

Commission de Régulation de l'Énergie

15, rue Pasquier
75379 Paris Cedex 08

Paris, le 24 juin 2016

Objet : Réponse à la consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie du 24 mai 2016 relative à la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité

Monsieur le Président,

Par ce présent courrier, nous avons l'honneur de vous communiquer ci-après (en page 4) la contribution de France Hydro Electricité à la consultation publique du 24 mai 2016 relative à la structure du TURPE 5. Les points abordés dans cette note n'ont pas, d'après nous, d'impact financier significatifs, mais sont essentiels pour l'ensemble des filières de production (EnR ou non) et structurants pour l'avenir de l'organisation économique et contractuelle du système électrique.

Depuis notre dernière contribution France Hydro Electricité pour la construction de TURPE 4 du 10 décembre 2012, nous avons pu constater avec satisfaction que certaines redevances, notamment celles relatives à la gestion des contrats ou au comptage, ont été harmonisées (index et courbes de charges) avec une plus juste équité de traitement entre utilisateurs des réseaux. Le maintien en stabilité de ces charges fixes est un point important et nous vous remercions d'y être sensible.

Cependant, plusieurs points de la consultation ont attiré notre attention.

1- Nous ne trouvons aucune disposition tarifaire concernant les installations dites de « stockage ».

Nous ne doutons pas que vous avez prévu de mettre en place une « régulation adaptée aux installations de stockage », comme l'a demandé la Ministre dans sa lettre du 22 février 2016. Or, les réseaux à l'avenir ne seront plus seulement des réseaux de distribution, mais également des réseaux de collecte. C'est pourquoi nous partageons les remarques que vous développez dans la consultation concernant le positionnement des pointes, très variables suivant le moment, le niveau de tension et certaines zones de réseau. Par conséquent, les installations de stockage, surtout celles que l'on pourrait développer sur le 20 kV existant, apparaissent immédiatement stratégiques pour maintenir un bon fonctionnement du système électrique à moindre coût et à moindre impact environnemental (éviter la multiplication des lignes). Aussi, nous souhaiterions que vous puissiez nous communiquer vos projets sur ce point et nous indiquer le calendrier que vous prévoyez pour la mise en route de ces dispositions.

2- Nous ne trouvons aucune disposition concernant les économies de réseau et de pertes générées par les producteurs décentralisés. Comme vous nous l'aviez indiqué, « si la production décentralisée génère des économies de réseaux, c'est le consommateur qui en bénéficie par économie globale sur l'enveloppe du TURPE ». Avec la mise en œuvre du Grid Code, les besoins de gestion temps réel des tensions, des puissances, de la fréquence ne cessent d'augmenter. Jusqu'où faudra-t-il aller dans les

services réseaux pour admettre collectivement que la qualité de l'onde d'énergie électrique circulant sur les réseaux, ce sont d'abord les producteurs qui la construisent ? Cette qualité a une valeur qui doit être restituée aux producteurs. Elle ne peut pas seulement être vue comme une simple « contrainte technique au raccordement et à l'exploitation » car elle est de plus en plus coûteuse à réaliser et les GR « valorisent » cette qualité auprès des clients finaux (cf. : mise en perspective des clauses « qualité » et « responsabilités » des CARD I et S). Nous ne manquerons pas de le rappeler à l'occasion de la mise en œuvre du Balancing Code mais demeurons à votre disposition pour développer plus en détail ce sujet.

3- Nous ne comprenons pas pour quelles raisons l'horosaisonnalité du tarif vers le consommateur est encore renforcé dans le projet. En effet, nous sommes tous consommateur d'énergie électrique et il n'échappe à personne que le TURPE ne donne aucun signal tarifaire au consommateur et ne l'incite en aucune façon à limiter ses consommations aux heures de pointe ; par le simple fait que, ni par les offres de marchés (intégrées ou non), ni par les TRV, le consommateur perçoit la grille du TURPE. Il ne voit que « l'empilement des coûts » dans sa globalité.

En outre, il n'est pas démontré que le profil horosaisonnier que vous envisagez couvre les coûts de réseau. Depuis toujours, à l'exception des pertes, les réseaux ont été modélisés économiquement comme une charge essentiellement indépendante des quantités d'énergie qui transitent par ces réseaux. C'est d'ailleurs ce que nous observons sur le terrain : le personnel comme les matériels ne sont pas plus sollicités sur les heures de pointes que sur les heures creuses.

