements de production et réseaux. Cette approche est effectivement reconnue comme la plus efficace économiquement. Mais elle force à abandonner le principe français de la péréquation tarifaire et présente une forte complexité de mise en œuvre, s'insérant difficilement dans le système européen actuel des marchés de l'électricité. Elle doit être pensée par ailleurs à l'échelle européenne puis qu'elle consisterait à revenir sur l'approche « zonale » constituant le système européen actuel. En outre, les gains associés à la mise en œuvre d'une telle tarification en France ou en Europe doivent inévitablement être mis en face du coût des changements que cela impliquerait sur les marchés de l'énergie et la gestion du système.

Enjeux relatifs à la généralisation des tarifs horo-saisonnalisés

Quel que soit la méthodologie de définition des signaux, toutes insistent sur l'importance de l'envoi de signaux de prix de nature à refléter les coûts induits par les utilisateurs pour le système. C'est la vocation de l'horo-saisonnalité des tarifs qui cherche à garantir l'imputation d'une proportion plus importante des coûts aux utilisateurs consommant dans la plage de puissance système la plus élevée et, donc, la plus chère. TEARA estime donc que les utilisateurs BT ≤ 36 kVA, à l'origine de l'essentiel de la pointe hivernale doivent aussi se voir appliqué l'horo-saisonnalité tarifaire, dans la mesure où, maintenant, les technologies de comptage le permettent.

Mais au-delà du périmètre d'application des tarifs horo-saisonnalisés à 4 plages temporelles, TEARA estime que le système tarifaire comporte une insuffisance dans le sens où il ne permet pas de responsabiliser les fournisseurs, afin que ceux-ci répercutent des signaux de nature à réduire l'impact réseau des appels de puissance de leurs clients. Un chantier devrait être lancé à ce sujet, car il apparaît indispensable de river la conceptualisation des signaux tarifaires à la question de leur retranscription dans les offres fournisseurs.

Une première action qui nous semble nécessaire serait que toutes les offres fournisseurs en contrat unique devraient faire mention de la grille tarif réseau appliquée, avec une retranscription claire et précise sur les factures des clients. Il faut en effet davantage inciter les fournisseurs à communiquer pour que l'enjeu de l'horo-saisonnalité soit mieux compris du grand public, sans quoi la plupart des clients se contenteront de payer la grille 4 plages sans même en avoir connaissance. De manière générale, un vrai travail d'harmonisation semble nécessaire sur l'écriture des composantes communes aux fournisseurs (TURPE, taxes) sur les factures.

Il serait dommage que la présente consultation ne fasse pas réagir les acteurs, en particulier les fournisseurs, qui sont les mieux à même de guider sur cette question.

Enjeux relatifs à la tarification de l'injection

Dans un contexte de fort développement des EnR raccordées aux réseaux de distribution, la question des signaux tarifaires à envoyer afin de répercuter les coûts de réseaux induits par la localisation des raccordements doit rester posée.

TEARA appuie donc pleinement la CRE sur ce thème pour la poursuite des travaux, sur les signaux tarifaires pour la localisation des sites d'injection. La réflexion devra tenir compte des dispositifs déjà existants (file d'attente et contribution S3RENR).

Ce point est développé de manière plus précise dans la réponse aux questions dédiées à ce sujet dans cette consultation (Questions 18 et 19).

Question 3 :

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

TEARA estime que le découpage actuel du TURPE est pertinent et permet de bien définir la destination de chaque composante.

Cependant, afin de limiter le nombre de parts fixes et dans un sens de clarification du TURPE, il pourrait être utile de regrouper les composantes de gestion et de comptage sous une seule composante fixe affichée. La grille de prix de cette composante devra toutefois bien présenter la partie comptage.

Question 4 :

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 ?

Pour ce qui concerne la distribution d'électricité uniquement, TEARA considère que la composante de gestion avait déjà été revue en profondeur lors de la construction du TURPE5 et dans son application et qu'il n'est pas souhaitable de revenir de nouveau sur son niveau.

Il considère également qu'une augmentation fournit aux GRD un mauvais signal par rapport à la nécessité de maîtriser ces coûts.

