



STRUCTURE DES TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE

Consultation publique de la CRE du 22 juillet 2015

CONTRIBUTION DES FEDERATIONS D'ELD

Le 25 septembre 2015

Dans le cadre de la consultation publique lancée le 22 juillet dernier sur la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, les fédérations représentatives des ELD, qui regroupent 150 entreprises en charge de la distribution d'électricité sur le territoire national, se sont associées pour formaliser une contribution commune. Elles souhaitent soumettre à la CRE leurs réflexions, résultats d'analyses et remarques en réponse aux questions posées dans le cadre de cette consultation.

Question 1 : Les problématiques exposées ci-dessus sont-elles selon vous représentatives des enjeux soulevés pour la structure du TURPE par l'émergence des réseaux intelligents et par l'évolution du système électrique ?

Réponse :

Les ELD partagent la vision de la CRE sur les évolutions et les enjeux de la structure et des incitations du TURPE. Les évolutions sociales des usages et les nouveaux modes de production ne peuvent que conduire la CRE à adapter, autant que faire se peut, la structure du TURPE.

Les ELD souhaitent rappeler avec force leur attachement à la péréquation nationale et au mécanisme dit de timbre-poste, sources d'équité et d'aménagement territoriaux.

Les ELD souhaitent également rappeler **le rôle essentiel de solidarité que vont jouer les réseaux, notamment les réseaux de distribution, dans le cadre de la transition énergétique**. Cette transition va modifier leur utilisation, et par suite la structure du TURPE pour que la couverture des charges y afférant soit toujours assurée, conformément à la réglementation.

Etant donné l'horizon d'application de ce tarif, il est nécessaire d'intégrer dès à présent des signaux permettant leur prise en compte par les utilisateurs lors de sa mise en œuvre.

Peuvent être mis en exergue, en particulier, les problématiques d'usages des réseaux en tant que secours dans le cadre de l'autoproduction, et par suite une interrogation sur la répartition relative entre la partie fixe et la partie variable du tarif (cf. rapport DGEC sur l'autoconsommation).

De même, les éventuelles contraintes qui pourraient découler de l'asynchronisme entre les signaux tarifaires du TURPE et ceux des fournisseurs (avec le déploiement des nouveaux

compteurs) sont à envisager. Des études montrent même qu'il pourrait y avoir des signaux antinomiques si sont intégrés des signaux liés aux effacements.

L'affectation à chaque utilisateur de réseau de "ses" usages et par suite de son impact sur le coût des réseaux doit donc être un élément essentiel de la construction du futur TURPE 5.

Question 2 : Voyez-vous d'autres enjeux à l'échéance du TURPE 5 ?

Réponse :

Dans les autres enjeux à prendre en compte, il convient d'insister sur les orientations de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte portant sur la production locale d'énergie, les stockages et les territoires à énergie positive. En effet, ces mesures bénéfiques dans la lutte contre le réchauffement climatique sont de nature à susciter des velléités de **développement des réseaux privés**. Le législateur a d'ailleurs apporté une réponse dans ce domaine, en prévoyant à l'article 167 de la loi la possibilité pour le Gouvernement de modifier par ordonnance le Code de l'énergie, en y introduisant un chapitre visant à encadrer la pratique des réseaux fermés.

Outre la nécessité que les dits réseaux soient autorisés, avec la préoccupation constante du monopole général accordé par le droit au gestionnaire de réseaux publics, de la compatibilité avec le développement de ces réseaux publics et de l'égalité des droits entre les utilisateurs raccordés à ces réseaux fermés et ceux raccordés aux réseaux publics, **il est impératif que le futur TURPE prenne en compte les transferts de coûts entre utilisateurs qui seraient une des conséquences de l'établissement de nouveaux réseaux fermés.**

Question 3 : Plusieurs facteurs peuvent contribuer à la maîtrise des pointes de consommation : les signaux de prix du marché de l'électricité, le mécanisme de capacité, les dispositifs d'effacements, la structure des tarifs de réseaux et les mesures d'économie d'énergie. Quel doit être selon vous le rôle ou la part de ces facteurs dans l'atteinte de cet objectif ?

