

**Réponse d'ENGIE à la consultation publique de la CRE n°2020-005  
du 5 mars 2020 relative au schéma décennal de développement  
du réseau de transport de RTE élaboré en 2019**

## Synthèse

ENGIE remercie la CRE pour l'organisation de la consultation publique n°2020-005 du 5 mars 2020 relative au schéma décennal de développement du réseau de transport (SDDR) de RTE élaboré en 2019.

ENGIE s'inscrit dans la perspective d'une équité renforcée entre les différentes alternatives de flexibilité et le renforcement du réseau. Si le SDDR prend en compte le recours aux flexibilités pour les contraintes à la production (notamment via l'écrêtement d'une partie de la production renouvelable), le sujet n'est que très partiellement étudié pour les flexibilités à la consommation (pilotage de la recharge des véhicules électriques, pompes à chaleur hybrides...).

En effet, RTE semble considérer que la flexibilité à la consommation doit être limitée à la résorption des congestions et contraintes résiduelles, et ne doit pas être considérée comme une solution alternative à un investissement. Or dans certaines configurations, l'utilisation de flexibilités pour éviter un renforcement permet de réduire les coûts totaux, comme l'a montré le rapport REI 6, piloté par RTE. Ainsi, ENGIE souhaite que RTE publie non seulement ses congestions résiduelles, mais aussi l'ensemble des congestions avant investissement réseau, en cohérence avec l'objectif d'envisager à égalité le recours aux flexibilités et à l'investissement pour les traiter, et ce en conformité avec la feuille de route « stockage » et, de façon plus générale, les délibérations de la CRE sur le traitement des congestions .

Par ailleurs, ENGIE considère que les travaux de RTE sur la flexibilité, et les critères économiques sous-jacents, restent trop opaques. ENGIE regrette que le SDDR ne présente pas la façon dont le gestionnaire de réseau arbitre entre renforcement, non-qualité (i.e. acceptation d'un taux de défaillance supérieur à la norme) et recours aux flexibilités. Lors de la précédente consultation sur le SDDR, ENGIE avait suggéré à la CRE de publier en détail les méthodes de dimensionnement des gestionnaires de réseau, afin que les parties prenantes puissent se prononcer sur les principes retenus. En effet, le choix des méthodes de dimensionnement aura des conséquences significatives sur le coût des réseaux, payés *in fine* par les consommateurs.

Enfin, ENGIE insiste sur la bonne mise en œuvre de la feuille de route établie par l'instance nationale de suivi et d'amélioration des S3REnR. Cela concerne entre autres les ouvrages structurants (dits à non regret) à anticiper au plus tôt, afin de ne pas freiner l'intégration des EnR dans le système électrique.

## Table des matières

Question 1 : Amélioration du processus de concertation .....	3
Question 2 : Scénarios retenus et hypothèses associées .....	3
Question 3 : Cohérence globale du TYNDP et SDDR .....	3
Question 4 : Hypothèses prises dans les scénarios des plans européens et français .....	4
Question 5 : Stratégie de dimensionnement optimal du réseau.....	4
Question 6 : Etude systémique de l'ensemble des flexibilités pour les projets de RTE .....	5
Question 7 : Actifs de stockage et contraintes de réseaux.....	6
Question 8 : Utilisation de la valeur tutélaire du carbone.....	6
Question 9 : Recours à la technologie souterraine sur le réseau HTB1.....	7
Question 10 : Etat patrimonial du réseau et stratégie de renouvellement.....	7
Question 11 : Plans de renouvellement « corrosion », « PSEM » et « zéro-phyto ».....	8
Question 12 : Stratégie de numérisation du réseau .....	8
Question 13 : Projets d'interconnexion .....	9
Question 14 : S3REnR, démarches administratives et ouvrages à créer .....	9
Question 15 : Eoliennes en mer, planification et optimisation des coûts .....	10
Question 16 : Signaux de localisation .....	11
Question 17 : Autres remarques.....	12

### Question 1 : Amélioration du processus de concertation

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

ENGIE est globalement satisfaite du processus de concertation.

