



Retour du SER à la consultation publique n°2020-005 du 5 mars 2020 relative au SDDR 2019

Juin 2020

Le SER se félicite de la publication du SDDR 2019 et de la consultation publique mise en place par la CRE. Ce document, qui prend en compte pour la première fois l'accélération de la transition énergétique planifiée par les pouvoirs publics dans la loi sur la transition énergétique de 2015 et les projets de PPE et de SNBC désormais adoptés, permet de tracer une feuille de route pour les réseaux électriques d'ici 2035.

Cette trajectoire, demandée depuis longtemps par les producteurs d'électricité renouvelable (EnR), met en lumière le fait qu'aucune rupture technologique majeure n'est nécessaire pour intégrer 50% de production EnR à l'horizon 2035 : le développement et l'adaptation du réseau électrique français suffiront en grande partie pour intégrer 70 à 100 GW d'EnR électriques supplémentaires sans porter atteinte à la qualité de service du système, à condition que les investissements réseaux soient anticipés et couplés à une utilisation accrue de la flexibilité des nouveaux moyens de production, mais aussi de nouveaux outils qui pourraient émerger au cours des décennies à venir (électromobilité, stockage stationnaire, hydrogène par électrolyse...).

Le SER appelle donc à la mise en œuvre au plus vite du SDDR et des mesures d'anticipation qui y figurent afin de respecter la trajectoire de la PPE et d'éviter de repousser dans le temps des investissements qui seront de toute façon nécessaires.

Pour réaliser cette feuille de route ambitieuse, le chiffrage avancé par RTE de 33 Mrd€, tous volets confondus, semble cohérent et raisonnable en maintenant la part du coût du réseau de transport à environ 10% de la facture du consommateur français dans les quinze années à venir.

Au sujet du financement, le SER rappelle que le consommateur électrique ne finance pas intégralement le déploiement des réseaux électriques, les producteurs EnR terrestres prenant à leur charge une part substantielle. Le renouvellement des réseaux existants et l'adaptation du réseau terrestre sont chiffrés respectivement à 6-8 Mrd€ et 12-13 Mrd€ par RTE. Ces deux volets doivent être mis en œuvre par les Schémas régionaux de raccordement (S3REnR), dont la répartition des coûts entre producteurs et gestionnaires de réseaux est régie selon le principe des créations (que l'on pourrait assimiler au volet de l'adaptation du réseau terrestre) et des renforcements (que l'on pourrait assimiler au volet renouvellement), correspondant respectivement à 80% et 20% des coûts, les premières étant portées intégralement par les producteurs via une quote-part régionale, et les seconds par les gestionnaires. Or cette séparation stricte induit des effets qui peuvent avoir des surcoûts financiers pour la collectivité : notamment l'amortissement sur 15-20 ans des quotes-parts régionales par les prêts bancaires des producteurs EnR, le coût de la quote-part et de son financement étant ensuite répercuté dans le tarif demandé par les producteurs en appels d'offres, alors que des amortissements sur des durées potentiellement beaucoup plus longues peuvent être réalisés par les gestionnaires de réseau pour les ouvrages non financés par les quotes-parts. Ce mode de financement, qui va induire dans la décennie à venir un paiement d'au moins 5 à 10 Mrd€ des producteurs vers les gestionnaires de réseaux, n'envoie pas un signal suffisamment incitatif aux gestionnaires de réseaux pour mettre en œuvre des leviers d'optimisation efficaces et performants (évolutions techniques des réseaux tels que le dimensionnement optimal des transformateurs, l'utilisation de nouveaux paliers de tension intermédiaire 33 ou 45 kV, ou des flexibilités tierces), car les producteurs n'ont aucun leviers pour faire diminuer l'enveloppe qui leur est facturée : la conception du réseau est intégralement à la main des seuls gestionnaires.

Ainsi, le SER propose de s'interroger sur le mode de financement des réseaux électriques par les S3REnR, dont la répartition des coûts entre producteurs et gestionnaires de réseaux doit être réévaluée, sans remettre en cause le principe de mutualisation, afin de faire porter de manière équilibrée les coûts aux acteurs ayant la possibilité de mettre en œuvre ou de faire appel à des leviers d'optimisation (mode d'amortissement des investissements, évolutions techniques des réseaux, utilisation de flexibilités...) et de valoriser la contribution des EnR à la meilleure desserte électrique des territoires ruraux. Ce mode de financement devra permettre de garantir, sous le contrôle de la CRE, le déploiement rapide et à meilleur coût des réseaux.

Question 1 : Pensez-vous que des améliorations devraient encore être apportées au processus de concertation mis en œuvre par RTE ?

Le SER salue le processus de concertation en CPSR, efficace et permettant à chaque partie prenante de faire remonter des éléments pertinents pour l'élaboration du SDDR.

Question 2 : Avez-vous des remarques s'agissant des scénarios retenus et des hypothèses associées ?

