Le réseau de transport d'électricité

Documentation Technique de Référence

Article 2.5 : Elaboration des schémas, Gestion des capacités réservées et Mise en œuvre des schémas

Articles 2.6 : Méthode de calcul des Coûts Prévisionnels

Consultation Publique

18 mai 2020

Ce document permet aux différents acteurs de répondre à la consultation publique lancée par RTE sur l'article 2.6 de la Documentation technique de référence de RTE, relatif à la méthode de calcul des coûts prévisionnel, en vue d'une saisie de la commission de régulation de l'énergie.

Les différentes réponses seront concaténées puis utilisées pour ajuster le document final de la documentation technique de référence, article 2.6, avant saisine de la Commission de régulation de l'énergie.

Les avis des différents répondants seront transmis avec le dossier de saisine.

Les article 2.5.1, 2.5.2 et 2.5.3 ont fait l'objet de modifications techniques suite à la parution du décret n° 2020-382 du 31 mars 2020 portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables. Un encart est prévu pour des remarques libres sur ces articles

****

Répondant : Sean VAVASSEUR.....

Société : Syndicat des Energies Renouvelables (SER).....

Date : Juillet 2020.....

Confidentialité : Non.....

Article 2.5.1 : Elaboration des schémas

Remarque libre :

Au paragraphe 3.1 sur la partie recensement, le SER souhaiterait que le texte soit amendé afin d'intégrer la future plateforme de recensement qui est en préparation chez RTE, ce afin de bien signaler que des réflexions sont en cours pour faire évoluer le processus de révision.

Par ailleurs les CPMC sont insuffisamment définis : s'agit-il des capacités disponibles dans les postes sans travaux et/ou avec des travaux mineurs à l'intérieur des postes ? Ou s'agit-il d'une étude technique complète de raccordement de l'intégralité du gisement sans abattement ? Ce point n'est pas toujours clair en région lors des concertations.

Au 3.1 et 3.2, dans le processus il n'est pas fait mention de la concertation préalable du public qui est désormais plus ou moins fusionnée avec la consultation des parties prenantes. Cela pourrait être précisé en note de bas de page.

Article 2.5.2 : Gestion des capacités réservées

Remarque libre :

L'étape 3.2.1 doit être précisé comme facultative, car le GR peut désormais lancer une adaptation de son propre fait en cas d'identification d'un problème de mise en œuvre du schéma. Il faudrait donc proposer un autre paragraphe 3.2.1 bis pour décrire ce cas et le mode d'activation de cette possibilité.

Dans le paragraphe 4, la référence pour parler des offres alternatives élargissant le périmètre des ouvrages propres est plutôt l'article D. 342-23 du code de l'énergie. Par ailleurs ce paragraphe doit être reformulé car les offres alternatives ne peuvent être proposées de la propre initiative du gestionnaire de réseau : c'est bien le producteur qui doit en faire la demande d'après le code de l'énergie. Cette conditionnalité doit être précisée dans le processus décrit par la DTR.

A l'article 6, l'ajout du mot « transférable » pourrait porter à confusion au niveau de cet article. Merci de confirmer que le traitement d'une demande de raccordement via des capacités techniques disponibles reste possible même sans recours à une adaptation du S3REnR (càd : émission de PTF, même si toutes les capacités réservées sont consommés mais que de la capacité technique est disponible).

Article 2.5.3 : Mise en œuvre des schémas

Remarque libre :

Article 2.6 : Méthodes de calcul du coût prévisionnel des ouvrages à réaliser dans le cadre des Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau

Etablissement des besoins de réseau dans un S3REnR

Q1. La constitution de l'état initial du RPT d'un S3REnR vous semble-t-elle suffisamment précise ? Quels éléments devraient être davantage approfondis ?

Réponse :

Il n'est pas assez précisé dans le document la méthode de sélection par RTE des ouvrages ayant vocation à intégrer l'état initial. En effet, les parties prenantes de la concertation S3REnR n'ont pas de visibilité sur les processus RTE (et CRE) conduisant à choisir tel ou tel projet pour l'état initial.

A ce titre, il serait bon que RTE décrive le déroulé de son processus d'étude réseau hors raccordement de la production, notamment le processus découlant de la « régionalisation » des hypothèses et orientations du SDDR. Sans ces informations, les parties prenantes ne peuvent évaluer correctement si tel ou tel ouvrage à un intérêt multi-usages ou simplement producteur. Cette problématique de la régionalisation est particulièrement sensible avec certaines AODE qui peuvent avoir tendance à voir dans le S3REnR un schéma de développement du réseau alors que celui-ci est un schéma de raccordement.