### Question 2 : Scénarios retenus et hypothèses associées

**Avez-vous des remarques s'agissant des scénarios retenus et des hypothèses associées ?**

ENGIE considère que les scénarios et hypothèses retenus sont globalement cohérents avec les discussions de la PPE.

ENGIE est toutefois d'accord avec le commentaire fait par la CRE. Le choix d'hypothèses a en effet tendance à surestimer les besoins en investissements réseau et à sous-estimer la contribution du redispatching des moyens de production (renouvelables et non renouvelables) et des autres moyens de flexibilité.

Etant donné que des scénarios analogues de transition énergétique sont développés dans les autres pays de l'UE et sur d'autres continents, il est étonnant de ne voir envisager que des prévisions de prix de combustibles fossiles aussi élevés.

Par ailleurs, il est important d'intégrer le planning de fermeture des centrales nucléaires, notamment pour les sites proches du littoral. Ces fermetures peuvent libérer des capacités réseau importantes pour exporter la production éolienne en mer (cf. question 15) et éviter ainsi des coûts de renforcement réseau.

### Question 3 : Cohérence globale du TYNDP et SDDR

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

ENGIE partage l'analyse de la CRE selon laquelle le SDDR est globalement cohérent avec le TYNDP.

ENGIE se pose néanmoins la question de la pertinence de ces plans si un TYNDP est obsolète en l'espace de deux ans, même si effectivement la transition énergétique implique des changements rapides et importants.

Par ailleurs, à l'instar de l'exercice européen de couplage des schémas gaz et électricité, il serait intéressant d'envisager un exercice cohérent pour les planifications réseau électricité et gaz.

#### Question 4 : Hypothèses prises dans les scénarios des plans européens et français

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

ENGIE soutient la demande de la CRE pour plus de clarté et de transparence. Il est important que les hypothèses soient au maximum « européennes » afin de ne pas créer d'effet « local » virtuel.

#### Question 5 : Stratégie de dimensionnement optimal du réseau

**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?**

ENGIE accueille favorablement la proposition, d'optimiser le réseau existant, qui consiste à rechercher des solutions innovantes et économiquement les plus pertinentes. ENGIE considère cependant que la méthode utilisée pour optimiser l'activation des flexibilités et l'écêtement des renouvelables doit être transparente. Les hypothèses sous-jacentes, ainsi que leur évolution dans le temps, doivent être publiées afin de permettre un suivi régulier par l'ensemble des acteurs.

Par ailleurs, ENGIE rappelle que la mise en place des solutions retenues devra être compatible avec la dynamique de développement des EnR tel qu'envisagé par la PPE, et ainsi accompagner l'accélération enclenchée ces dernières années.

ENGIE partage l'avis de la CRE concernant la nécessité de tendre vers plus d'harmonisation et de coordination entre le GRPT et les GRPD. En effet, il y a un enjeu fort pour tous les acteurs du système à relever le défi de mettre en place les outils (SNCC, automates) afin de moduler l'écêtement en temps réel. Concrètement cela doit se traduire par un traitement des congestions créées par la mise en place des taux de démarrage : ciblée, quantitativement et limitativement dans le temps. ENGIE rappelle la nécessité de publier les prévisions annuelles d'écêtements par régions et type d'énergie afin d'établir un bilan du réalisé en fin d'année. Les tendances observées dans ce bilan permettront à la CRE de s'assurer du parfait fonctionnement des dispositifs mis en place.

ENGIE salue et encourage la volonté de la CRE de suivre attentivement la mise en applications de la méthode retenue par RTE, notamment dans le cadre du dimensionnement des S3REnR au travers de taux de démarrage différenciés par type de production et par région.

ENGIE souhaite comme cela est proposé par le GRT que les écêtements soient intégrés dans les dispositifs existants de gestion des congestions du réseau (mécanisme d'ajustement). ENGIE considère que cela représente une réelle opportunité pour les EnR d'intégrer ce mécanisme puisqu'il est déjà existant et donc rapidement opérationnel.