Le SER est favorable au choix de reprendre les éléments de la PPE et d'en faire le scénario central.

L'horizon 2035 est un horizon minimum permettant d'identifier les opportunités d'anticipation et de mutualiser afin de dimensionner le réseau nécessaire à l'accueil d'une part importante d'EnR dans le mix électrique.

Question 3 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur la cohérence globale du TYNDP et du SDDR ?

Sans avis.

Question 4 : La comparaison par RTE des hypothèses prises dans les scénarios des plans européen et français est-elle suffisamment claire ?

Sans avis.

Question 5 : Etes-vous favorable, comme la CRE, à la stratégie proposée par RTE de dimensionnement optimal du réseau avec un recours occasionnel aux limitations de production renouvelable ?

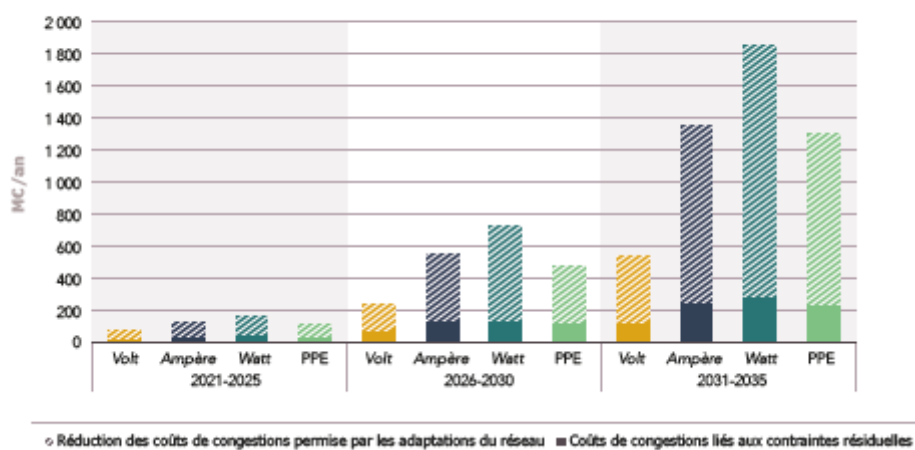
Le SER est favorable à la stratégie de dimensionnement optimal selon les éléments remontés dans la note commune SER-FEE-UFE-Enedis-RTE de décembre 2019 fournie en annexe à cette réponse.

Il est essentiel que ce dimensionnement optimal se fasse selon une logique vertueuse qui mettent en regard les coûts de congestion évités en face des coûts de développement du réseau, de manière à ne pas effacer plus que de nécessaire les producteurs, et d'envoyer les bons signaux de renforcement. Afin que cette logique vertueuse

puisse être mise en œuvre, il est donc nécessaire que l'intégralité des effacements soit compensée à hauteur de la perte d'opportunité d'injection pour les producteurs. Le SER propose que les effacements soient intégrés dans les dispositifs existants de gestion des congestions du réseau (mécanisme d'ajustement). Le SER considère que cela représente une réelle opportunité pour les EnR d'intégrer ce mécanisme puisqu'il est existant et donc rapidement opérationnel.

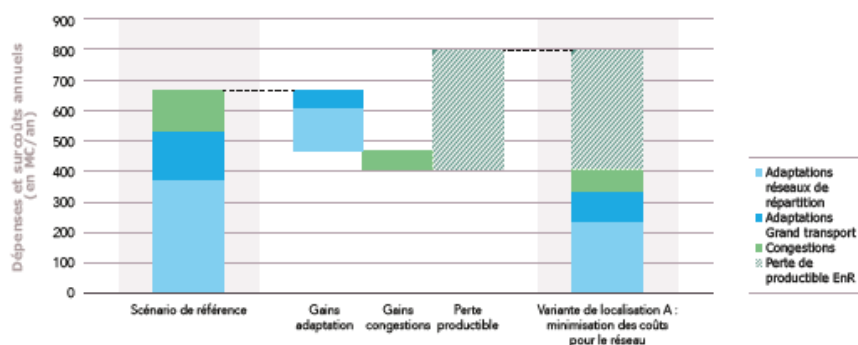
La figure 3.21 (p. 89, cf. ci-dessous) met bien en lumière qu'un surplus d'effacement induirait des coûts importants sur le long-terme (de l'ordre de 1 à 2 Mrd€/an selon le niveau de développement des EnR). Ces indications doivent fournir un bon horizon pour positionner le curseur de l'effacement pour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

Figure 3.21 Coûts des congestions réseau avec ou sans adaptations



A contrario, une limitation des congestions en prescrivant le positionnement des EnR au plus près des existants serait contre-productif, car cela reviendrait à limiter le productible des parcs (les gisements éoliens et solaires ainsi que le foncier ne sont pas forcément disponibles à proximité des réseaux existants) et nécessiterait la création de davantage de parcs EnR pour atteindre les objectifs en énergie fixés par les pouvoirs publics (cf. figure 10.14 p. 318).