Réponse :

L'augmentation de la pointe électrique journalière relève de plusieurs facteurs. Dès maintenant, dans le cadre de l'amélioration de la performance énergétique des bâtiments, les pompes à chaleur y contribuent. Demain, les infrastructures de recharge des véhicules électriques, à défaut de systèmes de pilotage de la charge et du stockage, risque si aucun accompagnement n'est prévu de l'accentuer. Par ailleurs, dans les zones propices aux EnR, les volumes produits rejoignent ou dépassent les consommations et créent de nouvelles pointes, localisées dans le temps et dans l'espace.

Il convient de considérer que les signaux de prix que pourront demain émettre les fournisseurs seront basés sur des problématiques d'approvisionnement et de marché, largement décorrélés des contraintes locales des réseaux de distribution, ce qui peut diminuer l'efficacité des signaux tarifaires liés au TURPE. Dans ce contexte, ces incitations tarifaires, qui ont montré leur efficacité, devront être confortées voire amplifiées pour préserver leur lisibilité.

Il paraît également judicieux de tirer parti des dispositions de l'article 188 de la LTECV pour **permettre la mise en œuvre de signaux locaux, pleinement efficaces sur les congestions locales issues par exemple de la production d'EnR.**

Les dispositifs d'effacement type NEBEF (effacements explicites) n'ont pas montré leur efficacité en termes de maîtrise de la demande d'énergie. A l'inverse, ils sont susceptibles de créer des rebonds et des reports sur le réseau de distribution qui ne seront efficacement maîtrisés qu'au moyen de nouveaux dispositifs de mesures et de pilotage, dont on peut douter qu'ils soient disponibles à l'horizon du TURPE 5.

Ces aspects sont d'ailleurs soulignés au 5.2 du document de la CRE.

Question 4 : Etes-vous favorable à l'entrée en vigueur simultanée des TURPE HTA-BT et HTB à l'été 2017 ?

Question 5 : Avez-vous des observations sur le programme de travail et le calendrier envisagés par la CRE pour l'élaboration du TURPE 5 ?

Réponse :

Les ELD ont toujours été favorables à la simultanéité de l'élaboration et de l'entrée en vigueur des décisions tarifaires pour les domaines de tension HTB et HTA-BT. Les conséquences d'un asynchronisme au bénéfice du domaine de tension HTB, comme ce fut le cas pour la mise en œuvre de TURPE 4, sont les suivantes :

- Pincement de marge des GRD ELD dans un contexte de besoin de financements croissant, et aggravation de la situation financière des GRD les plus fragiles ;
- Déséquilibre des modalités d'application de la compensation pour exploitation de liaisons à la même tension que le réseau public amont, alors que la majorité des ELD dont les points de connexion sont raccordés en HTA au réseau ERDF en bénéficie.

Pour que l'équilibre économique des GRD ne soit pas dégradé, **les ELD demandent** par ailleurs **que le niveau de TURPE 5 distribution couvre leurs charges dès son entrée en vigueur**, sans dégradation due à un changement de méthode.

Elles demandent également que la mise en œuvre de TURPE 5 soit répercutée dans les tarifs réglementés de vente de l'électricité dès l'été 2017.

Les ELD demandent que la **méthodologie d'élaboration du TURPE retenue soit stable, pérenne, et présente une continuité élevée avec la méthode TURPE 4**, car les changements de méthode qui privent les utilisateurs, les opérateurs et les GRD d'une visibilité à long terme n'incitent pas à investir.

Les ELD sont favorables à l'entrée en vigueur des décisions tarifaires pour les domaines de tension HTB et HTA-BT de façon simultanée à l'été 2017.