De plus l'ensemble des leviers décisionnels sont à la main du GRT, qui devra être soucieux de trouver le juste équilibre pour les dépenses à réaliser, donc in fine le GRT devra faire le choix entre mettre en place des infrastructures traditionnelles ou des flexibilités de production, mais aussi de consommation.

ENGIE souhaiterait que le SDDR puisse non seulement être un outil de planification des besoins futurs. ENGIE regrette qu'aucun suivi précis ne soit projeté pour mesurer et visualiser les évolutions passées du réseau. Le SDDR devrait être également l'occasion d'analyser les décisions passées et leurs conséquences.

## Question 6 : Etude systémique de l'ensemble des flexibilités pour les projets de RTE

**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 ?**

ENGIE rejoint pleinement la position de la CRE. Toutes les solutions de flexibilité doivent être considérées au même titre que le renforcement du réseau. Une plus grande égalité de traitement entre les différentes options serait bénéfique à la société dans son ensemble, en permettant notamment le déploiement de solutions de flexibilité à la consommation comme les pompes à chaleur hybrides, dont le développement permet de tirer le meilleur parti des infrastructures de réseau existantes.

La position d'ENGIE est que la flexibilité et le stockage sont la clé de voûte de la transition énergétique. Ces solutions doivent être utilisées lorsqu'elles sont les plus avantageuses. Il faut veiller à ce que l'on ne réitère pas le scénario passé qui a vu la BAR doubler en 15 ans pour une demande quasi-stagnante.

Au regard de ces enjeux, ENGIE considère que les travaux de RTE sur la flexibilité n'ont pas été assez approfondis. La possibilité d'appeler des flexibilités en consommation est certes mentionnée dans un chapitre du rapport, mais RTE semble considérer que la flexibilité doit être limitée à la résorption des congestions et contraintes résiduelles, et ne doit pas être considérée comme une solution alternative à un investissement. Or dans certaines configurations, l'utilisation de flexibilités pour éviter un renforcement est pertinente, comme l'a d'ailleurs montré le rapport REI 6, piloté par RTE.

ENGIE considère que RTE devrait au moins indiquer les méthodes qu'il emploie pour s'assurer du potentiel de flexibilité d'une zone avant de décider d'un renforcement. Ces méthodes doivent être transparentes, et garantir une égalité de traitement entre les différentes sortes de flexibilité.

On peut d'ailleurs regretter, plus généralement, que le SDDR ne présente pas la façon dont le gestionnaire de réseau arbitre entre renforcement, non-qualité (i.e. acceptation d'un taux de défaillance supérieur à la norme ; le coût d'investissement est alors comparé au coût de l'énergie non distribuée) et recours aux flexibilités. Lors de la précédente consultation sur le SDDR, ENGIE avait notamment suggéré à la CRE de publier en détail les méthodes de dimensionnement des gestionnaires de réseau, afin que les parties prenantes puissent se prononcer sur les principes retenus. En effet, le choix des méthodes de dimensionnement aura des conséquences significatives sur le coût des réseaux, payés *in fine* par les consommateurs.

En particulier, l'évolution de l'Energie Non Distribuée et de sa valeur, critère structurant correspondant au prix qu'est prête à payer la collectivité pour éviter les coupures, devrait être systématiquement mentionnée. L'absence de cette mention dans le rapport est d'autant plus regrettable qu'elle est répétée : RTE a certes publié un rapport intitulé « Quelle valeur attribuer à la qualité de l'électricité ? L'avis des consommateurs ». Ce rapport mentionne les chiffres de 26 000 €/MWh et 3 000 €/MWh pour une coupure brève ou un creux de tension. Mais il n'indique pas les chiffres retenus pour des coupures planifiées, ni ceux liés à la non-qualité. Ces données mériteraient d'être clarifiées et complétées dans le SDDR.

