

## Contribution de l'association A.N.O.D.E à la consultation TURPE 6

### **Question 1 : Etes-vous favorable aux principes identifiés par la CRE pour élaborer la structure du TURPE 6 ?**

Oui. Néanmoins, il manque la possibilité de mettre en œuvre une tarification sur la base des courbes de charge réelles, dans le but d'affiner les signaux tarifaires. Les compteurs Linky permettent ces évolutions techniques qui répondent davantage aux attentes du marché actuel et futur. De plus, il faudra veiller à ce que l'horo-saisonnalité respecte bien le critère de non-discrimination concernant les consommateurs non équipés de compteurs Linky.

### **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 ?**

Oui. Concernant la tarification de l'injection, il est important de prendre en compte la situation des actifs historiques pour des raisons objectives de concurrence. En effet, ces actifs ont bénéficié, comme le mentionne la CRE, d'un coût d'injection réduit car supporté en partie par les consommateurs finaux, et cela a conduit à des coûts évités. Pour les nouvelles installations en développement, qui viendraient en concurrence de ces actifs historiques, il nous semble donc indispensable qu'une réflexion soit menée pour prendre en compte cette distorsion.

### **Question 3 : Etes-vous favorable au maintien du découpage du TURPE en différentes composantes (comptage, gestion, soutirage, injection, etc.) ?**

Nous sommes favorables au maintien du découpage du TURPE. Toutefois, des rémunérations explicites ont été perçues par Enedis pour le déploiement des compteurs Linky, alors même que cette rémunération devait être assurée à l'origine du projet Linky uniquement par les économies réalisées, notamment sur les coûts de comptage. En ce sens, la composante de comptage devrait être revue.

### **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 autoproduiteurs ?**

Nous partageons cette analyse. En amont de la prochaine consultation de la CRE sur ce sujet, il serait pertinent que des éléments chiffrés soient publiés afin d'éclairer les acteurs sur ces coûts supplémentaires pour le GRD.

Par ailleurs, l'ANODE s'étonne que la CRE n'envisage pas également la révision du niveau de la prestation de gestion versée par les GRD aux fournisseurs.

En effet, de la même façon que pour les prix des prestations catalogue des GRD, le niveau de cette prestation pourrait évoluer annuellement pour prendre en compte l'évolution des coûts (inflation, coût de la main d'œuvre, etc.).

Par ailleurs, depuis l'analyse menée par la CRE avec le cabinet PMP, les sollicitations des fournisseurs par les GRD ont augmenté de manière significative pour de nombreuses raisons, telles que le déploiement des compteurs communicants (informations à communiquer pour le déploiement, l'information des clients, la gestion des réclamations...).

**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 ?**

Oui, nous partageons la nécessité de faire baisser la composante de comptage du fait du déploiement des nouveaux compteurs, notamment Linky, qui évite dorénavant des déplacements. En revanche, la baisse proposée nous semble beaucoup trop faible au regard des économies générées par ces compteurs. Baisser la composante de comptage de 19,8 à 18€ revient à dire que le coût de déplacement pour le comptage, toutes charges incluses, ne s'élève qu'à 1,8€/an/client de moins de 36kVA.

**Question 6 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE de ne pas modifier la forme générale des grilles ?**

Oui, nous y sommes favorables.

**Question 7 : Etes-vous favorable au principe d'une généralisation des options tarifaires à 4 plages temporelles ?**

Nous estimons que le principe d'une généralisation des options tarifaires à 4 plages temporelles est pertinent. Cependant, nous attirons l'attention de la CRE sur le manque de lisibilité et de compréhension du client, qui pourrait être engendré par ces nouvelles options.

Par ailleurs, dans la généralisation de ces options tarifaires, il faudra veiller à ne pas envoyer des signaux de prix qui ne sont pas pertinents techniquement pour le consommateur.

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

Nous estimons qu'à des fins non discriminatoires, le calendrier d'incitation tarifaire ne devrait débuter que début 2023, soit deux ans après la généralisation supposée des compteurs Linky.