Figure 10.14 Impact de la variante A de localisation de la production renouvelable « minimisation des coûts pour le réseau » sur les dépenses d'investissement et d'exploitation du réseau sur la période 2021-2035 (scénario PPE)



En aucun cas, le dimensionnement optimal du réseau par RTE ne doit être considéré comme une limitation et un renoncement à un gisement EnR : le dimensionnement optimal du réseau doit systématiquement être couplé à l'anticipation et à une étude prospective afin de s'assurer de ne pas mettre en péril des raccordements futurs (cf. question 6 suivante).

Question 6 : Que pensez-vous de la proposition de la CRE de rendre systématique l'étude de l'ensemble des flexibilités y compris le stockage pour tous les projets de RTE ?

Le SER rappelle que la flexibilité est un moyen, et non un objectif. L'atteinte des objectifs de la PPE et d'une part d'EnR de 40% dans la production électrique à 2030, comme en dispose la loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV), nécessitent de mettre à disposition des capacités d'accueil en volume suffisant. Ces objectifs politiques sont intangibles et pour les atteindre les moyens les moins chers possibles doivent être mis en œuvre (flexibilité des utilisateurs ou développement physique du réseau).

A ce titre, le SER est favorable à la proposition de la CRE. Les études de flexibilité devront être transparentes et auditables et RTE devra veiller à ne pas évaluer la viabilité des solutions de flexibilité à l'aune des seuls revenus tirés de la résolution des congestions car les flexibilités trouveront des revenus selon une logique d'empilement de valeur, et non selon le seul besoin de résolution de congestion. RTE doit proposer des hypothèses transparentes et concertées avec les acteurs de marché pour la prise en compte de l'empilement de valeur.

Il faut par ailleurs prendre en compte deux éléments centraux dans la prise de décision :

- 1) le temps d'autorisation et de développement d'un ouvrage réseau structurant (lignes HTB, postes sources) : ceux-ci sont généralement de l'ordre de 5 à 10 ans et doivent être anticipés le plus tôt possible, là où des flexibilités peuvent être mises en œuvre en moins de temps (quelques années tout au plus), ce qui pourrait induire un biais allant dans le sens du choix de la flexibilité plutôt que de l'investissement long-terme.
- 2) le volume de capacité que pourront dégager les nouveaux outils de flexibilité.

Sur le second point, le SDDR et la PPE donnent une trajectoire indiquant un besoin massif de capacités d'accueil nouvelles (environ 100 GW d'ici 2035). Ces trajectoires sont largement les mêmes dans les SRADDET (qui sont plus ambitieux que la PPE) : toutes les régions de France sont donc concernées par le développement des EnR, et des évolutions importantes des réseaux électriques doivent être planifiées dès maintenant (ce qui est en cours avec les révisions des S3REnR). Les flexibilités type effacement de consommation, stockage et/ou hydrogène pourront permettre de gagner au cours de la prochaine décennie quelques dizaines de MW de capacité d'accueil par lignes et postes existants, mais ne permettront pas de valoriser de nouvelles zones ni de dégager plusieurs centaines de MW (voire des GW). Par ailleurs, les gisements d'EnR les plus rentables pour la collectivité (meilleur productible, meilleure disponibilité du foncier) ne sont pas toujours à proximité immédiate du réseau et nécessitent des infrastructures (cf. réponse précédente et figure 10.14 du SDDR). A date, seules les solutions réseaux sont capables de fournir la majorité des capacités d'accueil et d'évacuation de l'énergie pour les volumes d'EnR évoqués dans les documents de planification politique.

Les flexibilités sur la période 2020-2030 doivent permettre d'éviter des saturations, d'optimiser les coûts, « d'attendre » un ouvrage long (cf. point 1) plus haut), mais ne permettront quasiment jamais d'annuler des renforcements structurants de grande ampleur.

Ainsi dans la vision des producteurs du processus décisionnel d'évolution des réseaux, les ouvrages structurants doivent faire l'objet d'études détaillées afin de permettre leur hypothétique mise en chantier lorsqu'ils seront nécessaires. C'est au moment de la décision d'investissement que les solutions réseaux, dont les études auront été réalisées par anticipation, devront être comparées aux solutions de flexibilité et que l'optimum technico-économique pourra être choisi, selon une logique de neutralité technologique (assortie de critères environnementaux afin de s'assurer que les flexibilités choisies n'aient pas des impacts négatifs sur le contenu CO₂-équivalent du système électrique français).

Question 7 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur (i) la nécessité de construire le cadre contractuel visant à permettre aux actifs de stockage de répondre aux besoins de réseau et (ii) la nécessité de publier les contraintes

de réseau actuelles et estimées à moyen terme afin de transmettre des signaux économiques pertinents pour le développement de flexibilités là où elles sont les plus utiles ?