Question 6 : Avez-vous des remarques sur ces principes généraux sous-jacents à la construction des tarifs ? Estimez-vous en particulier que le sens à donner au principe de péréquation tarifaire et à celui du timbre-poste pourrait être interrogé dans un contexte d'évolution des usages des réseaux (partie 1.5) ?

Réponse :

Les principes pointés par la CRE découlent de dispositions législatives qui visent à **assurer l'égalité des utilisateurs quel que soit l'implantation des moyens de production**, localisation sur laquelle ils n'ont aucun levier d'action et qui répondent également à des préoccupations d'aménagement du territoire. Ces deux objectifs majeurs auxquels les ELD sont profondément attachées ne semblent pas à notre sens devoir être remis en cause dans le cadre d'une réflexion sur la tarification de l'utilisation des réseaux.

Question 7 : Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle, du fait du foisonnement entre utilisateurs du réseau, la contribution des consommateurs aux coûts d'infrastructures dépend non seulement de leur capacité de pointe, mais aussi du taux d'utilisation de cette capacité ? Si ce n'est pas le cas, merci de présenter de façon étayée votre analyse de ce sujet.

Réponse :

Le principe selon lequel la contribution des consommateurs aux coûts d'infrastructures dépend de leur capacité de pointe et du taux d'utilisation de cette capacité peut être partagé par les ELD. Toutefois, les ELD tiennent à rappeler, comme elles l'ont déjà fait à de nombreuses reprises, qu'à l'heure actuelle **les coûts réels des gestionnaires de réseaux de distribution sont très majoritairement des coûts fixes**, et que les parts puissances des tarifs ne sont pas en rapport avec ces mêmes coûts. De plus, les évolutions prévisibles des consommations liées aux actions de maîtrise de l'énergie et de la pointe, ainsi que le développement de l'autoconsommation, vont inévitablement accentuer ce déséquilibre entre le terme proportionnel à la puissance souscrite et le terme variable lié aux soutirages. **Il nous semble inéluctable de prévoir une augmentation très significative du terme proportionnel à la puissance, voire l'introduction d'un terme fixe complémentaire qui pourrait être lié aux services systèmes.**

Question 8 : Avez-vous des améliorations à proposer quant à la méthode de construction tarifaire présentée ci-dessus ? Le cas échéant, merci de présenter de façon étayée vos propositions.

Réponse :

La méthode de construction décrite ne doit pas reposer uniquement sur le constat du passé, mais également tenir compte des évolutions à venir afin de les lisser dans le temps. Ceci évite d'une part un décalage néfaste des recettes du GRD, et d'autre part rend acceptable pour les utilisateurs les futurs mouvements tarifaires. Il est également fondamental de **donner de la visibilité sur les futurs tarifs**, autant pour les gestionnaires de réseaux que pour les utilisateurs, de sorte qu'ils puissent **adapter leur comportement avec une anticipation suffisante**. A cet égard, comme il a été précisé à la question précédente (question n°7), **il semble inévitable de revoir l'équilibre de la formule binôme.**

Question 9 : Etes-vous favorable à la prise en compte des nouveaux profils dans le TURPE 5 ?

Réponse :

Toute évolution de la structure des tarifs permettant une meilleure allocation des coûts relève d'un principe vertueux partagé par les ELD. Toutefois, il convient d'attirer l'attention de la CRE sur le fait que toute évolution de cette nature a une incidence sur les recettes des ELD dont la segmentation de clientèle s'écarterait du mix national.

Question 10 : Etes-vous favorable à la prise en compte du coût de la capacité dans le calcul des coûts horaires des pertes sur les réseaux ?

Réponse :

Les tarifs d'utilisation du réseau doivent intégrer l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de réseaux et, par conséquent, couvrir intégralement le coût de la capacité qui s'applique aux pertes.

Question 11 : Quelle est votre analyse quant à la prise en compte de l'existence d'aléas climatiques extrêmes dans la méthode de calcul des coûts unitaires d'infrastructure ?

