



Contribution du SER à la consultation publique de la CRE n°2019-011 du 23 mai 2019 relative à la structure du TURPE6

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

Le SER est globalement favorable aux principes identifiés par la CRE.

Sur la question de l'efficacité, le SER souhaiterait que cette notion soit précisée pour ne pas être uniquement déclinée sous la forme de l'efficacité économique, mais aussi sous la forme de l'efficacité des politiques publiques notamment en matière d'énergie et d'environnement : en effet des signaux tarifaires qui pourraient décourager des investissements ne doivent pas être mis en place dans des domaines où les pouvoirs publics déploient des politiques ambitieuses. Il convient donc de construire les tarifs aussi selon le prisme de documents de cadrage essentiels tels que la PPE ou la SNBC afin que le TURPE ne puisse être un frein à la réussite des politiques publiques (ce qui ne signifie pas pour autant que le TURPE doit être construit comme un instrument d'incitation pour l'atteinte des objectifs de politique énergétique).

Sur le développement des flexibilités (aussi bien RPD, RPT, concernant le réglage de tension ou autre), le SER souhaiterait la mise en place de cadres contractuels et concurrentiels de fourniture de services aux gestionnaires de réseaux par les utilisateurs, plutôt que des recours à des leviers tarifaires. De tels services sont en effet de nature à mieux répondre à des besoins localisés des gestionnaires de réseaux, et un cadre contractuel permettrait aux fournisseurs potentiels de disposer de la visibilité nécessaire à la réalisation d'investissements, contrairement aux signaux tarifaires.

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 ?

Le SER a des réserves sur la question de la tarification de l'injection, car celle-ci viendrait se superposer à un cadre tarifaire qui sollicite déjà fortement les producteurs en *deep costs* : couverture des coûts des ouvrages propres et quote-part des S3REnR qui peut remonter jusqu'à de la création d'ouvrages HTB3, payé pourtant par des utilisateurs BT & HTA à date. Nos voisins européens ont eux optés pour des cadres où les contributions au raccordement des producteurs sont plus faibles (*shallow costs*), ce qui a permis de faciliter le raccordement des EnR, conformément à leurs ambitions nationales.

Question 17 : 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 ?

Le SER est favorable à la suppression de cette composante pour développer des services d'absorption de réactif que les producteurs PV peuvent fournir au réseau. Cela doit donc se faire sur la base de la fourniture de flexibilité, et non sur la base d'une obligation de service non rémunéré lors du raccordement. Une telle évolution devrait permettre de baisser les coûts de renforcement du réseau BT et faciliterait le développement des EnR en baissant les coûts pour la collectivité.

Le phénomène de tension basse n'est cependant pas pris en compte (peut intervenir) et la fourniture de réactif doit aussi être envisagée pour maintenir les plans de tension, de la même manière, sous forme de service.

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 ?

Le SER n'estime pas que la tarification de l'injection soit une priorité pour l'évolution du TURPE. En effet, le signal prix du raccordement est déjà très important pour les producteurs : coût des ouvrages propres et quote-part des S3REnR. Le modèle français de raccordement s'inscrit très clairement dans une approche *deep costs* : tout l'impact du raccordement est porté par le producteur. Heureusement, la quote-part permet de mutualiser les coûts au niveau du poste HTA/HTB et sur les niveaux de tension supérieurs, ce qui permet de mettre en place une solidarité des producteurs pour réaliser davantage de projets, conformément aux ambitions politiques nationales.

Il convient de rappeler que la quote-part couvre des coûts allant de l'installation de transformateurs HTA/HTB à la création de lignes HTB3 ! Le mécanisme de la quote-part est donc, en certain points, plus contraignant pour les producteurs que le branchement-extension, car un producteur de 300 kW se retrouve à contribuer à des ouvrages situés au niveau de tension n+3 (là où le branchement-extension s'arrête au n+1). Le TURPE ne prend à sa charge qu'une petite partie des investissements pour les EnR (les renforcements comptent pour 20% de l'investissement total). L'introduction d'un timbre d'injection viendrait donc superposer à une approche *deep costs*, une tarification variable supplémentaire et non prévisible dans le temps.

Par ailleurs, la plupart des nouveaux moyens de productions sont choisis selon des mécanismes d'appels d'offres (éolien, hydro, PV, biomasse), l'impossibilité de prédire le tarif d'injection lors de la remise des offres pourrait conduire à envisager une hypothèse maximaliste dans l'élaboration des modèles d'affaires. Cela renchérirait le coût du soutien aux EnR et pourrait générer des effets de rente pour les producteurs qui auraient in fine une contrainte faible d'un point de vue du timbre d'injection et captureraient ainsi le bénéfice du timbre d'injection. Nous rappelons par ailleurs, qu'à l'heure actuelle, les producteurs n'ont que peu connaissance de leur solution de raccordement avant d'être sélectionnés en appel d'offres : ils ne connaissent que la distance à vol d'oiseau du poste HTA/HTB, éventuellement un peu plus s'ils ont effectué une pré-étude (chiffrant souvent plus cher que la solution réelle de raccordement), ce qui ne permet pas d'envisager de manière précise les coûts aussi bien de raccordement, que d'un hypothétique timbre d'injection, rendant ce dernier inopérant d'un point de vue incitatif.

Enfin, l'instauration d'une nouvelle composante pourrait avoir des effets néfastes sur l'équilibre économique des installations en cours de développement ou déjà en services, qui ont été calibrées sans prendre en compte ce surcoût.