Le SER est favorable à la construction d'un cadre contractuel permettant aux solutions de flexibilité de répondre aux besoins de RTE. Ce cadre contractuel devrait être applicable à toutes les solutions techniques et ne pas se limiter au seul stockage, dans une logique de neutralité technologique des moyens permettant de dégager des capacités d'accueil (cf. question précédente).

Le SER est ainsi favorable au recours à une plateforme de marché aussi unique que possible (par exemple par le volet congestion du mécanisme d'ajustement) pour les différents moyens de flexibilité.

Le SER est par ailleurs tout à fait favorable à une information plus transparente sur la publication des contraintes prévisionnelles (et non résiduelles).

Cette publication ne doit pas répondre uniquement à un enjeu de développement des flexibilités, elle doit aussi donner des indicateurs aux porteurs de projet EnR qui pourront ainsi estimer les contraintes de production et l'impact des recours aux effacements ponctuels de production sur les processus d'exploitation des parcs EnR.

Question 8 : En l'absence de mesures correctives, partagez-vous la position préliminaire de la CRE selon laquelle la valeur tutélaire du carbone ne doit être utilisée par RTE que pour les émissions hors EU-ETS ?

La planification de RTE se situe sur le long-terme et doit s'inscrire dans la PPE, la LTECV et la SNBC (respectivement à horizon 2028, 2030 & 2050).

Une non-prise en compte d'une valeur du carbone forte, supérieure à l'EU ETS, rendrait les décisions d'investissements de RTE très sujette à des chocs exogènes sur le prix du carbone (crises économiques) alors que l'investissement dans les infrastructures de long-terme se doit d'avoir un effet contra-cyclique afin d'éviter d'approfondir les éventuels creux économiques.

Cette vision de long-terme permettra aux acteurs du marché de pouvoir s'appuyer sur des plans et des méthodes de planification des réseaux prévisibles et cohérentes avec les objectifs énergie-climat, afin de guider leurs propres décisions patrimoniales.

Question 9 : Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle le recours à la technologie souterraine sur le réseau HTB1 doit être systématique dans certaines zones prioritaires identifiées dans le contrat de service public de RTE et analysé au cas par cas dans les autres cas ?

Le SER considère que l'efficacité technico-économique doit être un critère déterminant des choix d'investissement. Cependant, l'adhésion de la population aux infrastructures du système électrique dans son ensemble est un critère essentiel et peut passer par une mise en souterrain des ouvrages.

Le SER est donc favorable à l'approche de la CRE avec une analyse au cas par cas, aussi bien pour les lignes HTB1 que HTB2&3. Il est essentiel que les technologies aériennes et souterraines soient étudiées sans logique de systématisme mais selon une approche concertées entre acteurs de marché et gestionnaires, notamment dans le cas des ouvrages permettant le raccordement de producteurs EnR. Cette analyse doit aussi prendre en compte les coûts complets des impacts des tempêtes, qui peuvent faire pencher la balance en faveur de l'une ou l'autre des solutions sur le plan économique.

Dans les cas où la mise en souterrain des nouvelles lignes relèvent des ouvrages des S3REnR, il apparaît pertinent que le choix de la technologie souterraine, aérienne ou aéro-souterraine soit laissé à l'arbitrage des parties prenantes des S3REnR, notamment dans le cas des liaisons de raccordement des nouveaux postes collecteurs HTB/HTA.

Le SER souligne que les autorisations d'exploiter ont une durée de validité de 10 ans si l'installation n'est pas construite au terme de cette période (durée de recours juridique comprise). En cas d'impossibilité de construire l'installation au terme des dix ans, par exemple du fait d'une indisponibilité des ouvrages de raccordement du fait de recours non purgés ayant retardé la mise en chantier des infrastructures du réseau, c'est tout le processus d'autorisation des installations de production qui doit être recommencé.

De tels délais (et surcoûts dans le processus d'autorisation) ne sont pas compatibles avec les objectifs fixés dans la PPE et la LTECV et à ce titre le choix de la technologie aérienne ou souterraine doit prendre en compte ces éléments structurants pour le déploiement de nouveaux moyens de production.

Question 10 : Etes-vous, comme la CRE, favorable à la prise en compte de l'état patrimonial du réseau et de son utilisation dans la stratégie de renouvellement ?

Le SER est favorable à un renouvellement optimisé du réseau qui prenne en compte les opportunités de prolongement de l'infrastructure existante avec une maintenance adaptée.

Il manque cependant au SDDR une vision précise du processus de mutualisation des investissements de renouvellement et d'adaptation, qui doit être centrale, notamment dans le cas où des renouvellements devront être planifiés afin de lisser l'effort dans le temps tout en combinant la nécessité de s'adapter le réseau selon les besoins nouveaux de la production et de la consommation.