Réponse :

L'ensemble des gestionnaires de réseaux dimensionnent déjà les ouvrages pour faire face à des températures basses ayant une probabilité raisonnable de se produire. En effet, il ne serait pas économiquement justifié de les dimensionner par exemple sur des températures basses centenaires. Par conséquent, **le TURPE doit refléter les règles actuelles de dimensionnement sans créer de rupture**. Par contre, il est essentiel que les GRD aient des outils leur permettant de maîtriser les conséquences de températures extrêmes, notamment en ayant la **possibilité d'activer localement des signaux de pointe mobile**. De plus, les systèmes actuels liés aux écrêtements grands froids doivent être confortés.

Question 13 : Que pensez-vous de l'utilité de l'introduction d'une pointe mobile pour les domaines de tension HTB1 et HTB2 ?

Réponse :

Les réseaux de distribution ont été structurés et dimensionnés par les pointes de consommation. L'efficacité des offres à effacement TEMPO et EJP a ainsi été constatée aussi sur les réseaux de distribution, d'autant plus que les périodes critiques pour ces réseaux semblent plus réduites que celles du réseau de transport et coïncident assez bien avec les périodes critiques de l'équilibre offre-demande.

Une pointe mobile applicable au domaine HTB1 et HTB2, si elle s'appliquait aux réseaux de distribution, n'aurait guère de sens pour les gestionnaires de ces réseaux et leurs utilisateurs.

Question 14 : Etes-vous favorable à l'introduction d'une pointe mobile pour le domaine de tension HTA ?

Réponse :

Les ELD sont favorables au principe d'une pointe mobile dans le domaine de tension HTA, pour contribuer à la limitation des pointes tant nationales que locales. Elles considèrent qu'une telle mise en œuvre doit s'accompagner d'une proportion importante de jours d'effacement de pointe mobile décidés par les GRD sur des critères locaux.

En effet, en ce qui concerne le niveau de synchronisme entre la pointe nationale et les pointes locales, l'exemple unitaire de la vague de froid de février 2012 n'est pas pertinent pour en tirer des enseignements. Cette vague de froid ayant été assez homogène sur toute la France hormis la Bretagne (cf. rapport de RTE sur cet évènement), il est logique que le taux de synchronisme constaté ait été élevé. En revanche, l'étude menée sur plusieurs années (2007-2012) détermine des résultats pertinents pour l'analyse. Ces résultats illustrent que plus du tiers des pointes locales ne sont pas corrélées à la pointe nationale, soit une proportion très significative.

On peut également noter qu'il existe d'autres facteurs locaux de pointe que la température, tels que les concentrations de séjours de vacances à la montagne ou en bord de mer par exemple. Les ELD partagent par ailleurs l'analyse de la CRE sur le fait que les évolutions du système électrique devraient accentuer les particularités locales.

Dans ce contexte, la pointe extrême locale peut très bien ne pas être synchrone avec une pointe nationale. Le fait d'introduire une pointe mobile qui ne prendrait pas en considération les contraintes et spécificités locales pourrait dans certains cas s'avérer contre-productif et destructeur de la valeur.

Aussi, les ELD considèrent que l'introduction d'un TURPE à pointe mobile ne pourrait constituer un optimum pour la collectivité sans une prise en compte d'une part de pilotage local des jours d'effacements par les GRD. Compte tenu du taux de synchronisme de 65% observé sur la période 2007-2012, **les ELD proposent, pour les niveaux de tension HTA, qu'une proportion d'un tiers des jours d'effacement de pointe mobile soit décidée par les GRD sur des critères locaux.**

Par ailleurs, en ce qui concerne les modalités de tirage des jours de pointe mobile, et même si une méthode stochastique peut sembler appropriée pour une approche nationale, une méthode simple et accessible tout en étant transparente, même avec certaines limites, permettrait déjà un meilleur service rendu qu'une absence totale de prise en compte des pointes locales.