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

Oui, nous y sommes favorables, à la condition que le planning de déploiement des compteurs Linky soit respecté.

**Question 10 : Selon vous, comment devrait être traité le cas des utilisateurs ne disposant pas d'un compteur évolué à l'horizon TURPE 7 ?**

D'accord avec le coût supporté par le réseau dans le cadre où il est avéré que le client fait le nécessaire pour le rendre accessible. Concernant les clients ayant refusé le compteur, l'ANODE considère qu'ils doivent en assumer le surcoût, sans que celui-ci soit mutualisé dans le tarif et donc supporté par tous les utilisateurs.

Le maintien d'un TURPE à part pourrait être envisagé mais il faudrait s'assurer techniquement qu'il ne soit ouvert qu'au compteur non communicant.

L'ANODE recommande également de garder techniquement la possibilité de deux « offres » pour les deux situations.

**Question 11 : Etes-vous favorable à la suppression ou au maintien de l'option HTA à pointe mobile ?**

Non, nous ne sommes pas favorables à sa suppression car ce type d'option permet d'avancer dans la décentralisation de la gestion du système électrique.

**Question 12 : Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle l'introduction en basse tension  $\leq 36$  kVA d'une option « pointe mobile » et d'une option « semaine/week-end » n'est pas justifiée ?**

Nous souhaiterions une simplification de la mise en œuvre d'une tarification sur la base des courbes de charge réelles, dans le but d'affiner les signaux tarifaires. De manière générale, il nous semble important que le gestionnaire de réseau, accompagné par la CRE, garantisse une mise en œuvre simple de toute nouvelle option tarifaire, dans une logique de simplification administrative.

A ce jour, concernant ces options, il y a un manque de lisibilité et de communication qui ne nous permet pas de nous positionner.

**Question 13 : Etes-vous favorable à l'introduction de dénivelés de puissance en basse tension  $\leq 36$  kVA, et selon quelles modalités ? Si vous êtes fournisseur, envisageriez-vous d'utiliser ces dénivelés dans la construction de vos offres tarifaires ?**

Oui, nous sommes favorables à l'introduction de dénivelés de puissance.

**Question 14 : Etes-vous favorable à donner à RTE la possibilité de modifier localement le positionnement des heures creuses en HTB ?**

Oui, nous sommes favorables à cette proposition.

**Question 15 : Etes-vous favorable à donner à RTE la possibilité de modifier localement le positionnement de 61 jours de saison haute en HTB ?**

Oui nous sommes favorables à cette proposition.

**Question 16 : Etes-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 ?**

Nous sommes favorables à cette expérimentation. En effet, au-delà du foisonnement des consommations et donc des économies sur la part fixe du tarif de fourniture qu'il rend possible, ce regroupement permettrait également une optimisation économique des projets d'autoconsommation collective incluant de la mobilité électrique.

Cette expérimentation devra aboutir à une analyse détaillée des résultats avant sa généralisation.

**Question 17 : Etes-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 ?**

Oui, nous sommes favorables à cette proposition.

**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 ?**

Oui, nous sommes favorables à cette proposition.

**Question 19 : Etes-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 ?**

Nous sommes favorables à cette proposition.

**Question 20 : 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 ?**

Pas de commentaire.

**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 aux domaines de tension HTA reflétant la contribution des injections aux coûts des pertes ?**

Pas de commentaire.

**Question 22 : 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 ?**

Nous sommes favorables à cette proposition à condition que le gestionnaire de réseau garantisse davantage de souplesse quant à la participation des différents actifs de production aux différents mécanismes de flexibilité sur le marché (marché du réglage fréquence, du réglage tension, etc.). Par exemple, il nous semble indispensable de réduire la puissance minimale et la durée minimale des produits, tout en permettant une asymétrie, sur le marché du réglage primaire de fréquence, afin que l'ensemble des actifs de production puissent y participer. Ceci serait alors cohérent avec une prise en charge du coût des réserves par ces mêmes actifs.