Pour rappel, il s'agissait de prendre en compte une rémunération du fournisseur au titre de la gestion des clients en contrat unique et le surcoût encouru par le GRD pour la gestion des clients ayant conclu un contrat d'accès au réseau directement avec le GRD. Le niveau de la composante a augmenté pour prendre en compte cette rémunération ; mais cette hausse devait être « neutre » pour l'utilisateur dans la mesure où le fournisseur répercuterait l'évolution dans le niveau de ses offres. Or la CRE ne fait pas le retour d'expérience sur l'impact de cette réforme pour l'utilisateur final. En particulier un retour sur l'application du terme Rf est souhaitable pour vérifier la neutralité sur les consommateurs.

A propos des tarifs autoproducteurs initiés par le TURPE5, TEARA souhaite ajouter la remarque suivante. Ces tarifs, comprennent une composante de gestion différente selon chaque cas de figure (auto-producteur individuel / collectif ; CARD ou contrat fournisseur, inférieur ou supérieur à 36 kVA) et des composantes tarifaires différentes selon les situations (inférieur ou supérieur à 36 kVA, courte - moyenne - longue utilisation ; tarification Hph, Hch, HPb, HCb + terme puissance ; tarif allo-production et auto production). TEARA estime qu'une telle déclinaison engendre une complexité entravant le principe de la lisibilité. Par ailleurs il est très difficile de comprendre la raison des différences entre les

différentes composantes de cette grille tarifaire. Une simplification est souhaitée. Par exemple, il semble nécessaire de faire porter sur ce type d'offres une part plus importante sur la part proportionnelle à la puissance.

Question 5 :

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 ?

Selon TEARA, il paraît logique que les coûts de la composante de comptage doivent diminuer vu les évolutions des technologies de comptage amenant des gains sur la gestion de la relève, comme il était présenté par la CRE à l'origine du projet Linky.

Néanmoins, dans un souci de transparence et de clarification, et dans le contexte social de déploiement de Linky conduisant à différentes oppositions, il est indispensable que la CRE présente, après audit approfondi, les coûts et les gains d'exploitation réels audités afin d'étayer cette baisse du niveau de la composante de comptage – et ce en prévision du TURPE 6 et avant déploiement complet. Ce retour d'expérience pourrait s'appuyer sur les territoires les plus avancés en matière de déploiement Linky.

Question 6 :

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

Pour TEARA, il est important de conserver un maximum de stabilité dans la forme générale des grilles. Celle-ci a été améliorée pour le TURPE 5, avec une simplification du calcul des composantes de soutirages (en particulier, les parts fixes). TEARA estime que cette forme est appropriée afin de refléter les coûts associés au soutirage. Il convient de garder cette forme pour permettre aux utilisateurs du réseau de s'approprier la tarification pour l'optimisation de leur consommation électrique.

Question 7 & 8 & 9 :

Question 7. Êtes-vous favorable au principe d'une généralisation des options tarifaires à 4 plages temporelles ?

Question 8. Quel devrait selon vous en être le calendrier de la généralisation des options à 4 plages temporelles ?

Question 9. Que pensez-vous des modalités de transition envisagées par la CRE ?

TEARA estime que la généralisation et le calendrier de la généralisation des options à 4 plages temporelle sont appropriés. La transition des options non saisonnalisées vers les options à 4 plages doit se faire de façon progressive comme le propose par la CRE, pour assurer une acceptabilité et lisibilité optimales. La période du TURPE 6 (2021-2025) est une période adaptée pour la transition. Il faut cependant bien impliquer les fournisseurs dans cette transition afin qu'ils puissent assurer une information des usagers.

Question 10 :

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

Dans le cadre du déploiement du compteur Linky, Enedis ne suit pas dans le système d'information clientèle le refus de pose de compteur. Ce point interroge sur l'application d'un barème tarifaire différent entre ceux ayant refusé Linky et ceux n'ayant pas fait l'objet d'une cible de déploiement par Enedis. L'absence de suivi laisse à penser que ces usagers seront traités comme l'ensemble, donc ne verront pas de coûts supplémentaires imputés dans le futur.

Pour autant il serait normal que la facturation de la relève à pied soit facturée aux premiers au coût réel, et prise en charge par le GRD (couverture tarifaire par le TURPE) pour le dernier.