Ce qui pose aussi la question de la juste répartition des coûts entre producteurs (qui financent les créations des S3REnR) et les gestionnaires de réseaux, qui ont à leur charge le renouvellement et l'entretien du réseau.

A ce titre, le SDDR donne des chiffres généraux sur l'âge moyen des pylônes et des conducteurs, mais ne fournit pas d'inventaire détaillé. Or ces éléments sont nécessaires dans le cadre de l'élaboration des S3REnR afin de permettre aux acteurs d'estimer quels ouvrages pourraient être mutualisés opportunément et faire l'objet d'une optimisation des coûts pour la collectivité.

L'état patrimonial du réseau doit donc être communiqué au cas par cas dans le cadre des instances d'élaboration des S3REnR afin de permettre une activation du levier d'économie des mutualisations entre les besoins de renouvellement et les adaptations.

Question 11 : Par ailleurs, êtes-vous d'accord avec l'analyse préliminaire de la CRE sur les trois plans de renouvellement « corrosion », « PSEM » et « zéro-phyto » ?

Le SER est favorable au maintien et au renforcement de la haute performance environnementale du réseau qui joue de manière décisive dans la performance environnementale du système électrique de manière générale, notamment dans le cadre de la stratégie nationale bas carbone (SNBC) et de l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050.

Question 12 : Partagez-vous l'approche de la CRE quant à la stratégie de numérisation du réseau envisagée par RTE ?

Le SER est favorable à une stratégie de numérisation du réseau en adéquation avec les objectifs de valorisation des flexibilités et de la création d'opportunité pour les solutions « smart grids » de manière générale.

Dans le cas des effacements de production, une performance numérique insuffisante pourrait conduire à des effacements trop longs et coûteux pour la collectivité, faisant passer à une logique préventive plutôt que curative, faisant perdre de la valeur aux effacements en prenant des marges de sécurité trop importantes par rapport à l'état réel du réseau.

Il convient d'adapter la stratégie de numérisation à ces exigences et de chiffrer convenablement ces coûts. Une numérisation insuffisante pourrait ralentir la transition énergétique.

Il est par ailleurs essentiel de s'assurer que la stratégie de RTE soit en conformité et intégrée avec celles des GRD (aussi bien ELD qu'Enedis) afin d'avoir, côté utilisateur de réseau, une seule interface numérique à mettre en œuvre pour éviter les redondances.

Le SER s'interroge par ailleurs sur le déploiement des postes intelligents RTE, dont le poste de Blocaux devait être la préfiguration.

Question 13 : Etes-vous, à l'instar de la CRE, favorable à cette approche séquencée des projets d'interconnexion et aux priorités données aux différents projets ?

Le SER serait favorable à une étude de RTE qui quantifierait le bénéfice des interconnexions pour le déploiement des EnR en France.

La nécessité ou pas de la mise en œuvre d'un renforcement des interconnexions entre les différents S3REnR doit être mis en lumière dans le SDDR. En effet, ce qui semble avoir un intérêt à la maille des Etats ne semble plus en avoir un pour les régions, ce qui n'est pas intuitivement évident à comprendre. Ce qui aurait vocation à quantifier, l'impact positif des interconnexions sur l'équilibre des schémas S3REnR, dans le SDDR. La collectivité doit s'assurer que les développements envisagés d'un côté, ne se fait pas au détriment du développement des autres mais bien une opportunité d'optimiser l'ensemble, c'est là un des enjeux du SDDR que de concilier de manière cohérente ces différents aspects.

A ce titre, des ouvrages de grande taille pourraient apparaître nécessaires, comme sur le territoire Grand Est-Bourgogne-Franche Comté (axe Pusy-Rolampont) ou en région Sud-Provence-Alpes-Côte d'Azur (Plateau d'Albion, Ouest-Buech) : il conviendra d'entamer au plus tôt les études sur ces zones.

Question 14 : Etes-vous favorable, comme la CRE, aux principes d'anticipation des études et démarches administratives et de surdimensionnement des ouvrages à créer, afin d'anticiper les besoins de raccordement au-delà des S3REnR en cours, financés par les producteurs, dans le cadre des travaux liés aux S3REnR ?

Le SER est favorable à l'anticipation des études et démarches administratives (cf. réponse à la question 6), ainsi qu'au surdimensionnement raisonné et concerté des ouvrages à créer, comme proposé par le groupe de travail relatif à l'anticipation des S3REnR. Le SER rappelle que la feuille de route validée lors de la 1ère plénière de l'Instance Nationale de Suivi et d'amélioration des S3REnR organisée le 29/05/2019 a inscrit la finalisation du processus opérationnel d'anticipation des ouvrages structurants des S3REnR comme étant un des des travaux prioritaires, et qui devrait se terminer cette année.

