



## DELIBERATION N° 2020-200

# Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 juillet 2020 portant examen du Schéma Décennal de Développement du Réseau de transport de RTE élaboré en 2019

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX et Jean-Laurent LASTELLE, commissaires.

En septembre 2019, le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité, RTE, a publié son schéma décennal de développement de réseau de transport d'électricité (ci-après « schéma décennal » ou « SDDR »). Le SDDR présente une proposition d'évolution du réseau de transport jusqu'à l'horizon 2035 qui doit rendre possibles et accompagner les transformations induites par la transition énergétique et la mise en œuvre des politiques publiques et, notamment, de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

La CRE a mené une consultation publique relative au SDDR du 3 mars au 8 juin 2020. Trente réponses ont été reçues dans le cadre de cette consultation : les réponses non confidentielles sont publiées sur le site de la CRE. Par la présente délibération, la CRE présente son analyse du SDDR et les conclusions qui en découlent.

Sous l'effet de la transition énergétique, le secteur de l'énergie se transforme rapidement. Dans le monde, et particulièrement en Europe, l'atteinte des objectifs mondiaux de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> nécessite de développer massivement la production d'électricité à partir des énergies renouvelables (EnR) largement décentralisée. En France, l'objectif est de réduire à 50 % la part de la production nucléaire en 2035 et d'augmenter la proportion d'énergies renouvelables à 40 % en 2030, RTE estimant que cette part pourrait atteindre 47 % en 2035. Pour ce faire, la PPE prévoit de doubler les capacités éoliennes terrestres pour atteindre entre 33,2 et 34,7 GW en 2028 et de quadrupler les capacités photovoltaïques pour atteindre entre 35,1 à 44,0 GW en 2028. Une accélération du déploiement de l'éolien en mer est également prévue, conduisant à une capacité installée pouvant atteindre 12 GW en service à l'horizon 2035. L'intégration de tels volumes d'énergies renouvelables ne se réalisera pas sans une adaptation structurelle du réseau de transport.

En outre, le vieillissement progressif du réseau de transport d'électricité français, dont la moyenne d'âge s'approche des 50 ans, nécessite un effort de maintenance et de renouvellement accru dans les années à venir.

Face à ces deux enjeux majeurs, le schéma décennal de RTE détaille les futurs chantiers du réseau électrique à mener. L'ampleur des investissements et les besoins d'adaptation du réseau de transport soulèvent des défis à la fois sur le terrain de l'acceptabilité économique et de l'insertion environnementale. Dans cette optique, le SDDR présente les méthodes et les leviers à mettre en œuvre pour que les réseaux participent à l'atteinte des objectifs de transition énergétique à un coût optimisé pour la collectivité et en maîtrisant leurs impacts environnementaux.

RTE évalue ainsi les investissements nécessaires sur le réseau de transport à environ 33 Md€, auxquels s'ajoutent 3 Md€ d'investissements hors réseau (immobilier, systèmes d'information, logistique et véhicules). La base d'actifs régulée de RTE étant aujourd'hui d'environ 15 Md€, le coût du transport de l'électricité, qui représente environ 10% de la facture d'un consommateur résidentiel, va donc augmenter et la maîtrise de ces coûts est un enjeu essentiel. Toutefois, l'examen par la CRE du SDDR de RTE, n'a pas pour objet de valider une enveloppe financière, mais de valider les méthodes d'analyse des besoins et de choix d'investissements de RTE qui seront, à titre individuel, examinés et validés en temps utile. A cet égard, le présent SDDR est un document stratégique qui oriente la doctrine d'investissements pour les années à venir.

La CRE partage les orientations générales qui découlent de cet exercice prospectif et est globalement favorable aux grands principes du SDDR qui visent à l'optimisation des coûts et des délais. En particulier, RTE propose des adaptations structurelles de l'infrastructure mais également d'en optimiser l'utilisation par le recours à des flexibilités.