Si le SER est favorable à adopter autant que faire se peut une approche « réseau » plutôt que raccordement, pour que celle-ci soit possible il est nécessaire d'avoir une bonne vision du processus interne à RTE. Or la plupart des concertations sur les S3REnR s'ouvre uniquement par une discussion sur le gisement à retenir, alors qu'elles devraient s'ouvrir par une présentation des hypothèses et projets de RTE pour le développement du réseau dans la Région.

De la même manière, les enjeux de renouvellement de réseau sont insuffisamment présentés, car l'âge des réseaux est inconnu des parties prenantes. Or, dans son SDDR, RTE en a fait un de ses enjeux majeurs des 30 années à venir. Il serait donc nécessaire qu'un état patrimonial soit réalisé de manière systématique en début de concertation S3REnR, aussi bien du RPT que des postes à l'interface avec le RPD.

Par ailleurs, certains ouvrages sont intégrés dans les créations dans le cas d'un double besoin consommation-production, sans que l'élément déclencheur qui se manifestera en premier ne soit identifié à date (exemple : poste 400/225/20 de Muremont, à proximité de Bure dans la région Grand Est). Dans ce cas de figure, un projet identifié comme nécessaire doit être intégré par défaut dans l'état initial et devra être basculé dans les créations (par adaptation par exemple), si le besoin apparaissait in fine du côté de la production terrestre (autre exemple : poste 225 kV de Corbières Maritime dans le S3REnR Occitanie). Actuellement la logique est inversée et le basculement se fait des créations vers l'état initial, ce qui génère des incompréhensions lors des discussions sur les Etats Techniques et Financiers. Cette problématique est une conséquence de la logique du « besoin déclencheur » qui impute à tel ou tel groupe d'usagers le financement d'un ouvrage à 100% alors qu'une approche plus fine et plus partagée des besoins et des coûts permettrait une meilleure répartition.

Le SER partage par ailleurs le besoin de bien dissocier dans l'état initial la part relevant des projets des précédents S3REnR non engagés à la date d'entrée en vigueur de la révision.

Q2. Partagez-vous le principe de dimensionnement optimal retenu par RTE pour le dimensionnement du réseau, qui permet d'utiliser différentes flexibilités (DLR, automates, limitation ponctuelle de la production) pour optimiser les besoins d'adaptation?

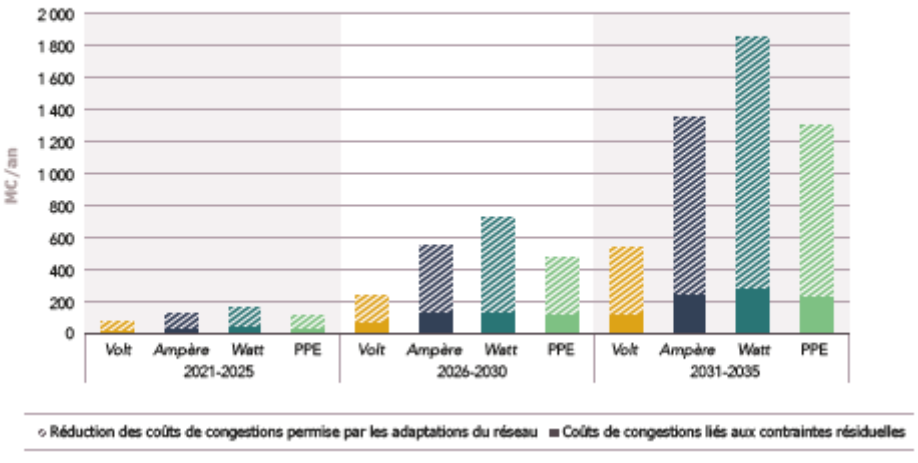
Réponse :

Le SER est favorable au dimensionnement optimal du réseau et en a précisé une partie des modalités de mise en œuvre dans le cadre d'une note commune avec RTE, Enedis et les autres fédérations de producteur en novembre 2019 (intégration au MA du principe, publication annuelle des effacements etc).

La question centrale est celle de la mise en œuvre : les effacements de production doivent être intégrés selon une logique vertueuse qui mettent en regard les coûts de congestion en face des coûts de développement du réseau, de manière à ne pas effacer plus que nécessaire les producteurs, et d'envoyer les bons signaux de renforcement/création d'ouvrages. Afin que cette logique se mette en place, il faut donc que l'intégralité des effacements soit compensée à hauteur de la perte d'opportunité pour les producteurs.