L'objectif premier de ce travail doit être d'éviter que le réseau soit un facteur limitant de la transition énergétique, ce qui mettrait en péril l'atteinte des objectifs politiques. Le groupe de travail anticipation a montré que, pour peu que l'anticipation soit généralisée et devienne un principe d'étude aussi pour les S3REnR, rien ne s'opposait à la synchronisation des plannings de développement des projets réseaux et des moyens de production EnR.

Le SER souhaite cependant rappeler que l'objectif initial de l'anticipation était d'aboutir à une répartition des coûts équitable de l'anticipation : en effet, si les producteurs peuvent prendre une partie du risque, afin d'avoir un pouvoir décisionnaire dans les études à mener, le principe de la répartition des coûts rappelait aussi que la responsabilité du raccordement était du ressort des gestionnaires de réseaux, et que ceux-ci devaient donc mettre en œuvre les processus adaptés pour éviter des retards de raccordement.

Le financement uniquement par les producteurs revient à faire porter intégralement le risque de l'anticipation aux producteurs, ce qui est contraire au principe d'un système électrique, et aussi aux possibilités concrètes des producteurs d'avoir accès à l'intégralité des informations pouvant justifier une anticipation, vu le caractère dispersé de la production EnR et de ses acteurs.

Quoiqu'il en soit, compte tenu que l'ensemble des coûts et donc des risques sont portés par les producteurs, une validation de l'engagement de ces dépenses devra être soumise à l'accord de l'instance regroupant l'ensemble des acteurs, l'Instance Nationale de Suivi et d'Amélioration des S3REnR (INSAS).

La question de l'anticipation doit aussi s'entendre pour l'éolien en mer. La loi hydrocarbure n°2017-1839 du 30 décembre 2017 prévoit la possibilité pour RTE d'anticiper les études et démarches administratives liées au raccordement des énergies marines renouvelables. Cette loi encadre la couverture des coûts échoués : « Par exception, pour les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables implantées en mer faisant l'objet d'une procédure de mise en concurrence prévue à l'article L. 311-10, lorsque le producteur ne choisit pas l'emplacement de la zone d'implantation du parc, le gestionnaire du réseau public de transport supporte le coût du raccordement correspondant aux conditions techniques prévues par le cahier des charges ou définies par le ministre chargé de l'énergie, y compris les coûts échoués en cas d'abandon de la procédure de mise en concurrence. Les éventuelles modifications de ces conditions à l'initiative du candidat retenu sont à la charge de ce dernier. En cas de défaillance du candidat retenu, ce dernier assume les coûts échoués dans les conditions prévues par le cahier des charges. »

La loi n° 2018-727 du 10 août 2018 pour un Etat au service d'une société de confiance (ESSOC) introduit la notion de « permis enveloppe » pour les installations de production d'énergie renouvelable en mer et leurs ouvrages de raccordement aux réseaux publics d'électricité permettant au producteur et au gestionnaire de réseau d'intégrer de bénéficier des technologies les plus récentes et donc de proposer le meilleur coût au MWh.

Nous avons accueilli positivement ces évolutions législatives permettant à RTE d'anticiper les études et démarches administratives liées au raccordement des installations d'énergie renouvelable en mer. Or au cours des premiers échanges producteurs-RTE, il s'avère que les informations demandées par RTE au producteur très amont du projet fait perdre le bénéfice de la notion de « permis enveloppe » introduit par la loi ESSOC. La loi ESSOC introduisant également la notion de permis enveloppe pour RTE, le SER demande une adaptation des calendriers entre producteurs et RTE afin de conserver le bénéfice de l'anticipation permise par le « permis enveloppe ».

Par ailleurs, RTE se devant d'anticiper les raccordements des futurs parcs en mer, certains projets d'investissement pourraient idéalement être localisés en anticipation de cette contrainte (exemple poste de Corbières Maritime en réflexion dans le S3REnR Occitanie sur le territoire de l'Aude). Dans ce cas de figure il est essentiel que le financement d'une telle anticipation soit prise en charge par RTE, sinon cela constituerait un détournement de l'esprit de la loi hydrocarbures et reviendrait à facturer à des producteurs EnR terrestres le raccordement de projet éolien en mer !

Question 15 : Etes-vous favorable, comme la CRE, à une planification par l'État du développement et de la localisation des éoliennes en mer, et aux mesures d'optimisation des coûts identifiées par RTE ?

Le SER est extrêmement favorable à l'anticipation et la planification par l'Etat, en association avec la profession et les parties prenantes, du développement et de la localisation des parcs éoliens en mer. Le retour d'expérience de l'ensemble des pays européens concernés le démontre, la planification du développement des parcs éolien en mer est une condition déterminante pour garantir l'atteinte des objectifs de développement des capacités de production renouvelables fixés, la compétitivité des projets et le développement des infrastructures nécessaires et d'une filière industrielle à proximité. Cette planification par l'Etat est également le prérequis indispensable pour anticiper les évolutions du réseau par RTE et en optimiser les coûts.