C'est pourquoi, ENGIE salue les recommandations faites par la CRE dans sa feuille de route stockage, demandant aux gestionnaires de réseaux de faire évoluer leurs processus d'investissement et de généraliser la prise en compte des solutions de flexibilité. ENGIE suivra avec attention les travaux, demandés par la CRE autour de la transformation par les gestionnaires de réseau de leurs méthodes de dimensionnement.

ENGIE est également favorable à la recommandation de la CRE demandant plus particulièrement à RTE de publier les congestions sur son réseau d'ici la fin de l'année 2019.

### Question 7 : Actifs de stockage et contraintes de réseaux

**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 ?**

Engie considère effectivement qu'un élément essentiel pour permettre le développement des flexibilités est la transparence quant aux contraintes de réseau. RTE annonce dans le SDDR qu'il envisage la publication des congestions résiduelles. ENGIE se félicite de cette annonce, mais considère toutefois que cette proposition n'est pas suffisante. ENGIE souhaite que RTE publie non seulement ses congestions résiduelles, mais aussi l'ensemble des congestions, en cohérence avec l'objectif d'envisager à égalité le recours aux flexibilités et à l'investissement pour les traiter, et en conformité avec les feuilles de route « stockage » de la CRE.

ENGIE considère que le stockage, comme toutes les solutions de flexibilité, doit pouvoir être utilisé pour résorber les contraintes de réseau (cf. question 6). Cette utilisation doit se faire dans le respect du paquet énergie-climat, qui prévoit que les gestionnaires de réseau ne peuvent être opérateurs d'actifs de stockage utilisés pour assurer l'équilibre offre-demande ou la résorption des congestions.

### Question 8 : Utilisation de la valeur tutélaire du carbone

**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 ?**

ENGIE est d'accord avec la position préliminaire de la CRE.

La valeur tutélaire du carbone est conçue pour valider la pertinence des investissements bas carbone au vu du bénéfice global pour la collectivité et non pour interclasser les différentes solutions technologiques. Dans un contexte d'optimisation de l'activation des flexibilités, le prix de marché EU-ETS doit être utilisé.

ENGIE se pose également la question de la cohérence entre TYNDP et SDDR sur ce point. Cela reviendrait, pour le CO<sub>2</sub>, à utiliser un prix "local" (prix tutélaire) plutôt qu'un prix de marché "global" EU-ETS. A contrario, pour le TYNDP, une approche « globale » est adoptée. Une inadéquation entre les décisions d'investissements en réseaux nationaux et internationaux (interconnexions) pourrait dès lors apparaître.

### Question 9 : Recours à la technologie souterraine sur le réseau HTB1

**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 ?**

ENGIE partage l'avis de la CRE concernant la différence des coûts entre le développement d'un réseau souterrain ou d'un réseau aérien. Néanmoins, ENGIE souhaite rappeler que les enjeux d'acceptabilité sont tels qu'il est difficilement envisageable de construire des lignes aériennes sur le territoire. De plus, ENGIE fait remarquer que les phénomènes climatiques extrêmes récurrents d'année en année auront moins d'impact sur un réseau souterrain, et par conséquent les coûts d'investissements, certes plus importants au départ, seront sur la durée de vie de l'ouvrage récupérés grâce à des coûts d'exploitation bien inférieurs pour des ouvrages aériens. ENGIE précise que les réseaux enterrés sont quasiment insensibles aux phénomènes météorologiques comme les tempêtes, neige collante, embruns marins et autres, qui génèrent chaque année des coûts significatifs.

ENGIE rappelle que la tempête de 1999 avait détruit plus de 1000 pylônes et presque 10 000km de lignes aériennes, et précise que les pylônes anti-cascades, installés à grands frais depuis la tempête de décembre 1999, n'empêcheront pas la destruction de nouveaux pylônes mais devraient en limiter les conséquences. Il y aura donc toujours des coûts significatifs entraînant des coupures qui in fine ont un coût encore une fois très significatif (empilement des coûts).

