Réponse du SER à la « Consultation publique de la Commission de régulation de l’énergie en date du 25 avril 2017 sur les principes généraux de calcul de la contribution versée au maître d’ouvrage des travaux de raccordement aux réseaux publics d’électricité et sur les prescriptions techniques de raccordement à ces réseaux »[[1]](#footnote-1)

# Propos liminaire

Le SER tient à remercie la Commission de Régulation de l’Energie pour son implication dans les sujets traités par cette consultation. Par ailleurs le SER considère que l’exercice même de la consultation publique est un exercice salutaire, et remercie la CRE pour l’organisation de ce champ d’expression.

# Réponses aux questions

## Question 9 : Êtes-vous favorable aux propositions de la CRE sur la modification des prescriptions techniques de raccordement ?

### Projet d’arrêté relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d’électricité en basse tension ou en moyenne tension d’une installation de production ou de consommation d’énergie électrique

#### Article 1

Le SER accueille favorablement les dispositions de nature à permettre d’utiliser intelligemment les capacités de régulation disponibles dans l’optique de réduire les coûts pour la collectivité, qu’ils soient relatifs aux infrastructures ou à l’exploitation. Le SER est convaincu que la mise en œuvre d’un dispositif qui prend en compte les capacités de régulation du réactif des installations de production raccordées en basse tension doit être à l’origine d’un bénéfice collectif. Cependant, si des expérimentations ont été citées, il conviendrait de partager leurs résultats de manière à permettre aux acteurs d’appréhender la teneur des bénéfices attendus.

Le SER souligne ici que la CRE propose une formulation qui autorise l’absorption de réactif par les installations de production, seulement dans le cas où celles-ci participeraient à un dispositif de régulation. Le SER s’étonne de cette restriction à l’issue du raisonnement suivant. Les installations de production ont pour effet, lorsqu’elles injectent de la puissance active, de relever localement la tension du réseau. C’est cet effet que la régulation proposée est supposé pallier. Le SER s’interroge donc quant à la possibilité d’introduire, sans préjudice de la possibilité de participer à un service de régulation de la tension, une simple suppression de l’interdiction d’absorption actuelle, qui n’aurait a priori pas d’effet négatif, ni pour le producteur qui serait moins soumis aux effets de seuils existants dans le mode de calcul des pénalités actuelles, ni pour le gestionnaire de réseau qui ne prend que le risque de voir les surtensions réduites.

En effet, le SER souhaite ici rappeler un exemple singulier que peut produire la règle actuelle. Une installation de consommation inductive absorbe du réactif dans la limite de la tangente(ϕ) permise par le TURPE. Le réseau est donc correctement dimensionné, et l’exploitation du réseau maintient une tension normale au point de livraison. Le TURPE est acquitté par le consommateur, qui ne paie pas de pénalité. Sans modification aucune de l’installation de consommation, un moyen de production d’une puissance d’injection équivalente celle de soutirage est installé. Si l’installation de production produit sans qu’il n’y ait de consommation alors aucune puissance réactive n’est consommée, le plan de tension a tendance à augmenter, aucune pénalité n’est appliquée. Désormais, si l’installation de consommation consomme comme avant la même quantité de puissance active et réactive, mais que l’installation de production fournit de la puissance active au-delà de la puissance active consommée, des pénalités s’appliquent, alors même que l’effet sur la tension est moins important que lorsqu’il n’y a pas de consommation.

Si le temps a été pris pour exposer cet exemple, c’est que le SER souhaite souligner qu’une formulation qui supprime l’interdiction, tout en maintenant la possibilité de participer à un service de régulation est une avancée pour la gestion des sites mixtes, souvent rencontrés en basse tension. Le SER souhaite ici attirer l’attention du régulateur sur le fait qu’une suppression de l’interdiction ne signifie pas l’absence totale de seuil de consommation de réactif ou de tan(ϕ) maximale, et pas non plus l’absence de pénalités associées au dépassement de ces paramètres, mais plutôt l’opportunité d’établir un mode de facturation plus intelligent, comme cela a par exemple été imaginé pour traiter la problématique à l’interface entre les réseaux de transport et de distribution. Il faut ici insister sur le fait que les modes de gestion et de facturation de la puissance réactive des sites mixtes est un sujet important, qui existe à tous les niveaux de tension. Il est nécessaire et urgent d’y apporter des éléments de réponse lorsqu’on en a l’occasion.

De plus, par cet exemple le SER souhaite faire apparaître que la possibilité de participation à une régulation de tension offerte par le projet de texte n’engendre pas seulement un bénéfice pour le producteur, et que par voie de conséquence une vision qui consiste à considérer que la compensation d’un tel service doit s’entendre comme le gain implicite qui découlerait de l’abaissement du coût de raccordement n’englobe pas le problème dans toute sa mesure.