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 ?

Le SER est défavorable à cette mesure : nous ne comprenons pas en quoi un tarif d'injection pourrait inciter à limiter les coûts des infrastructures sachant que le producteur paie lors de son raccordement l'intégralité des infrastructures nécessaires à l'évacuation de sa puissance maximale dans des conditions optimales d'un point de vue des pertes (cf. DTR Enedis/RTE qui fixe les paliers techniques de câble selon la puissance injectée, la distance au poste et le nombre d'heures de fonctionnement).

Si un tel tarif est envisagé, alors il faut en tirer la conséquence au regard du signal à transmettre et supprimer les coûts de raccordement. Mais alors on perdrait un signal de long-terme et on s'acheminerait vers un moindre renforcement des infrastructures et une augmentation des effacements de production, selon le modèle allemand, ce qui pourrait induire à terme des coûts pour la collectivité très importants et difficilement maîtrisables, car l'on sait que la mise en place d'une infrastructure énergétique est soumise à des délais très longs difficilement compressibles, aussi bien d'un point de vue des réseaux (7 à 10 ans pour une ligne HTB) que de la production (7 ans environ pour un parc éolien).

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 ?

Le SER y est défavorable : la mise en place d'un tarif d'injection géo-différencié est une entorse importante aux principes de timbre-poste et de péréquation tarifaire qui pénaliserait des producteurs raccordés loin du réseau (alors que ceux-ci paient déjà leur raccordement).

Dans le cas des EnR de forte puissance, nous rappelons que la liberté d'installation est très limitée au foncier : si un producteur se raccorde loin d'une ligne, ce n'est pas par choix, mais par absence de disponibilité de foncier plus proche. Dans le cas des parcs éoliens raccordés en HTB, identifier un terrain suffisamment grand pour accueillir un nombre conséquent d'éoliennes tout en respectant les prescriptions réglementaires (distance de 500 m du bâti le plus proche, pas de couloirs aéronautiques, autorisation environnementale etc.) relève de la gageure. Or, l'on s'en doute, de tels terrains sont loin des réseaux (vu que loin du bâti et de la consommation). Un tarif géo-différencié reviendrait donc à aller à l'encontre de ce genre de projets qui sont pourtant encouragés par la politique énergétique française et le système d'appel d'offres : ce n'est pas la vocation ou l'objectif du TURPE.

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 ?

Le SER y est défavorable : les producteurs en HTA sont majoritairement EnR et un tarif d'injection géo-différencié les pénaliserait fortement.

Nous rappelons qu'au-delà de la question de la liberté d'installation restreinte des EnR (les parcs s'installent là où le foncier est disponible et où l'impact environnemental est moindre pour la collectivité), que ce soit pour l'éolien ou le solaire (qui est fortement incité à s'installer sur des sites dégradés dont la disponibilité est fluctuante selon les régions), le producteur n'a pas la maîtrise de sa solution de raccordement : c'est le gestionnaire de réseau de distribution qui la fixe et les capacités de négociation sur celle-ci sont restreintes. De nombreux paramètres (traversées d'ouvrages, cheminement le long de routes ou autres) font qu'un raccordement ne se fait pas en ligne droite vers un poste (ou en angle droit avec l'entrée en coupure la plus proche), mais en tenant compte de ce qui est le plus optimal pour la collectivité. Fixer un timbre d'injection géo-différencié reviendrait à chercher à envoyer une incitation sur un levier qui n'est pas maîtrisable par le producteur d'une part, mais aussi

par le gestionnaire de réseau dans une moindre mesure, et qui n'a pas forcément à l'être (il vaut parfois mieux pour la collectivité contourner des villages pour se raccorder que de détruire plusieurs fois la chaussée...).

Par ailleurs, si l'idée du timbre d'injection est de faire en sorte de produire au plus proche de la consommation, dans ce cas le timbre ne doit pas être restreint à un seul niveau de tension mais doit recouvrir tous les niveaux de tension et être centré sur zéro (de la BT à la HTB3, qui est exclu de cette délibération alors que ses coûts sont très importants pour la collectivité et sont financés par le seul TURPE). Dans cette optique, il apparaîtrait alors que les EnR permettent de rapprocher la production de la consommation, et ont un effet bénéfique sur le dimensionnement du réseau et sur les pertes.

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 ?

Le SER est défavorable à cette idée car elle est proposée au titre que la production contribue au dimensionnement des réserves. C'est en partie vrai, cependant nous rappelons que les EnR ont les moyens de faire baisser ce dimensionnement des réserves en étant davantage sollicitées pour leurs flexibilités. Or actuellement l'accès à ces marchés est difficile du fait de l'obligation de fournir des services symétriques (exception faite du mécanisme d'ajustement). Par ailleurs, pour ce qui est du réglage de la tension, les EnR ne peuvent actuellement pas fournir de services, malgré des demandes répétées des producteurs et de la CRE. Au lieu de cela, les EnR fournissent gratuitement un certain nombre de services au plan de tension en ayant des consignes imposées lors de leur raccordement. Par ailleurs, la solution de raccordement qui leur est proposée permet toujours de maintenir le plan de tension de manière optimale, même si la solution est plus chère pour le producteur.

Il est donc nécessaire avant tout d'ouvrir les marchés des réserves et de suivre le travail des gestionnaires de réseau sur ce sujet, que ce soit sur le RPD (flexibilités locales) ou sur le RPT.