La figure 3.21 du SDDR (p. 89, cf. ci-dessous) met bien en lumière qu'un surplus d'effacement induirait des coûts importants sur le long-terme (de l'ordre de 1 à 2 Mrd€/an selon le niveau de développement des EnR). Ces indications doivent fournir un bon horizon pour positionner le curseur de l'effacement de production pour optimiser les coûts complets du système électrique.

Figure 3.21 Coûts des congestions réseau avec ou sans adaptations



En aucun cas, le dimensionnement optimal du réseau par RTE ne doit être considéré comme une limitation et un renoncement à un gisement EnR : les flexibilités sur la période 2020-2030 doivent permettre d'éviter des saturations, d'optimiser les coûts, « d'attendre » un ouvrage long mais ne permettront pas toujours (rarement ?) d'annuler des renforcements structurants de grande ampleur (cf. zone de Bellac en Nouvelle-Aquitaine). Le dimensionnement optimal du réseau doit donc systématiquement être couplé à une logique d'études d'anticipation (la « marche » d'après si les projets EnR se développent davantage dans la zone) afin de s'assurer de ne pas mettre en péril (en termes de délai) des raccordements futurs.

Sur le plan technique, le SER souhaite que le défi technique de mettre en place des effacements aussi « curatifs » que possible, c'est-à-dire au plus près (temporellement) de la contrainte, soit relevé au plus vite afin que les producteurs aient de la visibilité sur les effacements qu'ils devront gérer d'un point de vue technique (interfaces RTE-producteurs) et contractuelles (contrats, indemnisation) : l'ouverture des départs en dernier recours doit être aussi minimale que possible pour éviter l'usure machine et la demande d'indemnisation doit être automatisé et descendante de RTE vers les producteurs, en passant par les GRD le cas échéant. Le SER souhaite que les discussions RTE-GRD permettent de converger vers des modèles communs afin que la gestion de toutes les types de contrainte (y compris HTA au niveau des transformateurs) soit la plus harmonisée possible.

Q3. Partagez-vous les hypothèses retenues par RTE pour l'élaboration des taux de démarrage servant à identifier les besoins d'adaptation du RPT dans les S3REnR?

Réponse :

Le SER valide le principe du dimensionnement optimal et du foisonnement. Nous ne sommes cependant pas en mesure de déterminer la pertinence du niveau des taux de démarrage, du fait d'une insuffisance des données et rapports mis à disposition sur le sujet.

RTE assumant intégralement les conséquences financières de son dimensionnement, il est donc maitre de son risque sur son périmètre et ne fait pas porter les risques de ses hypothèses sur les producteurs.

Un benchmark des solutions mises en œuvre dans d'autres pays apporterait toutefois des éléments d'appréciations afin de pouvoir raffiner conjointement le dimensionnement des zones sensibles.

En particulier, partagez-vous l'hypothèse de valorisation du C02, retenue pour l'ENE de 100€/t, qui correspond à une vision médiane des publications internationales sur le sujet?

Réponse :

Le SER est favorable à la prise en compte d'une valorisation élevée de la tonne de CO_2 et défend la reprise d'une trajectoire ambitieuse pour le prix du carbone dans les années à venir, à même de mettre la France et l'Europe sur une trajectoire de décarbonation en phase avec l'accord de Paris.

Q4. La méthode de dimensionnement des S3REnR basée sur l'application de taux de démarrage de la production EnR vous semble-t-elle assez explicite ?

Réponse :

Comme évoqué dans les précédentes réponses, le SER est favorable à la proposition avec un certain nombre de remarques sur la mise en œuvre. A terme, la méthode devra être raffiné pour descendre, dans certaines zones, à des échelles infrarégionales (quelle cohérence d'avoir un unique taux pour un territoire comme Nouvelle-Aquitaine et Grand Est). Cela ira dans le sens d'une adaptation aux conditions réelles d'exploitation que permettront les automates et les postes sources intelligents de manière générale.

Nb : il est fait plusieurs fois référence à la puissance installée dans cette partie, pourtant nous supposons que c'est bien de la puissance raccordée qu'il est question. A vérifier.

Q5. A quels autres dispositifs estimez-vous que le gestionnaire de réseau de transport devrait recourir pour maîtriser davantage les adaptations structurelles du réseau public de transport ?