En effet, une telle définition de la rétribution du producteur qui régule, simplement assise sur la diminution du coût du raccordement :

* Ne tient pas compte du fait que les entités qui régulent participent ensemble à une amélioration de la qualité d’exploitation du réseau qui profite aussi à ceux qui ne régulent pas ;
* Ne tient pas compte du fait que les économies réalisées sur le coût de raccordement d’un producteur, profitent in fine, et en particulier dans le cas des installations de production renouvelables éligibles à un mécanisme de soutien, à toute la collectivité qui finance ce dispositif de soutien ;
* Exclut ou du moins ne génère aucune attractivité pour les installations existantes ;
* Ne permet pas d’établir les signaux tarifaires propres à mobiliser les capacités les plus pertinentes pour générer un système optimisé.

Pour aller plus loin, le mécanisme de régulation proposé ne mentionne que l’absorption de réactif car c’est la problématique la plus couramment observée. Le SER relève que la réglementation pourrait ne faire référence qu’à de la régulation de tension par modulation de puissance réactive, processus d’ores et déjà mis en œuvre pour le niveau de tension HTA. Le SER souhaite aussi souligner ici que l’argumentaire en faveur de la mise en place d’une rémunération de services de régulation, non pas construits dans le but de générer un bénéfice pour les producteurs, mais plutôt pour établir les signaux cohérents avec le besoin d’optimisation du système électrique, vaut tout autant pour la moyenne tension. Le SER considère que les principes appliqués pour la rémunération de ces services sur le réseau de transport, qui consistent à prendre en compte les coûts d’exploitation et d’investissement induits pour les producteurs restent pertinents sur le réseau de distribution.

En poursuivant l’analogie avec le mécanisme déployé en HTA, le SER plaide pour que les modalités de régulation qui découleraient de l’application de ce projet de texte, soient assises sur une régulation locale, avec une prise de consigne au niveau du point de raccordement, de sorte à ne pas induire la nécessité d’un lien de communication direct entre l’installation raccordée en nasse tension, et le gestionnaire du réseau de distribution concerné.

En dernier lieu, le SER souhaite mentionner que la meilleure manière de tirer parti des capacités existantes à moindre frais pour la collectivité, consistera à conditionner le niveau de régulation attendu aux capacités effectives de chaque installation de production. En effet, cela évite de ne réserver la participation au service de régulation qu’aux installations les plus performantes, mais permet bien d’encourager toutes les capacités qui le peuvent à proposer leurs services.

#### Article 2

Si le SER partage le but recherché par ce projet de texte, il serait utile de disposer des éléments qui permettraient :

* de juger de la teneur des évolutions des prescriptions techniques qui seraient implémentées par les gestionnaires de réseau de distribution ;
* de disposer d’un délai de mise en œuvre cohérent avec les contraintes potentiellement nouvelles ;
* de connaître les contraintes nouvelles qui seraient potentiellement induites pour les producteurs.

#### Article 4

Avant de discuter de cet article sur le fond, le SER souhaite simplement introduire une remarque préliminaire au sujet de la formulation. Décrire entre parenthèse dans la première phrase du projet d’article 17, le fait que les installations raccordées en HTA ont une puissance comprise entre 250 kVA et 12 MW, entre en conflit avec les III et VI de l’article 4 de l’actuel arrêté qui permet l’octroi d’une dérogation au seuil de 12 MW, et ce jusqu’à une puissance maximale de 17 MW. Par voie de conséquence le SER propose que cette précision, absente de l’arrêté actuel, qui n’est en fait pas simplement superfétatoire, soit supprimée.

Sur le fond, le SER partage l’idée que les initiatives qui permettent d’apporter plus de souplesse au réseau, d’optimiser les dépenses en infrastructures et en exploitation, ou encore d’améliorer les conditions ou la densité d’accueil des énergies renouvelables sur les réseaux, sont positives.

Cependant, le SER s’interroge quant aux modalités et conditions de mise en œuvre d’une telle évolution, en particulier à la lecture de l’exposé des motifs qui accompagne cette proposition d’article. En effet, celui-ci laisse entendre que d’ores et déjà un tel dispositif est déployé sur une majorité d’installations dont la puissance est supérieure à 250 kVA. Si le seuil de 100 kVA est en vigueur dans les ZNI, le SER ne dispose pas d’éléments permettant de discerner la volumétrie des installations de moins de 5 MW équipées avec un DEIE en métropole.

De plus, le SER est réservé quant à la pertinence d’étendre cette disposition au domaine HTA dans son ensemble en amont d’un retour d’expérience suffisant sur les systèmes d’échanges en cours de spécification par le GRD. En effet, si le SER partage l’idée qu’une meilleure observabilité et commandabilité de la production renouvelable est une avancée salutaire au service de la transition énergétique engagée, il conserve la volonté d’implémenter toute généralisation seulement à la suite de la mise en œuvre d’un système compétitif, efficace et éprouvé.

Sur ce sujet, l’exposé des motifs interroge encore une fois puisque celui-ci souligne l’amélioration apportée par la remise en cause du caractère monopolistique de la prestation associé à la mise en œuvre du DEIE. Or cela est déjà acté par la délibération du 16 novembre 2016 prise par la CRE[[2]](#footnote-2). D’ailleurs, le GRD mène actuellement des travaux pour apporter une solution industrielle à l’horizon 2019. Le SER jugerait plus cohérent qu’une décision de généralisation du DEIE soit conditionnée :

* A la mise en œuvre de spécifications citées par le texte réglementaires qui doivent permettre d’engendrer une baisse des coûts ;
* A la mise en œuvre d’une analyse du retour d’expérience issue de la mise en pratique de ces spécifications.