Plusieurs dizaines de milliards d'euros sont prévus, et notamment en utilisant la technique HVDC des lignes enterrées (et non en aérien, confrontés aux mêmes problèmes que sur notre territoire).

En résumé, pour réduire les coûts de développement du réseau de transport, ENGIE souhaite que les programmes de développement des réseaux de transport et les programmes de renouvellement des réseaux soient étudiés conjointement. En effet, comme indiqué par RTE, le réseau est vieillissant et en même temps des besoins nouveaux apparaissent. Le véritable challenge doit être de reconstruire le réseau dont nous aurons réellement besoin demain, permettant d'accueillir massivement des EnR décentralisées.

### Question 10 : Etat patrimonial du réseau et stratégie de renouvellement

**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 ?**

**ENGIE partage l'avis de la CRE concernant la nécessité de mutualiser les investissements de renouvellement et d'adaptation du réseau.**

Cependant, ENGIE souhaite que la **méthode employée pour réaliser ces arbitrages soit publiée et traitée de manière transparente** avec les acteurs du système électrique. En effet, des lignes dont la limite de la durée de vie est atteinte ou est dépassée, et pour lesquelles le renouvellement ne semble pas avoir été inscrit dans un programme à court terme, sont exploitées en grand nombre sur le territoire. C'est la raison pour laquelle ENGIE souhaiterait s'assurer que les ouvrages prévus dans les S3REnR, et mis en place dans toutes les régions, ne soient pas traités en totalité en création (augmentation de la capacité de la ligne nécessitant une reconstruction à neuf par exemple) alors qu'ils relèveraient du renouvellement. Afin de contrôler le bon déroulement de ces arbitrages, ENGIE insiste à nouveau sur la nécessité de mettre en œuvre le principe de transparence concernant le programme de renouvellement afin de gérer ces mutualisations dans un cadre maîtrisé et connu par toutes les parties prenantes.

### Question 11 : Plans de renouvellement « corrosion », « PSEM » et « zéro-phyto »

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

**Concernant le plan corrosion**, ENGIE fait remarquer que ce ne sont pas uniquement les ouvrages construits aux abords du littoral qui sont concernés, des lignes aériennes ont actuellement leurs caractéristiques mécaniques impactées par la corrosion. ENGIE s'interroge une nouvelle fois sur la méthode et les critères utilisés pour mener la politique de renouvellement des actifs.

**Concernant le plan PSEM**, ENGIE n'a jamais vraiment compris la politique de RTE d'installer des postes PSEM en extérieur notamment dans des zones polluées (atmosphère industrielle agressive ou ambiance marine). ENGIE souhaite s'assurer que la doctrine technique sera revue en priorité pour éviter de se retrouver dans quelques années dans la même situation (corrosion, gestion des fuites SF6...). ENGIE considère que RTE ne propose pas des économies mais des dépenses liées à des choix techniques pour le moins contestables.

**Concernant le plan zéro-phyto**, ENGIE encourage RTE à ne plus utiliser de produits phytosanitaires pour une meilleure prise en compte de l'environnement, c'est devenu aujourd'hui essentiel. ENGIE s'interroge au sujet du couvert végétal des postes existants, et plus précisément sur la sécurité des personnels intervenants dans les postes : est-ce que la végétalisation couvre-sol ou le paillage minéral modifient la protection des personnes ? Ces bonnes pratiques pourraient être rendues publiques afin que les opérateurs puissent s'inspirer de ces nouvelles orientations pour le traitement des postes électriques.

### Question 12 : Stratégie de numérisation du réseau

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

**ENGIE partage l'avis de la CRE : il est difficile de se prononcer sur la pertinence des propositions à partir du moment où les études approfondies sont en cours de réalisation par le GRT.**

ENGIE appelle l'attention sur la nécessité d'envisager les investissements nécessaires au pilotage des réseaux de façon transverse au transport et à la distribution, afin d'en garantir l'optimum économique.