Réponse :

Les dispositifs de flexibilité autres que l'effacement de production sont pour le moment insuffisamment étudiés dans les S3REnR. Le SDDR faisait mention d'une comparaison technico-économique entre différentes solutions de flexibilité (dont le stockage par batteries) et la solution renforcement réseau. Cette dernière ressortant en moyenne toujours comme étant la moins chère. Pour autant cette analyse devrait pouvoir être menée au cas par cas dans certains territoires, notamment ceux où les coûts de créations et renforcement dépassent un seuil important, par exemple 300 k€/MW (demain 200 k€/MW ?) afin d'évaluer la pertinence de solutions alternatives dans les cas extrêmes, ce qui pourrait passer par un appel au marché à terme.

Une manière d'intégrer ces nouvelles flexibilités serait de commencer une réflexion dans le cadre des études d'anticipation.

Le SER rappelle que sur la question des flexibilités/créations de nouvelles capacités, le moindre coût et la neutralité technologique, mâtinés de critères de performance environnementale, doivent être de rigueur. Or force est de constater que pour le moment seuls les effacements de production et le renforcement réseau font partie de la boite à outils du dimensionnement local de RTE.

Estimation du coût des ouvrages sur la base de la consistance sommaire

Q6. Quelles composantes supplémentaires doivent être prises en compte dans l'estimation globale des coûts d'un schéma lors d'une révision ou d'une adaptation ?

Réponse :

Le SER souhaiterait que les couts et la consistance des ouvrages étudiés par les GR soient définis plus précisément. Actuellement, une révision nécessite plus de 2 années d'échanges (en réalité 3 en prenant pour point de départ le début du premier recensement), de concertation, etc… Les périodes de concertation de la V0 et de saisie de l'autorité environnementale doivent être mise à profit pour affiner les coûts entre la V0 et la V1 en réalisant des visites des postes existants et en analysant les problématiques qui se poseront à l'ajout de nouveaux composants (à dire d'experts) : cela permettra un chiffrage plus fin des ouvrages et de la quote-part. Réaliser un schéma entièrement via des coûts « canevas », c'est s'exposer à des dépassements qui ne satisferont ni les producteurs, ni les gestionnaires de réseau.

Par ailleurs, la mise en œuvre réelle des études d'anticipation pour les prochains schémas devra permettre d'améliorer les estimations de coûts. En effet, sur les ouvrages les plus structurants, qui sont assez rares dans un schéma, les producteurs ne peuvent se satisfaire d'avoir une fourchette à +- 50 M€ sur un projet à 100 M€ (comme la zone du Plateau d'Albion en PACA ou de Palente en BFC) : ces estimations doivent être dérisquées via la réalisation d'études d'anticipation dont le décret S3REnR de mars 2020 fait porter le coût aux producteurs dans tous les cas de figure (y compris en cas d'abandon).

Q7. Les illustrations de coûts ci-dessus vous permettent-elles d'appréhender les ordres de grandeurs des travaux HTB en jeu lors de l'élaboration d'un S3REnR ?

Réponse :

Le SER estime que ces illustrations de couts montrent la marge d'amélioration dans les estimations fournies par RTE & les GRD dans le cadre des S3REnR : en effet la fourchette basse/haute est un multiple de 3 en moyenne. La mise en œuvre des propositions de la réponse à la Q6 est donc bien nécessaire.

Par ailleurs, le coût réel d'un poste source construit doit apparaitre clairement dans l'ETF, avec le détail précité sur l'accompagnement environnemental, le coût d'achat du terrain etc… Actuellement les dépassements sont de coût sont justifiés de manière qualitative alors qu'une approche quantitative permettrait une meilleure compréhension des problématiques respectives.

Calcul de la quote-part du S3REnR

Q8. La formulation des compléments apportés concernant les liaisons en parallèle de liaisons existantes vous semble-t-elle suffisamment précise ?

Réponse :

Le SER accueille favorablement les précisions apportées par RTE.

Le SER souhaiterait qu'une grande discussion s'engage avec les régulateurs pour clarifier le périmètre des coûts (indépendamment des notions de créations et renforcements, par ailleurs) qui doivent être portés par chacun des acteurs. Un des sujets qui devra être mis sur la table est le principe « déclencheur » qui fait porter l'intégralité des coûts d'un ouvrage aux utilisateurs qui déclenchent le besoin, même si cet ouvrage est ensuite réutilisé à d'autres fins. Si ce principe peut s'entendre pour les raccordements individuels (branchement extension), il s'entend moins lorsque l'on planifie des investissements long-termes de plusieurs centaines de millions d'euros, tels que ceux introduits par les S3REnR : en effet, il provoque des barrières à l'entrée et ne permet pas de débloquer des situations complexes de besoins multiples (lignes HTB2 & 3, renouvellement de postes…).