Par ailleurs, si la remarque qui suit ne peut concerner l’ensemble des sites de production, elle en touche une partie importante, et le SER souhaite que la rationalisation des interfaces de communication, qu’utilisera notamment le nouveau dispositif d’échange d’information en cours de spécification, soit traitée comme allant de pair avec la volonté de rendre les réseaux plus intelligents, en augmentant l’observabilité et la commandabilité des moyens de production. Les discussions qui ont pu avoir lieu jusqu’à présent au sein des producteurs, et entre ces derniers et le gestionnaire du réseau de distribution, ont abouties à générer au sein du SER la conviction que le vecteur fibre optique à un rôle à jouer dans les nouveaux modèles de communication qui seront déployés. Le SER considère ce vecteur comme extrêmement pertinent et regrette qu’à l’heure actuelle des considérations légales ou réglementaires semblent retenir le GRD de proposer des solutions simples, compétitives, robustes et performantes. En effet, en excluant de son périmètre de gestion et de propriété ce vecteur de communication, les architectures les plus pertinentes deviennent complexes à mettre en œuvre.

#### Article 5

Le retrait des textes réglementaire de la valeur fixe de 30% comme valeur limite du taux de pénétration d’énergies variables à partir duquel des dispositions de déconnexion peuvent être envisagées pour garantir la stabilité du système est un choix à même d’introduire plus de souplesse dans l’aménagement de l’accueil des énergies renouvelable sur les réseaux. Le SER partage donc l’avis de la CRE sur ce point. De même, l’introduction d’un rythme clair de réévaluation de la valeur de ce seuil pour chaque zone est une avancée susceptible d’améliorer la dynamique d’insertion des énergies renouvelables dans les ZNI.

La CRE propose que ces seuils soient désormais fixés dans la DTR du gestionnaire de réseau. Cette architecture est tout à fait satisfaisante lorsqu’elle est associée à la modification proposée de l’article 24ter qui dispose que ces seuils sont approuvés par la CRE. Cependant, la proposition de modification des articles 22 et 22bis dispose que :

«  […] *les caractéristiques des dispositifs, notamment de stockage, permettant d’y déroger, sont inscrits dans la documentation technique de référence du gestionnaire du réseau public.*

*Les circonstances dans lesquelles des déconnexions peuvent être demandées sont précisées dans la convention de raccordement et les modalités selon lesquelles elles sont effectuées le sont dans la convention d’exploitation.* »

Le SER considère comme sécurisant le fait que les dispositifs qui permettent de déroger à la règle générale soient inscrits dans la DTR, pour autant, l’approbation de ces dispositifs devrait être faite au titre de l’article 24ter par la CRE, comme pour la valeur de seuil. De même, s’il est logique que les modalités des déconnexions soient décrites dans la convention d’exploitation, qui ne nécessite pas d’être approuvée, les circonstances dans lesquelles elles sont effectuées, peuvent être inscrites dans la convention de raccordement pour autant que le régulateur l’approuve, au même titre que les dispositifs permettant d’y déroger doivent l’être.

En tout état de cause, les règles de déconnexion et exceptions à ces règles, devraient rester les plus simples possibles et permettre aux producteurs de savoir estimer clairement et précisément le potentiel de déconnexion en amont de l’acceptation de la PTF. En effet, à ce jour, les règles d’établissement du volume d’heure de déconnexion engageant qui doit être porté sur la PTF est insuffisamment transparent et génère de grandes difficultés dans la mise en œuvre des projets.

Autant que faire se peut, ces règles doivent prévoir la possibilité que les circonstances de déconnexion soient modulées en temps réel, et prennent en compte les paramètres des réseaux. Le tout est de s’assurer que l’architecture des règles visent en tout état de cause à maximiser l’utilisation des énergies variables, et limiter les coupures, autant que la technique le permet.

En effet, le SER souhaite rappeler que les objectifs du mix des ZNI ne sauraient être atteints sans la mise en œuvre d’un cadre simple, transparent et vertueux, qui permette de mobiliser au meilleur coût toutes les capacités et flexibilités disponibles. Le SER souhaite aussi souligner que l’évolution de la réalité économique dans les ZNI amène les unités renouvelables équipées de batterie à être désormais compétitives avec le « mix » actuel. Le rappel de ce contexte a pour but de montrer que les travaux et moyens engagés doivent être à la hauteur des objectifs, et que la technique actuelle offre toute les garanties pour que les raisonnements engagés puissent d’ores et déjà envisager les 100% d’énergies renouvelables dans les mix électriques des ZNI.

1. 2017-003 [↑](#footnote-ref-1)
2. 2.3.1.1 de la délibération de la Commission de régulation de l’énergie du 16 novembre 2016 portant décision sur la tarification des prestations réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution d’électricité [↑](#footnote-ref-2)