Question 11 :

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

Cette option est très peu utilisée actuellement par les fournisseurs qui n'ont pas d'intérêt à utiliser ce vecteur d'optimisation du TURPE, en l'absence de gain pour eux. Ceci est en fait impossible à imposer. Il est préférable d'abandonner cette solution complexe et privilégier le développement des offres de flexibilité.

De nouveau cela pose plus généralement la question de la configuration des signaux tarifaires réseaux de telle sorte qu'ils soient répercutés sur les usagers afin d'induire leur comportement (sous peine d'être inutile).

Question 12 :

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 ?

L'introduction d'une option « pointe mobile » a eu très peu de succès comme indiqué pour la question précédente : nous sommes donc d'accord avec la CRE concernant le fait de plutôt valoriser l'usage des flexibilités.

Il est à noter que le principe des pointes mobiles souffre de la méconnaissance et d'incompréhension de la part des utilisateurs finaux qui, de fait, n'expriment pas de besoin à ce sujet.

Concernant l'option « semaine/week-end », TEARA considère que ce signal n'est pas adapté aux contraintes les plus importantes sur le réseau. En effet, le signal tarifaire incite à déplacer ses consommations vers le week-end : or il nous semble que ce décalage proposé n'est pas adapté aux habitudes de consommation des particuliers. Une option par journée ciblée ou infrajournalière (tel le signal EJP) nous paraît plus adaptée.

Question 13 :

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 ?

L'introduction de dénivelés de puissance est une bonne évolution : elle permettra une optimisation plus fine des puissances souscrites, en accord avec les possibilités offertes par Linky, et ainsi une optimisation du coût de la part fixe de soutirage qui est une des principales sources de coûts du TURPE pour les usagers en basse tension ≤ 36 kVA.

Elle nécessite cependant une clarification des possibilités de choix :

- Nombre de puissances différentes possibles ;
- Ecart minimal entre chaque puissance souscrite horosaisonnaire.

L'utilisateur doit pouvoir accéder à ces informations de façon simple par un affichage dans la présentation du tarif par le distributeur.

Concernant les faisabilités techniques, il nous semble que la puissance dite « limitée » est le choix technique le plus adapté, aussi bien pour les particuliers que pour les non résidentiels¹. La facturation des dépassements de puissance sera moins lisible qu'une réelle coupure du disjoncteur et pourrait amener des problèmes d'acceptabilité en cas de facturation importante de dépassements.

¹ A l'exception de certains usages particuliers de type IRVE.

Question 16 :

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 ?

Le regroupement de points de livraison pourrait être une façon de mieux prendre en compte le foisonnement pour le dimensionnement des raccordements et des puissances de planification. Pour autant, une remise à plat des calculs de foisonnement appliqués pour le dimensionnement des réseaux (NFC 14100 notamment) et des modes d'évaluation des puissances de planification BT semble prioritaire car plus généralisable, notamment grâce à l'apport de la métrologie que permet Linky sur les réseaux BT.

Cette thématique doit dépasser la problématique des seules bornes de recharge des véhicules électriques en habitat collectif. Elle devrait concerner aussi :

- Le développement de l'autoconsommation collective, avec l'objectif de faciliter le décompte de l'autoconsommation sur un périmètre en autoconsommation collective. Le bénéfice du regroupement permettrait d'insuffler une incitation supplémentaire à l'autoconsommation collective, qui présente un retard de développement en France par rapport à d'autres pays européens et aux objectifs nationaux.
- Le raccordement des bornes de recharge de moyenne puissance hors habitat collectif, dont le raccordement pourrait être mieux optimisé si elles pouvaient reposer sur un regroupement de points livraison. En effet, les plateformes opérateurs peuvent aujourd'hui piloter les bornes de recharge et moduler la puissance appelée individuellement en fonction de la charge appelée.

Question 18 :

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

Dans un contexte de fort développement des EnR raccordées aux réseaux de distribution, la question des signaux tarifaires à envoyer afin de répercuter les coûts de réseaux induits par la localisation des raccordements doit rester posée.