Q9. La liste fermée des travaux de création ci-dessus vous semble-t-elle suffisamment claire pour guider la qualification des travaux inscrits dans un S3REnR en application des dispositions de l'article D.321-13 du code de l'énergie ? Quels approfondissements vous semblent nécessaires sur la notion de création d'ouvrage ?

Réponse :

Le SER souhaiterait s'assurer que la mise à niveau des paliers techniques n'est pas prise en compte dans cette liste, celle-ci étant source de confusion dans les ETF actuels. Notamment la question des mises à jour du « contrôle-commande » revient fréquemment : or celles-ci sont de l'ordre du renouvellement et seront de toute façon planifiées à un horizon plus ou moins court. Elles ne sauraient donc intégrer les créations.

Par ailleurs, les ouvrages concernant le réglage de la tension ne sont pas explicités. A notre connaissance, ces ouvrages, lorsqu'ils sont associés à des créations de postes/lignes, sont financés par les producteurs, ce que nous trouvons incohérents avec le fait que les moyens de production sont eux même des moyens de réglage de la tension et que cela revient à créer de la redondance et à ne pas valoriser les capacités disponibles des parcs éoliens et photovoltaïques (capacités qui sont imposés par l'arrêté raccordement du 9 juin 2020). Cet état de fait handicapera par ailleurs fortement le développement d'un marché pour la régulation dynamique de la tension.

Nous estimons donc que les moyens de compensation doivent relever systématiquement des renforcements, ensuite à la charge de RTE d'arbitrer le dimensionnement d'un moyen de compensation en prenant en compte la capacité des parcs EnR à venir.

Q10. Des précisions ont été apportées sur le mode de calcul des différents paramètres du solde du S3REnR en cours de révision afin de garantir la transparence d'établissement de la quote-part d'un schéma révisé. Tous les éléments de calculs sont ainsi publiés dans le bilan technique et financier du schéma. Quels éléments devraient être davantage approfondis ?

Réponse :

Les définitions proposées par RTE ne sont pas aussi précises que celles d'Enedis dans sa DTR (Enedis-PRO-TEC_020E) : il n'est notamment pas évoqué la prise en compte de la part « réfactée » des projets EnR de moins de 3 MW (réfaction aussi sur la quote-part). Nous recommandons d'harmoniser ces deux DTR et d'intégrer les éléments d'Enedis, vu que c'est RTE qui a la charge d'éditer le bilan technique et financier et qui doit prendre en compte via un indicateur dédié la réfaction pour que celle-ci ne soit reporté dans le solde alors qu'elle est à la charge des gestionnaires.

Q11. Quelles autres dispositions relatives à la révision d'un schéma saturé voudriez-vous aborder ?

Réponse :

La référence : *« Suivant les dispositions de l'article D. 321-20-5 du code de l'énergie, « les objectifs définis dans le cadre de la révision prennent en compte le volume de puissance des installations entrées en file d'attente en vue de leur raccordement alors que la capacité d'accueil globale du schéma a été entièrement allouée […] » doit être supprimée* puisque ce texte a été retiré du code de l'énergie par le décret n°2020-382 du 31 mars 2020 - art. 12.

Le reste du texte est donc incohérent.

L'article D. 342-22-2 du code de l'énergie précise qu'un projet entré en file d'attente « alors que la totalité de la capacité d'accueil globale du schéma régional de raccordement a été réservée sont redevables de la quote-part définie par ce schéma. ».

Cet article ne précise pas si les projets doivent être intégrés dans le nouveau schéma ou dans le précédent, mais fixe uniquement un montant de quote-part et une entrée en file d'attente.

La DTR doit donc clairement préciser dans les cas de saturation :

- qu'une entrée est file d'attente est toujours possible dans le cadre d'un schéma saturé (cf. aussi article D. 342-23)
- le montant de la quote-part est fixé par l'entrée en file d'attente
- l'émission d'une PTF est réalisée si des capacités techniques sont disponibles ;
- l'émission d'une offre alternative, à la demande du producteur, peut aussi être réalisée (cf. article D. 342-23).

Les points 3 et 4 sont particulièrement importants et le SER souhaite s'assurer que RTE et les GRD ne cesseront pas les émissions de PTF en cas d'atteinte du maximum des capacités réservées : situation dont les producteurs ne pourraient être tenues responsables et, à ce titre, ne doivent pas en subir les conséquences.