ENGIE partage le fait que le couplage des actifs physiques avec des outils numériques devrait permettre d'optimiser les actifs existants en termes de performance et de fiabilité. Cependant nous devons nous assurer que la vitesse de déploiement de ces outils numériques n'est pas directement corrélée avec la dynamique du développement des EnR. Le retard éventuel du déploiement des solutions numériques ne doit pas induire un ralentissement de l'intégration des EnR sur le réseau. Il est donc important de bien comprendre comment vont s'articuler ces déploiements et quelles sont les souplesses prévues par le GRT pour ne pas bloquer le développement des EnR et plus largement ne plus être en mesure de respecter les engagements pris par les autorités.

ENGIE rappelle la nécessité d'être parfaitement transparent sur les constats, la méthode, etc... Voir la réponse à la question N°10.

Néanmoins ENGIE souhaite formuler plusieurs remarques :

- **Paquet 0** : Le renouvellement du système de contrôle commande des postes électriques est une mission assez générale de suivi des actifs (durée de vie, obsolescence, etc...). Il concentre la plus grande partie des investissements ;



- **Paquet 1** : ENGIE partage la décision de la CRE concernant la nécessité d'étudier plus en profondeur les aspects de déploiement du réseau de télécommunication dont RTE serait propriétaire ;
- **Paquet 2** : ENGIE considère que les nouvelles technologies déployées sur le réseau actuellement dans les S3REnR comme le DLR (Dynamic Lien Rating) sont nécessaires et participent à l'optimisation des actifs du réseau existant et génèrent des économies pour la collectivité.

ENGIE souhaite insister (voir également réponse à la question N°5) concernant la cible à atteindre au sujet de la gestion temps réel de la modulation de la production envisagée. Des essais sont en cours sur le terrain (NAZA, STAR, etc...), des matériels sont testés (eDEIE, ETL...). ENGIE profite de cette consultation pour demander à la CRE d'organiser avec les gestionnaires de réseaux le retour d'expérience de ces expérimentations qui sont fondamentales pour le déploiement des solutions prévues dans le SDDR notamment pour respecter le « dimensionnement optimal » envisagé. Lorsque l'intérêt est vérifié, l'objectif ne doit pas être l'expérimentation en elle-même mais la création de conditions propices à une industrialisation rapide. Les modalités de suivi des projets et le contenu du rapport sur l'avancement des expérimentations n'est pas clairement défini. Les informations sont publiées de manière irrégulière, non exhaustives, dans ces conditions il est très difficile de se forger un avis suffisamment éclairé.

### Question 13 : Projets d'interconnexion

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

ENGIE est favorable à cette approche séquentielle.

ENGIE souhaite toutefois faire une remarque sur le projet Celtic. Ce projet n'était pas rentable économiquement et a pourtant été décidé. De manière générale, il serait opportun de revoir les méthodes de valorisation des interconnexions. Les arguments classiques utilisés sont questionnables. Il faut par ailleurs souligner l'attitude correcte de RTE de se poser des questions aux niveaux de la pertinence de certaines interconnexions.

### Question 14 : S3REnR, démarches administratives et ouvrages à créer

**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?**

ENGIE partage l'avis de la CRE concernant la nécessité de mettre en place l'anticipation des études et des démarches administratives des ouvrages dits « structurants » qui ne sont pas prévus dans le SDDR, ainsi que le surdimensionnement des ouvrages à créer « dimensionnement durable », financés par les producteurs, dans le cadre des travaux liés aux S3RENr.

ENGIE soutient pleinement les conclusions du GT anticipation reprises dans cette consultation. ENGIE insiste pour que la mise en place des leviers identifiés et recueillant un avis favorable des parties prenantes soient mis en œuvre rapidement par le GRT. ENGIE rappelle la feuille de route validée lors de la 1<sup>ère</sup> plénière de l'Instance Nationale de Suivi et d'amélioration des S3RENr organisée le

29/05/2019 dans laquelle la finalisation du processus opérationnel d'anticipation des ouvrages structurants des S3REnR devait être terminée en mars 2020.