La saturation des réseaux est un problème de tensions hautes, qui ne peuvent être générées que par un « excès » de production ou un manque de consommation. Or, ce problème a été résolu :

- Techniquement, par le durcissement des contraintes pour le raccordement des installations de production (cf. : DTR ERDF : Limite en tension haute sur les départs mixtes passés de 7 à 2 % début 2011, resserrement des bandeaux de réactif, simulations de raccordement avec la production locale poussée à son maximum avec une consommation locale réduite à son minimum, soit aucun effet de foisonnement, décret performances, etc.) ;
- Economiquement, par la suppression de la Réfaction au bénéfice des producteurs et par la mise en œuvre des SRRRER. Autrement dit, une part essentielle du développement du réseau est payée directement par les producteurs.

Cette augmentation de l'horosaisonnalité ne peut donc se justifier d'après nous, ni par une volonté d'économie d'énergie, ni pour une question de raccord avec la structure des coûts des réseaux. Or, nous pensons que cette horosaisonnalité :

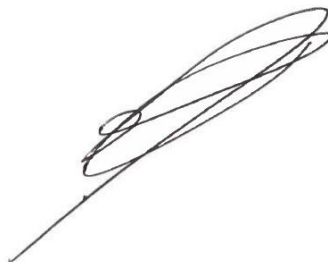
- a) est une des causes prépondérante du mauvais fonctionnement du marché à la production par déformation du signal de « merit order » qui assure pourtant la gestion des coûts la plus optimale possible à la production (effet de « pincement » de la part « énergie » prise entre le TURPE et le prix final payé par le consommateur) ;
- b) sera à la source de l'échec du marché de capacité, pour la même raison qu'évoqué précédemment ;
- c) empêche de faire bénéficier aux consommateurs des meilleurs prix pour leurs achats d'électricité, ce qui s'oppose tout autant aux fondements ayant justifié l'ouverture du marché de l'électricité qu'aux légitimes économies d'énergies à réaliser.

Nous vous remercions, Monsieur le Président, de l'attention que vous porterez à nos propositions et demeurons à votre disposition pour développer notre compréhension du système électrique et du modèle économique que nous voyons pour l'avenir.

Nous vous prions d'agréer, Monsieur le Président, l'expression de notre haute considération.

Anne Penalba

Présidente de France Hydro Electricité

A handwritten signature in dark ink, consisting of several overlapping loops and a long, sweeping stroke extending downwards and to the left.

Copie par mail à l'adresse électronique dr.cp1@cre.fr

**REPONSE DE FRANCE HYDRO ELECTRICITE A LA CONSULTATION PUBLIQUE
DE LA CRE DU 24 MAI 2016
RELATIVE A LA STRUCTURE DES TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE**

Avec l'ouverture des marchés et la multiplication des vecteurs de vente d'énergie électrique, il a été nécessaire d'adapter les contrats CARD ainsi que les moyens de comptage associés. Il est maintenant possible, lorsque on alimente les auxiliaires des installations de production directement par le pdl injection, d'intégrer au CARD I les redevances TURPE pour le soutirage des auxiliaires lorsque la centrale ne produit pas. Or il est important que les redevances TURPE soient adaptées aux caractéristiques techniques de ces consommations particulières, à savoir :

1. la plupart du temps, un faible besoin de puissance (quelques kW ou quelques kVA en BT>36 ou BT<36), sauf en cas de travaux où les besoins sont de l'ordre d'une cinquantaines de kW ;
2. une courbe de charge relativement « plate » en arrêt normal et un profil type « compteur de chantier » en période de travaux ;

Nous souhaitons au minimum qu'à l'instar de la HTA, ou comme vous le prévoyez au 2.3.3.3 de la consultation en BT<36, nous puissions souscrire l'abonnement en puissance par pas de 1 kW en BT>36. C'est une question d'égalité de traitement légitime entre utilisateurs des réseaux.

Pour aller plus loin, nous pensons qu'il pourrait être opportun d'intégrer dans le TURPE une composante nouvelle que nous pourrions appeler « composante acheminement auxiliaires » qui pourrait intégrer en une seule toutes les composantes qui relèvent de la consommation des auxiliaires, à savoir : CS, CMDPS et CR le cas échéant. En effet, le soutirage des auxiliaires, même en phase de travaux, n'est pas « dimensionnant » pour les réseaux ; il n'y a ainsi pas de problème de dépassement de puissance, ni de gestion d'énergie réactive ; et les consommations restent faibles par rapport aux productions sur le pdl, en règle générale. Un forfait en €/MWh consommé, simplement différencié par niveau de tension du pdl (HTA, BT>36 et BT<36), pourrait être créé. Cette composante, « dédiée aux producteurs » pourrait ainsi être pilotée plus facilement dans le TURPE et mieux adaptée que les formules dessinées pour les consommateurs purs.