Question 17: Que pensez-vous des critères utilisés par la CRE pour analyser la pertinence de l'introduction, dès TURPE 5, d'une pointe mobile en basse tension ? Partagez-vous les analyses préliminaires de la CRE en la matière ?

Réponse :

Les ELD considèrent également, comme le mentionne la CRE, que « le caractère particulièrement local des pointes sur le réseau basse tension montre la pertinence de la discussion sur la nécessité d'activer localement les jours d'effacement. ».

Par ailleurs, les divers mécanismes de flexibilités envisagés ne comportant pas les contraintes réseau dans leurs critères d'activation, sauf expérimentations d'un impact très

limité, la perspective d'activation locale des jours de pointe constitue l'un des rares moyens d'actions pouvant contribuer à limiter les contraintes réseau.

Par cohérence avec la question 14 et les pointes sur le réseau HTA, **les ELD proposent qu'une proportion d'un tiers des jours d'effacement de pointe mobile soit décidée par les GRD sur des critères locaux.**

Question 18 : Etes-vous favorable à la mise en œuvre d'un tel dispositif transitoire pour l'hiver 2016-2017 ?

Réponse :

Au-delà du fait que le TURPE doit refléter les coûts induits par chaque catégorie d'utilisateurs sur les réseaux et n'a donc pas vocation à traiter des tensions sur l'équilibre offre-demande, la proposition de mise en œuvre d'un dispositif transitoire présente de nombreux inconvénients.

En effet, dans une période de fortes contraintes pour les acteurs de marché, et même si le dispositif proposé requiert des modifications des systèmes d'information des gestionnaires de réseau de distribution de moindre ampleur qu'une refonte de la grille tarifaire HTA, ces modifications ne sont pas négligeables. Les moyens à mobiliser, qui viendraient s'ajouter aux moyens requis pour la préparation des évolutions de structure de TURPE 5, nous semblent démesurés alors même que ce dispositif sera abandonné l'année suivante.

Par ailleurs, la gestion des critères d'éligibilité et l'inconvénient des effets de seuils parfaitement mis en évidence par la CRE, ajoutés à la nécessité de mise en œuvre de services spécifiques, sont également sources de coûts mais aussi d'insatisfactions potentielles pour les utilisateurs de réseaux.

Enfin et surtout, il n'est pas du tout évident et encore moins démontré qu'un tel dispositif permettrait de générer un gain global pour la collectivité.

Les ELD ne sont donc pas favorables à la mise en œuvre d'un dispositif transitoire pour l'hiver 2016-2017.

Question 21 : Etes-vous favorable au passage à une souscription de puissance par pas de 1 kVA au lieu de 3 kVA ?

Réponse :

Les ELD considèrent qu'il est prématuré de proposer une souscription de puissance par pas de 1 kVA au lieu de 3 kVA pour les utilisateurs du domaine de tension BT \leq 36 kVA tant que le déploiement des compteurs LINKY n'est pas achevé, dans la mesure où cette possibilité crée une discrimination entre les utilisateurs, seuls les utilisateurs équipés de LINKY pouvant optimiser leur souscription de puissance. Par ailleurs, ne disposant pas d'un historique suffisamment fin de la puissance utilisée, ces utilisateurs pourraient mal apprécier la puissance à souscrire et engendrer des demandes de modifications qui induiraient un coût pour la collectivité.

De plus, la précision au kVA près entraînerait inévitablement des demandes d'intervention fréquentes de modification de puissance souscrite ; la plage de puissance de 3 kVA paraît être un très bon compromis.

Néanmoins, pour les utilisateurs du domaine de tension BT \leq 36kVA, les ELD proposent que le signal prix soit principalement porté par la puissance souscrite qui est un signal fort et lisible, ayant un impact direct sur le dimensionnement des réseaux.

Question 22 : Etes-vous favorable au principe d'introduire des tarifs à 4 plages temporelles pour les utilisateurs équipés des compteurs LINKY ?

Question 23 : Etes-vous favorables aux 4 plages temporelles envisagées à ce stade par la CRE ?