Par ailleurs, ENGIE rappelle que le 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 modifie l'article D. 321-15 de ce code en prévoyant que la couverture des coûts échoués des études d'anticipations sans suite est précisée dans un document S3REnR.

### Question 15 : Eoliennes en mer, planification et optimisation des coûts

**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 ?**

Les propositions de RTE concernant le réseau en mer sont les suivantes :

- le développement de plateformes mutualisées et modulaires (« hubs ») ;
- l'adaptation de la taille des parcs à la capacité standard des matériels (câbles ou postes) afin d'éviter certains effets de seuil (par exemple, une puissance d'évacuation de 900 MW nécessite généralement le déploiement de seulement trois câbles contre au moins quatre câbles pour une puissance légèrement supérieure) ;
- la standardisation de certaines infrastructures déployées ;
- La mise en place, en amont des prochaines révisions de la PPE, de plans de développement du réseau en mer pour chacune des façades. Leur élaboration serait réalisée par RTE sous l'égide des pouvoirs publics et en concertation avec les acteurs du secteur et acteurs locaux, sur la base de la volonté des pouvoirs publics et à l'issue des phases de participation du public organisées par façade maritime.

**ENGIE partage le besoin d'anticipation et la nécessité d'une optimisation mises en avant par RTE.** Cependant, les solutions proposées nous semblent devoir être adaptées aux spécificités du développement de la filière éolienne en mer :

La planification de l'éolien en mer **est déjà en cours en France** et se fait via les documents stratégiques de façade et en amont de chaque appel d'offres via une procédure de concertation du public qui doit permettre d'identifier les zones d'implantation pour plusieurs futurs AO. Dans ce cadre, il est indispensable qu'une éventuelle planification du développement du réseau en mer **ne constitue pas un travail parallèle décorrélé des étapes déjà franchies concernant la planification spatiale maritime**. Ce travail ne peut pas être une donnée d'entrée mais doit bien constituer un élément de réflexion complémentaire à ajouter dans le travail de planification déjà en cours. Ce sont bien les solutions les plus flexibles et les plus adaptées qui permettront de répondre aux plus proches du besoin, et par extension agiront sur la baisse des coûts pour les infrastructures du réseau. **Les zones propices d'implantation des futurs parcs doivent être déterminées en fonction de tous les facteurs existants, raccordement compris, mais ne peuvent être uniquement prédéfinies par les exigences de baisse des coûts du raccordement.**

**Cela est également vrai concernant la standardisation des plateformes en mer :** RTE doit faire des choix technologiques de matériel et étudier un standard répliquable sans avoir besoin de réétudier à chaque projet une plateforme, seules les spécificités d'installation seraient à prendre en compte, ce qui représente une économie significative sur plusieurs projets. RTE peut prévoir des contrats cadre

de fourniture de plateforme en mer sur plusieurs années, l'effet volume devrait permettre une baisse des coûts, sans que pour cela il existe une planification précise dans le temps. Nous rappelons que la future PPE a pour vocation de mettre en place une planification des AO, des travaux de concertation des sites sont d'ores et déjà engagés pour les prochains projets.

**Cela est également vrai concernant les hubs :** Outre les éléments développés pour la standardisation des plateformes, RTE doit également étudier la modularité desdites plateformes pour permettre de répondre aux incertitudes de calendrier des projets. Les solutions les plus flexibles apporteront la souplesse nécessaire à ce type de projet et permettront d'investir pour répondre au plus près des besoins, ce qui limitera le risque pour les investissements.

ENGIE rappelle que 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.

Il est donc fondamental que l'optimisation du raccordement n'impacte pas 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, plutôt que par l'optimisation du réseau à elle seule.

ENGIE souhaite rappeler que le législateur a modifié le cadre des raccordements en mer pour libérer le gestionnaire de réseau public de transport de la contrainte le liant au porteur de projet, pour réaliser le raccordement en limitant au maximum le risque supporté par la collectivité concernant le retard pour la mise à disposition du raccordement nécessaire pour les projets.