La planification du développement des capacités éoliennes en mer, en termes de volume mais aussi leur localisation, sur une trajectoire régulière, anticipée plusieurs années à l'avance, lisible pour l'ensemble des acteurs est souhaitée par le SER depuis plusieurs années. Cette planification est essentielle pour pérenniser les usines installées sur le territoire (par exemple : Siemens au Havre, General Electric à Saint-Nazaire et Cherbourg) en évitant les creux de charge qui ont une répercussion sur l'emploi sur l'ensemble de la chaîne de valeur de la filière. La régularité des appels d'offres permet également de générer un effet de série, synonyme de baisse des coûts, et de conforter la compétitivité de cette filière française.

En termes de volumes, la loi énergie-climat du 8 novembre 2019 fixe à cet égard l'objectif de 1 000 MW éoliens en mer attribués chaque année d'ici 2024, puis au-delà : en termes de localisation, il est ainsi essentiel que l'Etat planifie en amont, en concertation avec la profession, le gestionnaire du réseau de transport et l'ensemble des parties prenantes, à moyen et à long terme les zones de développements de ces futures installations. Contrairement au cadre existant actuellement, cette démarche de planification requiert la définition d'un objectif de développement de l'éolien en mer à des horizons excédants ceux fixés par une ou deux périodes de PPE (à horizons 2035 et 2050 par exemple). Il est également essentiel que l'Etat engage l'ensemble des étapes préalables nécessaires à la concrétisation de ces appels d'offres dans les calendriers définis. Pour ce faire, le SER estime que la stratégie de planification doit s'établir à l'échelle des quatre façades maritimes françaises et notamment que l'étape de consultation du public sur le choix de la localisation des parcs éoliens en mer ne soit pas réalisée uniquement projet par projet mais porte sur une vision de long-terme pour l'identification de l'ensemble des gisements nécessaires à l'atteinte de l'objectif fixé sur la façade à l'échelle, au minimum, d'une période de PPE. Cette même planification permettra d'une part l'anticipation du développement des réseaux en mer mais aussi à terre, afin que cela ne devienne pas un point critique, et d'autre part une optimisation conjointe des coûts de raccordement et de production.

Concernant les mesures d'optimisation des coûts identifiées par RTE :

1. Le SER est favorable à la mise en place de « hubs » de raccordement permettant de mutualiser le raccordement de plusieurs parcs, source d'économie sur les infrastructures de raccordement mais aussi d'une optimisation de l'utilisation de l'espace marin (en limitant par exemple le nombre de tracés de câbles en mer). Le même accès au réseau et des conditions contractuelles adaptées au profil de risque devront être proposées aux différents producteurs raccordés à une même plateforme le cas échéant ; cette condition nécessite l'adaptation des documents contractuels liant RTE aux producteurs d'une part, et un dimensionnement de la plateforme de raccordement sur la base de caractéristiques variables pouvant évoluer d'autre part, afin que les conditions de raccordement n'imposent pas de contraintes trop restrictives pour les producteurs raccordés après l'installation de la plateforme, ce qui risquerait d'obérer la compétitivité des projets ou de les empêcher de recourir aux meilleures technologies qui seraient alors disponibles. Il est également important de souligner que la mise en place de tels hubs sera d'autant plus pertinente avec un haut degré de planification des parcs qui seront développés à court, moyen et long terme dans une même zone (définition d'un volume précis, dates d'attribution ou de mise en service des projets établies, périmètre probable d'implantation délimité).

Enfin, le SER note que cette stratégie de hubs requerra le dimensionnement de certains équipements pour la durée de vie de plusieurs projets qui ne seraient pas construits au même moment et que la durée de vie des équipements de raccordement devra en être allongée afin d'intégrer cette situation.

2. Le SER est réservé quant à l'adaptation des parcs à la capacité des infrastructures de réseau dans le cas où cette adaptation se ferait en diminuant la puissance cible des appels d'offres envisagés: le raccordement des installations de production en mer ne doit pas être géré comme une infrastructure de réseau (hors déploiement d'un réseau maillé en mer), car il s'agit bien d'un ouvrage de raccordement et non d'une infrastructure de réseau partagée avec d'autres utilisateurs. Ainsi, le SER rappelle l'objectif fixé par la loi Energie-climat du 8 novembre 2019, d'une attribution de 1000 MW chaque année d'ici à 2024. Il est donc fondamental que l'optimisation du raccordement ne vienne pas impacter le productible. La baisse des coûts de la filière passe en effet en premier lieu par l'implantation sur des zones qui permettent de maximiser ce productible.