Question 24 : Quelle est votre analyse sur la définition de la plage temporelle d'heures creuses ?

Réponse :

Si les ELD sont favorables au maintien d'un tarif avec différenciation temporelle pour les utilisateurs BT \leq 36 kVA, elles s'interrogent sur l'opportunité d'augmenter le nombre de plages temporelles qui passerait de 2 (HC/HP) à 4 (HC/HP et Eté/Hiver) pour des utilisateurs équipés d'un compteur LINKY, alors que la lisibilité du tarif d'acheminement est faible. Elles craignent par ailleurs que cela génère une discrimination vis-à-vis des utilisateurs non encore équipés d'un tel compteur.

Elles considèrent donc cette possibilité prématurée.

Les ELD apprécient la proposition de la CRE concernant les plages temporelles qui pourraient être fixées localement et élargies pour mieux s'adapter aux spécificités locales.

Question 25 : Quelle est votre analyse sur la définition de la période saisonnière de pointe ?

Réponse :

Les GRD considèrent que la période saisonnière de pointe en BT \leq 36 kVA doit rester cohérente avec les niveaux de tension supérieure, et donc être la période « Hiver » habituelle, soit de novembre à mars inclus.

Question 26 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE de définir 3 versions du tarif à 4 plages temporelles ?

Réponse :

Les ELD ne sont pas favorables à la proposition de la CRE de définir 3 versions du tarif avec 4 plages temporelles ; elles considèrent que **la multiplication des options et des postes à tarifier nuit à la lisibilité du tarif, et que cette complexité pourrait avoir peu d'impact sur les reports de consommation.**

Les ELD s'interrogent par ailleurs sur les objectifs poursuivis, constatant d'une part des propositions de simplification pour les tarifs HTB, HTA et BT $>$ 36 kVA en supprimant des

versions (LU pour HTB1 et HTB2) ou des postes tarifaires (passage de 5 à 4 pour HTA), et d'autre part la multiplication de versions/postes en BT \leq 36 kVA.

Question 27 : Etes-vous favorable à ce que les tarifs à 4 plages temporelles aient un caractère optionnel pour les utilisateurs équipés des compteurs LINKY ?

Réponse :

Il convient au préalable de noter que le calendrier de déploiement LINKY des ELD peut différer sensiblement de celui d'ERDF. La plupart des ELD attendent la disponibilité de la technologie G3, font face à une problématique SI spécifique, et elles seront potentiellement tributaires de la disponibilité des ressources externes sollicitées aussi par ERDF. Si, en 2020, le taux de déploiement d'ERDF atteint 80%, il est probable qu'il soit de l'ordre de 40% sur certains territoires.

A ce motif s'ajoute la prise en compte de l'impératif de lisibilité et d'acceptabilité de la structure tarifaire, qui nous semble malmené par l'hypothèse d'un tarif obligatoire à 4 plages dès la pose du compteur LINKY.

Par ailleurs, le risque de « dilution » de l'incitation tarifaire dans les signaux de prix émis par les fournisseurs nous paraît accru dans cette hypothèse.

L'augmentation du coût unitaire affecté à l'option MU DT, au fur et à mesure du déploiement de LINKY, s'inscrirait comme l'évoque la CRE dans un contexte de prise de conscience croissante des pointes de consommation et de la mise en place d'offres de prix adaptées de la part des fournisseurs. Cela nous paraît mieux à même d'atteindre les objectifs recherchés en termes de maîtrise de la demande et d'optimisation des réseaux.

Question 28 : Dans le cas où la souscription des tarifs à 4 plages temporelles serait optionnelle, que pensez-vous des deux scénarios envisagés par la CRE (cf.6.2.2) ?

Réponse :

Sur la base des éléments précédents, le scénario 1, qui maintient une option sans différenciation temporelle, nous paraît poser une question de légitimité du compteur LINKY et créer éventuellement une aubaine contre-productive pour certains utilisateurs actuels d'un tarif MU DT.