La CRE soutient cette approche, visant à assurer la maîtrise des dépenses d'investissements et, *in fine*, des coûts pour les utilisateurs du réseau électrique. La CRE soutient notamment :

- la proposition de RTE quant au dimensionnement optimal du réseau, car le recours ponctuel aux limitations de production constitue un levier incontournable d'optimisation des coûts et de maîtrise de l'impact environnemental du réseau, permettant d'éviter près de 7 Md€ d'investissements ;
- la politique de gestion des actifs tenant compte de leur état réel et le recours à une maintenance préventive renforcée pour optimiser les besoins de renouvellement des réseaux tout en préservant la qualité d'alimentation ;
- le séquençage des projets d'interconnexion avec les pays voisins, priorisant les projets les plus matures et les plus bénéfiques.

La CRE a par ailleurs identifié des axes d'amélioration avec, pour idée directrice, le recours à des solutions innovantes, flexibles et économiques afin d'encourager la transition énergétique.

En ce sens, l'intégration des solutions de flexibilités – au-delà des limitations de production – dans le dimensionnement du réseau est essentielle. C'est pourquoi la CRE et RTE ont poursuivi les travaux relatifs à la prise en compte plus systématique des solutions de flexibilités afin d'élaborer une nouvelle feuille de route décrite dans la présente délibération. La CRE se félicite de l'engagement pris par RTE en la matière.

La CRE a également souhaité des modifications à la marge de l'approche de RTE concernant la cohérence au niveau européen des prévisions de prix de combustibles et de prix du CO<sub>2</sub> et la doctrine de mise en souterrain des ouvrages HTB1. Des études de RTE sont par ailleurs en cours pour préciser le périmètre des investissements de numérisation.

La CRE considère que les mesures proposées par RTE dans son SDDR, couplées aux orientations de la présente délibération, permettent un bon équilibre entre la nécessité de répondre aux enjeux de la transition énergétique et la limitation des impacts économiques et environnementaux des réseaux pour en assurer l'acceptabilité.

Enfin, la CRE salue la qualité du travail réalisé par RTE dans cet exercice et l'apport décisif du SDDR pour les parties prenantes afin de leur permettre d'anticiper et de comprendre les enjeux de l'évolution des réseaux de transport.