Indépendamment de la question d'un signal tarifaire géographique, il nous semble que l'intérêt est limité voire nul à mettre une composante injection ayant pour but uniquement de partager les coûts de réseau entre producteurs et consommateurs. En effet elle se reflètera de la même façon sur le coût du consommateur final mais sera répercuté sur les coûts de production. Il pourrait alors exister un effet pénalisant si les pays limitrophes n'appliquent pas la même tarification sur leurs producteurs.

Se pose ensuite la question de la pertinence d'introduire un signal tarifaire qui reflèterait les coûts de réseau engendrés par la localisation des producteurs. L'argumentaire repose sur le fait d'orienter les

décisions d'investissement et d'exploitation des producteurs et des stockeurs afin notamment d'influencer leur localisation sur le réseau.

Pour TERE, le mécanisme pourrait être effectivement incitatif mais ajouterait une nouvelle contrainte aux producteurs (qui sont face à une complexité déjà importante). Par ailleurs, les petits producteurs au tarif d'achat (photovoltaïque par exemple) n'ont souvent pas le choix de la localisation. Une telle incitation s'ajoutant à la réduction des tarifs d'achat pourrait être rédhibitoire. La question de l'impact des producteurs sur le réseau pourrait être dans un premier temps traité par système des offres de raccordement alternatives.

Question 19 :

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 ?

Les études menées dans le cadre du TURPE 5 s'étaient attachées à mettre en lumière les principaux critères permettant de justifier le paiement d'une partie des coûts de réseau par les injections ou, symétriquement, uniquement par les soutirages. Il était apparu qu'une telle tarification introduirait un degré supérieur de complexité dans la formation du prix de marché en France et dans l'articulation avec les signaux de localisation véhiculés par les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR). En outre il apparaissait que le schéma S3REnR (file d'attente et contribution S3REnR) engendrait déjà un signal tarifaire (au niveau raccordement) existant, reflétant l'impact des raccordements producteurs sur le coût des renforcements amont.

Mais la proposition de réflexion de la CRE dans le cadre du TURPE va plus loin et TEARA partage l'avis de la CRE sur l'intérêt d'approfondir un mécanisme d'incitation permettant de répercuter la valeur créée par une synchronisation locale entre production et consommation (qui permettrait d'encourager le développement du stockage et de l'autoconsommation).

Le gain associé à cette proximité reste cependant dépendant du type de production concernée. Les productions contrôlables (i.e. non intermittentes) et les sites de stockage électriques représentent un gain bien plus important que les productions intermittentes. En effet ces premières peuvent intervenir lors des pointes électriques locales, permettant de réduire la puissance à souscrire en secours. Les dernières ne peuvent garantir leur production à ces moments, et la puissance souscrite en secours sur le réseau doit être maintenue.

Question 20 et 21 :

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 ?

Les pertes en ligne générées par les échanges d'électricité sur le réseau qui peuvent varier en fonction des choix d'utilisation du parc de production pour satisfaire une demande donnée ne sont pas prises en compte par les acteurs de marché dans la programmation de leurs actifs.

Pourtant les charges associées à l'achat des pertes en ligne représentent un poste de coût majeur pour le GRT/GRD. L'introduction d'une tarification dynamique et géographiquement différenciée des pertes pour les producteurs pourrait avoir un effet incitatif visant à optimiser l'utilisation des actifs du système afin de réduire les pertes.

Afin de ne pas créer de distorsion de concurrence entre les différents types de producteurs il conviendra de transposer le tarif d'injection différenciés géographiquement pour les producteurs raccordés au domaine de tension HTA et aux producteurs raccordés au domaine de tension HTB.

Pour autant, les enjeux d'une optimisation des pertes nous semblent se positionner un degré bien moins important au regard des coûts d'infrastructures, qui risquent d'être générés par l'impact incontrôlé du développement des nouveaux usages et des productions renouvelables. De même un signal pour optimiser les pertes doit être dynamique et semble donc très complexe à implémenter.

TEARA ne souhaite pas remettre en cause le principe de péréquation tarifaire pour les consommateurs, ce qui signifie une différenciation s'imposant qu'aux producteurs. TEARA estime que les enjeux d'infrastructures dominant et que les efforts doivent porter sur leur optimisation en priorité.