Il appartient donc au gestionnaire de réseau de rechercher les optimisations possibles et surtout d'anticiper les raccordements pour éviter tout risque de retard, ce qui devrait être aussi un élément à prendre en considération dans les réflexions à mener.

### Question 16 : Signaux de localisation

**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.) ?**

ENGIE considère qu'il n'est pas prioritaire de s'interroger à nouveau sur l'opportunité mise en place de signaux de localisation plus fins, alors que la totalité ou la quasi-totalité des acteurs de marché y sont opposés.

Rappelons toutefois les principaux points qui s'opposent à une telle tarification :

La mise en place de signaux de localisation plus fins rendrait moins compétitives les centrales de production d'électricité françaises au détriment de celles installées sur les territoires voisins. En effet, les centrales françaises verraient leur position dans le merit order de la plaque Nord-Ouest Européenne déplacées, et seraient de fait moins appelées pour produire, et sur des durées plus courtes, d'où une détérioration de leur rentabilité.

La mise en place de signaux de localisation plus fins viendrait se superposer, voire s'opposer, aux signaux du dispositif S3REnR, qui organise la répartition des coûts entre gestionnaires de réseaux et producteurs d'EnR au moyen d'une quote-part (signal économique) par région (signal géographique) à une maille très fine (gisement étudié sur des zones de 20kmx20km). Ces signaux économiques reflètent les coûts de création des ouvrages nécessaires à l'accueil des EnR dans les régions. L'introduction d'un signal tarifaire supplémentaire constituerait en quelque sorte une double peine pour les producteurs d'EnR.

Les producteurs auraient à faire face à des coûts imprévisibles qu'ils ne pourraient pas connaître lorsqu'ils prennent leur décision d'investissement et sur lesquels ils ne disposent d'aucun levier significatif. Il n'existe pas de preuve robuste des bénéfices attendus d'un renforcement par la mise en place de signaux de localisation plus fins. ENGIE soutient au contraire l'amélioration du cadre actuel, basé sur les coûts de raccordements et une mutualisation entre producteurs dans le cadre des S3REnR. En effet, ce cadre est à même de garantir une visibilité ex ante aux producteurs et donc de transmettre un signal plus efficace en termes de décision de localisation et d'investissement. ENGIE imagine que la qualité du signal transmis pourrait être encore améliorée, notamment en permettant une meilleure estimation des coûts de raccordement par les producteurs.

La mise en place de signaux de localisation plus fins introduirait un degré de complexité trop important, et ne constituerait pas un signal à l'investissement dans le cadre actuel. ENGIE souhaite rappeler que les travaux d'élaboration du Schéma Décennal de Développement du Réseau de RTE semblent montrer que les coûts de transition du système électrique demeurent principalement situés sur le segment de la production, pour laquelle la localisation selon le productible est de premier ordre au regard des contraintes réseaux.

C'est pour ces raisons qu'ENGIE soutient une préservation du cadre actuel de transmission des signaux économiques et géographiques, via les coûts de raccordement et la mutualisation apportée par les S3REnR, et considère que la mise en place de signaux de localisation plus fins seraient préjudiciables aux producteurs en détériorant leur cadre d'investissement.

## Question 17 : Autres remarques

### **Avez-vous toute autre remarque à faire concernant le SDDR 2019 présenté par RTE ?**

ENGIE souhaiterait que les règles de publication du SDDR soient clarifiées. L'article L. 321-6 du code de l'énergie prévoit que le GRPT élabore un SDDR chaque année. Or le dernier SDDR remontait à 2016. ENGIE est consciente du travail à fournir pour renouveler complètement le SDDR. Elle considère néanmoins que la CRE devrait clarifier ses attentes auprès de RTE en la matière. Un cycle comprenant un renouvellement complet du SDDR tous les trois ans et deux mises à jour intermédiaires (à qualifier) pourrait par exemple être envisagé.