# SOMMAIRE

<b>1. CADRE D'ELABORATION DU SCHEMA DECENNAL DE DEVELOPPEMENT DU RESEAU .....</b>	<b>5</b>
1.1 CADRE JURIDIQUE .....	5
1.2 CONCERTATION DE RTE .....	5
1.3 CADRE D'ANALYSE DU SDDR PAR LA CRE.....	6
<b>2. LE SCHEMA DECENNAL DE RTE DOIT REpondre AUX ENJEUX DE LA TRANSITION ENERGETIQUE ET DU RENOUVELLEMENT DU RESEAU ELECTRIQUE.....</b>	<b>6</b>
2.1 LE SYSTEME ELECTRIQUE EST EN PLEINE TRANSFORMATION.....	6
2.2 LE SCHEMA DECENNAL S'APPUIE SUR DES SCENARIOS COHERENTS AVEC LA PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ENERGIE ET LES SCENARIOS EUROPEENS .....	7
2.2.1 Les scénarios d'évolution de la demande et de l'offre d'électricité présentés par RTE sont cohérents avec la politique énergétique française.....	7
2.2.2 Les différences d'hypothèses par rapport aux scénarios du TYNDP se justifient .....	8
2.3 LE SCHEMA DECENNAL PREVOIT UNE ADAPTATION NECESSAIRE DU RESEAU DE TRANSPORT POUR INTEGRER LES ENERGIES RENOUVELABLES ET FAIRE FACE AU VIEILLISSEMENT DU RESEAU .....	8
2.4 L'ACCEPTABILITE ECONOMIQUE ET LA MAITRISE DE L'EMPREINTE ECOLOGIQUE DU PLAN DE RTE PASSENT PAR DES MESURES D'OPTIMISATION .....	10
<b>3. L'AMPLEUR DE L'EVOLUTION DU SYSTEME ELECTRIQUE REND NECESSAIRES DES DEVELOPPEMENTS IMPORTANTS DES RESEAUX MAIS AUSSI UN USAGE OPTIMISE DES FLEXIBILITES ...</b>	<b>11</b>
3.1 LE DIMENSIONNEMENT OPTIMAL AVEC LE RECOURS PONCTUEL AUX LIMITATIONS DE PRODUCTION D'ENR EST UNE SOLUTION PERTINENTE .....	11
3.2 VALORISER LES SOLUTIONS DE FLEXIBILITES TELLES QUE LE STOCKAGE POUR LE RESEAU EST IMPERATIF.....	12
3.3 L'IMPACT DES PROJETS EN TERMES D'EMISSIONS DE GAZ A EFFET DE SERRE DOIT ETRE PRIS EN COMPTE A SA JUSTE VALEUR.....	14
<b>4. LA POLITIQUE DE RENOUVELLEMENT DU RESEAU DOIT SE FONDER SUR UNE GESTION DES ACTIFS OPTIMISANT INVESTISSEMENTS ET MAINTENANCE POUR MAITRISE LA HAUSSE DES COUTS.....</b>	<b>15</b>
4.1 LA STRATEGIE DE RENOUVELLEMENT DOIT PRENDRE EN COMPTE L'ETAT DES ACTIFS ET LEUR UTILISATION .....	15
4.2 LA MISE EN SOUTERRAIN SUR LE RESEAU HTB1 DOIT ETRE SYSTEMATIQUE DANS LES ZONES IDENTIFIEES DANS LE CONTRAT DE SERVICE PUBLIC DE RTE ET ANALYSEE AU CAS PAR CAS DANS LES AUTRES ZONES	17
<b>5. DES ETUDES COMPLEMENTAIRES SONT NECESSAIRES POUR AFFINER LA POLITIQUE DE NUMERISATION DU RESEAU.....</b>	<b>18</b>
5.1 ALORS QUE LE RENOUVELLEMENT DU CONTROLE-COMMANDE EN REPONSE AU VIEILLISSEMENT DES SYSTEMES EXISTANTS EST JUSTIFIE, LA PERTINENCE DE SON ACCELERATION DEVRAIT ETRE ANALYSEE AU CAS PAR CAS (PAQUETS 0 ET 2).....	18
5.2 DES ETUDES COMPLEMENTAIRES SONT NECESSAIRES POUR DETERMINER LE NIVEAU OPTIMAL DE DEPLOIEMENT DU RESEAU DE TELECOMMUNICATION ET PRIORISER LES INVESTISSEMENTS (PAQUETS 1 ET 2)	19
<b>6. LE SEQUENCERMENT DES PROJETS D'INTERCONNEXIONS EST PERTINENT POUR PRIORISER LES PROJETS LES PLUS BENEFIQUES ET LES PLUS MATURES .....</b>	<b>19</b>
<b>7. LA PLANIFICATION ET L'ANTICIPATION DU DEVELOPPEMENT DES ENERGIES RENOUVELABLES TERRESTRES ET MARINES SONT NECESSAIRES POUR EN OPTIMISER LES COUTS ET LES DELAIS.....</b>	<b>20</b>
7.1 L'ANTICIPATION DES ETUDES ET DES DEMARCHES ADMINISTRATIVES AINSI QUE LE SURDIMENSIONNEMENT DE CERTAINS OUVRAGES A CREER, FINANCES PAR LES PRODUCTEURS, SONT DES SOLUTIONS PERTINENTES POUR ACCOMPAGNER LA TRANSITION ENERGETIQUE .....	21

7.2 LES MESURES D'OPTIMISATION DES COÛTS ENVISAGEES POUR LE RACCORDEMENT DE LA PRODUCTION D'ELECTRICITE RENOUVELABLE EN MER SONT PERTINENTES MAIS DOIVENT S'ACCOMPAGNER D'UNE PLANIFICATION DU DEVELOPPEMENT DES PARCS ..... 21