Question 28 bis : Etes-vous favorable à la tarification à la puissance atteinte pour les utilisateurs raccordés en BT > 36kVA, HTA et HTB ?

Réponse :

La tarification à la puissance souscrite permet à l'utilisateur, en liaison avec son fournisseur (contrat unique) ou le GRD (CARD), d'avoir une réflexion sur ses besoins en puissance et par la même engager les actions économiquement intéressantes pour maîtriser le coût de son accès au réseau. Dans ces conditions, **l'abandon de la souscription de puissance au bénéfice d'une facturation à la puissance atteinte semble contraire aux objectifs de la transition énergétique.**

Cependant, et dans la mesure où les gestionnaires de réseaux ne peuvent pas maîtriser l'appel de puissance sur leurs réseaux, la tarification à la puissance atteinte pourrait être mise en œuvre dans le cadre des contrats de reversement au réseau amont, dans la mesure où cette facturation ne leur ferait pas supporter de coûts supplémentaires.

Question 29 : Etes-vous favorable au choix de la période de pointe PP1 pour définir la période de pointe mobile du TURPE HTA à l'horizon du TURPE 5 ?

Réponse :

Associer la période de pointe mobile du TURPE HTA à celle du mécanisme de capacité a l'avantage de la lisibilité.

Néanmoins, les ELD sont réservées sur la contrainte que cela représente et la limitation à l'efficacité de la pointe mobile HTA que cela induit. De nouvelles pointes liées à la consommation des climatiseurs ou aux pics de production des sites EnR apparaissent de façon de plus en plus fréquente et intense sur les réseaux de distribution. Dans ce cadre, il nous paraît souhaitable de réserver la possibilité d'utiliser la pointe mobile HTA pour inciter à de nouveaux comportements ou favoriser l'essor de moyens de stockage.

Question 30 : Etes-vous favorable à la suppression de l'option concave en HTA ?

Réponse :

Outre la complexité pour les utilisateurs de l'option concave, celle-ci masque les coûts engendrés par les soutirages aux différentes périodes de l'année ou de la journée. Maintenir cette option dispense les utilisateurs qui disposent d'une certaine flexibilité dans leurs soutirages, de rechercher le mode de fonctionnement qui permet de diminuer les coûts de réseaux. De plus, l'option concave ayant disparu en HTB, il est fortement souhaitable d'avoir, pour le niveau de tension inférieur, une structure tarifaire identique. Par conséquent, **la suppression de cette option nous paraît pertinente.**

Question 42 : Etes-vous d'accord avec l'analyse préliminaire de la CRE concernant la tarification des injections ?

Réponse :

Les ELD constatent que la localisation des gisements EnR et l'acceptabilité sociale des installations de production suffisent à créer des contraintes fortes sur les objectifs de développement EnR affichés par les autorités politiques.

Cependant, les dispositions actuelles, issues notamment des S3REnR, et les objectifs qui y sont associés conduisent à prévoir, sur certaines mailles départementales, une capacité de production voisine du double de la consommation historiquement constatée. Ces volumes créent de nouvelles contraintes aux postes-sources et nécessitent de lourds investissements pour maintenir le plan de tension dans toutes les conditions de consommation et de production. Si le tarif ne prévoit aucune disposition favorable à l'essor du stockage et au pilotage dynamique de la production, l'objectif global d'une optimisation des réseaux et les moyens mis en œuvre côté consommation pourraient être anéantis par le développement

peu raisonné des infrastructures de réseaux liées à la production, aux pics de charge qu'elles génèrent, et par suite au coût des services systèmes nécessaires.

C'est pourquoi les objectifs ambitieux de développement de la production EnR nous paraissent devoir être accompagnés de signaux et d'incitations aux producteurs, dans le domaine du pilotage de la production et du stockage. A défaut, c'est l'efficacité économique et environnementale du TURPE 5 qui pourrait être mise en cause.