3. Le SER est favorable à la standardisation des solutions de raccordement afin de tirer parti des économies d'échelle, à condition que les ouvrages de raccordement soient compatibles avec le développement de projets à caractéristiques variables d'une part, et avec l'évolution rapide constatée et attendue des technologies des éoliennes en mer d'autre part. Dans cette optique, il pourrait être opportun pour RTE de négocier plusieurs contrats-cadre avec de nombreuses options, ce qui permettrait à la fois de standardiser, mais aussi de proposer des solutions évolutives et adaptables.

4. A la suite des éléments présentés dans la première partie de la réponse, le SER est très favorable à la mise en place de plans de développement du réseau, qui trouveraient toute leur pertinence en étant intégrés dans le cadre d'une planification par l'Etat du développement de l'éolien en mer. Cette planification est déterminante dans un objectif de réduction des coûts et devrait ainsi s'inscrire dans une perspective de moyen et long terme, au minimum à horizon 2035 par exemple, pour permettre la réalisation des investissements nécessaires sur le réseau, et à l'échelle de chaque façade maritime française.

Question 16 : Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle la mise en place de signaux de localisation plus fins serait pertinente pour inciter les producteurs à mieux prendre en compte les coûts du réseau dans leurs décisions et, ainsi, pour minimiser les coûts globaux du système électrique ? Quelle typologie de signaux serait à même d'orienter plus efficacement l'équilibre global coûts de production / coûts de réseaux (maille, investissement/fonctionnement, etc.) ?

Le signal de localisation existe déjà et correspond aux ouvrages propres dont le coût moyen est de l'ordre de 70 k€/MW (5-10% des CAPEX projets) mais qui peut varier selon un rapport de 1 à 10 selon l'éloignement du parc EnR du poste source HTA/HTB et/ou de l'entrée en coupure HTA la plus proche pour les parcs de moins de 10 MW.

Ce signal n'est cependant pas pertinent car pour qu'un signal économique ait un sens, il faut que l'agent économique qui le reçoit ait un levier dessus. Or les gestionnaires de réseaux sont les concepteurs des solutions de raccordement et déterminent leurs coûts. Les producteurs n'ont donc aucun levier à leurs mains, et ne peuvent pas avoir d'échanges en vue de rechercher une optimisation car le canevas technique des coûts, sur lequel s'appuie les GR, n'est pas accessible et n'est évidemment pas négociable.

Les producteurs proposent notamment de passer à des paliers 33 kV, moins coûteux pour les producteurs et pour la collectivité en termes de pertes, mais les études d'Enedis n'aboutissent pas et in fine Enedis impose un mode de dimensionnement du réseau dont nous ne savons pas s'il est optimal.

Les quotes-parts sont un outil permettant de faire des choix raisonnables de construction de S3REnR qui s'étendent maintenant sur de très grands territoires et en cela ils représentent un signal fort de convergence des parties prenantes en recherchant un équilibre entre les capacités à créer, le gisement à raccorder et le coût pour les producteurs et la collectivité, mais ils ne correspondent pas à un signal de localisation.

Le SER rappelle que les producteurs valorisent les terrains les plus pertinents d'après la politique énergétique actuelle (maximisation du productible) mais aussi, et surtout, disponibles du fait des contraintes nombreuses pesants sur le développement : orientation vers les sites dégradés pour le photovoltaïque, nombreux couloirs aériens, zones de protections des espèces, règle des 500 m et plus (selon les résultats de l'étude acoustique) pour l'éolien... Envoyer un signal supplémentaire de localisation pour les parcs EnR serait contreproductif, d'autant plus à l'heure où l'Etat réfléchit à mettre en place des signaux régionaux à la main des élus (cf. GT ministériel sur l'éolien) : la complexité du système deviendrait illisible et serait contreproductif pour la transition énergétique.

Le SER propose de réfléchir à une répartition des coûts qui soit plus optimale pour la collectivité d'un point de vue du financement, et non du signal économique, car la transmission d'un signal économique n'est pas pertinente s'il induit un surcoût in fine pour la collectivité. Or le financement d'une grande partie des ouvrages du réseau terrestre par la quote-part et les ouvrages propres via les contributions des producteurs, c'est-à-dire amortie par des prêts bancaires sur quinze-vingt ans, pourrait générer des surcoûts pour la collectivité par rapport à un financement via le TURPE sur quarante ans (voire plus) d'ouvrages qui ont vocation à être en service pendant cinquante à quatre-vingt-ans au service de tous les utilisateurs réseaux (et non uniquement des primo-entrants, en l'occurrence les producteurs).

Le SER partage l'analyse du SDDR qui précise bien que les EnR ne doivent pas forcément être positionnées au plus proche des capacités d'accueil existantes, car cela pourrait conduire à installer des parcs avec un productible moindre. L'optimum technico-économique doit se situer au niveau de l'ensemble moyen de production et des réseaux électriques. Dans le cadre des S3REnR, ces éléments sont pris en compte et permettent d'arbitrer des développements réseaux qui pourraient s'avérer trop coûteux (cf. réponse question 5).