7.3 LA LOCALISATION DES INSTALLATIONS D'ENERGIE RENOUVELABLE A UN IMPACT SIGNIFICATIF SUR LES INVESTISSEMENTS NECESSAIRES SUR LE RESEAU DE TRANSPORT ..... 22

**DECISION DE LA CRE ..... 23**

## 1. CADRE D'ELABORATION DU SCHEMA DECENNAL DE DEVELOPPEMENT DU RESEAU

### 1.1 Cadre juridique

L'article L. 321-6 code de l'énergie, qui a transposé l'article 22 de la directive 2009/72/CE du Parlement européen et du conseil<sup>1</sup>, prévoit que le gestionnaire du réseau public de transport (GRT) d'électricité soumet chaque année à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) un schéma décennal de développement du réseau (SDDR).

En application des dispositions susmentionnées, ce schéma, « *fondé sur l'offre et la demande existantes ainsi que sur les hypothèses raisonnables à moyen terme de l'évolution de la production, de la consommation et des échanges d'électricité sur les réseaux transfrontaliers* » contient des mesures effectives pour garantir l'adéquation du réseau et la sécurité d'approvisionnement.

Il doit notamment (i) indiquer aux acteurs du marché les principales infrastructures de transport qui doivent être construites ou mises à niveau durant les dix prochaines années, (ii) répertorier tous les investissements déjà décidés et recenser les nouveaux investissements qui doivent être réalisés durant les trois prochaines années, et (iii) fournir un calendrier pour tous les projets d'investissements.

L'article L 321-6 précité prévoit que ce schéma prend « *en compte le bilan prévisionnel pluriannuel et la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par l'État, ainsi que les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables* ». Il doit par ailleurs être cohérent avec le plan européen non contraignant élaboré par l'ENTSO-E (ci-après « TYNDP »).

La CRE est en charge de surveiller et d'évaluer la mise en œuvre du schéma décennal de développement du réseau.

La CRE examine le schéma décennal établi par RTE afin de vérifier que tous les besoins en matière d'investissements sont couverts et que le schéma décennal est cohérent avec le TYNDP. En cas de doute sur cette cohérence, la CRE peut consulter l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER). La CRE peut également imposer à RTE la modification du schéma décennal.

### 1.2 Concertation de RTE

Au cours de l'année 2018 et au premier trimestre de l'année 2019, RTE a mené un travail très renforcé de concertation en vue de l'élaboration de son SDDR. RTE a ainsi organisé :

- plusieurs réunions de travail avec les acteurs du secteur électrique au sein du comité des Clients Utilisateurs du Réseau de Transport d'Electricité (CURTE) et plus précisément au sein de la Commission Perspectives Système et Réseau (CPSR) en charge de la concertation sur l'évolution à long terme du système électrique et du développement du réseau ;
- un appel à contributions portant sur les hypothèses et quelques résultats du SDDR. Les acteurs ont eu l'opportunité de faire part à RTE de leurs remarques sur ces travaux préliminaires.

Dans le cadre de ces travaux, RTE a présenté les hypothèses et scénarios retenus pour l'élaboration de son schéma décennal, le résultat de plusieurs analyses structurantes et des éléments de doctrine qui se retrouvent dans le schéma décennal.

En outre, les enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique et l'anticipation des études et des procédures administratives sur les ouvrages structurants du réseau dans le cadre des Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (S3REnR) ont fait l'objet de réflexions spécifiques dans le cadre de groupes de travail dédiés.

Lors de la consultation publique organisée par la CRE, les acteurs ont indiqué être globalement satisfaits du processus de concertation mis en place par RTE. Certains d'entre eux soulignent la qualité et l'ampleur du travail fourni et présenté par RTE. Plusieurs répondants souhaiteraient la publication des méthodologies sous-jacentes au dimensionnement du réseau ainsi que l'accessibilité en open data des résultats ayant vocation à être rendus publics.

La CRE se félicite que la concertation menée par RTE ait été largement renforcée par rapport aux exercices précédents, répondant ainsi à une de ses demandes. Elle partage le constat fait par la majorité des répondants à la consultation publique sur la qualité et l'ampleur du travail fourni par RTE.

<sup>1</sup> Le 14 juin 2019 a été publiée au Journal officiel de l'Union européenne la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, qui procède à la refonte de la directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. Les dispositions de l'article 51 de cette directive, refondant les dispositions de l'article 22 de la directive 2009/72/CE, feront l'objet d'une transposition en droit interne devant intervenir le 31 décembre 2020 au plus tard.

### 1.3 Cadre d'analyse du SDDR par la CRE

Conformément à l'article L. 321-6 du code de l'énergie, RTE a publié le 17 septembre 2019 et soumis son schéma décennal de développement du réseau, pour examen, à la CRE.

L'examen du SDDR par la CRE n'a pas vocation à valider les niveaux d'investissements figurant dans le SDDR, car la CRE dispose par ailleurs d'une compétence d'approbation annuelle des investissements de RTE. Toutefois, cet examen est une étape clef car il permettra de valider la méthodologie et les principes à retenir par RTE pour décider du dimensionnement de ses réseaux.

Le précédent SDDR avait été publié par RTE en janvier 2017. Le délai entre le précédent SDDR et celui objet de la précédente délibération s'explique notamment par la révision générale des perspectives sur le mix électrique intervenue depuis la publication du Bilan Prévisionnel 2017, par la prise en compte du projet de révision de la PPE, rendu public en janvier 2019, ainsi que par l'important travail de concertation mené par RTE. La directive 2019/944 prévoit dorénavant que les GRT élaborent un SDDR tous les deux ans, ce qui est pertinent étant donné la faible variation des hypothèses de long terme d'une année sur l'autre, ainsi que la quantité de travail nécessaire à l'élaboration d'un tel document.

La CRE a mené une consultation publique du 5 mars au 8 juin 2020. Dans ce cadre, elle a reçu 30 contributions, qui sont publiées sur le site de la CRE.

## 2. LE SCHEMA DECENNAL DE RTE DOIT REpondre AUX ENJEUX DE LA TRANSITION ENERGETIQUE ET DU RENOUELEMENT DU RESEAU ELECTRIQUE

### 2.1 Le système électrique est en pleine transformation

La France s'est engagée dans une transformation de son mix électrique avec pour objectifs, une part de la production d'énergie d'origine renouvelable atteignant 40 % en 2035, et une part de la production nucléaire ramenée à 50 % en 2035. Les réseaux électriques sont au cœur de cette transformation et vont devoir s'adapter pour accueillir une part significative d'énergies renouvelables.

La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) pour les années 2019 à 2028 prévoit un déploiement sans précédent de moyens de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, avec des capacités éoliennes doublées et des capacités photovoltaïques quadruplées entre 2019 et 2028. A horizon 2035, les capacités éoliennes devraient être quadruplées et les capacités solaires multipliées par 7.

La transition énergétique bouleverse le mix électrique qui n'avait pas connu de changement aussi majeur depuis le développement du nucléaire entre les années 1975 et 1995.

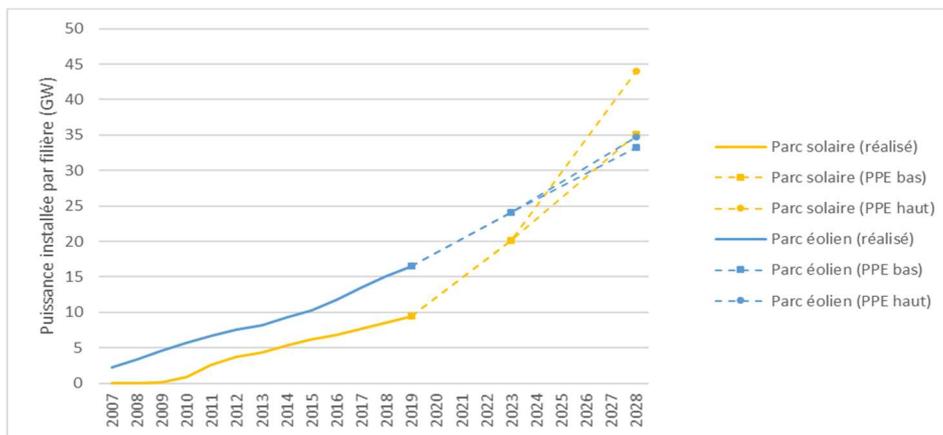


Figure 1 : Evolutions réalisées et prévisionnelles des parcs de production photovoltaïque et éolien. Sources : portail open data réseaux-énergies et PPE

Le SDDR doit permettre d'identifier les évolutions induites par la transition énergétique et la mise en œuvre des politiques publiques telles que la PPE. L'essor de la production décentralisée va générer de nouvelles contraintes sur le réseau. RTE prévoit ainsi un plan d'investissement de 36 Md€ pour le réseau de transport d'ici 2035 (dans le scénario du projet de PPE de 2019), dont une augmentation significative des dépenses d'adaptation du réseau pour accueillir les énergies renouvelables, ainsi qu'une augmentation des coûts de congestion et d'entretien sur son réseau.

La CRE considère que le réseau doit être au rendez-vous de cette transition et en être un facilitateur. Dans cet objectif, il faut maîtriser l'impact financier et environnemental des réseaux, ce qui passe par la réalisation des investissements les plus utiles et le recours aux flexibilités disponibles. Cette optimisation, proposée par RTE dans

son SDDR, est de nature à réduire les coûts et les délais du déploiement du réseau nécessaire à la transition énergétique.

## 2.2 Le schéma décennal s'appuie sur des scénarios cohérents avec la programmation pluriannuelle de l'énergie et les scénarios européens

Le SDDR est développé autour d'un scénario central fondé sur le projet de PPE publié en janvier 2019. Cette dernière définit les objectifs de politique énergétique de la France pour les prochaines années afin d'atteindre les objectifs définis aux articles L. 100-1, L. 100-2 et L. 100-4 du code de l'énergie. Les résultats associés à ce scénario permettent de mettre en évidence les incidences de ces politiques sur les réseaux.

En plus de ce scénario central, RTE a effectué les mêmes analyses sur ses scénarios Volt, Ampère, et dans certains cas Watt, de son Bilan Prévisionnel 2017. Les hypothèses sous-jacentes à ces scénarios avaient été largement concertées avec les différentes parties prenantes. L'analyse de ces scénarios permet d'appréhender la sensibilité des résultats à différents paramètres-clés du système électrique (consommation électrique, production renouvelable, production nucléaire, prix du CO<sub>2</sub> et des combustibles, trajectoires d'interconnexion, parcs de production européens, etc.).

### 2.2.1 Les scénarios d'évolution de la demande et de l'offre d'électricité présentés par RTE sont cohérents avec la politique énergétique française

Les principaux scénarios analysés dans le cadre du SDDR peuvent être synthétisés de la manière suivante :

- **PPE** : Prise en compte des objectifs publics tels qu'annoncés dans les projets de PPE et de Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC) au moment de la finalisation des analyses du SDDR en janvier 2019. Le développement des énergies renouvelables s'effectue à un rythme soutenu tandis que 14 réacteurs nucléaires sont fermés d'ici 2035. La demande en électricité est stable jusqu'en 2030 avant d'augmenter en lien avec l'électrification de l'industrie et des transports, ainsi que le développement du *power-to-gas*. Il en résulte un solde exportateur important à l'échelle nationale (environ 110 TWh/an à l'horizon 2035). La version définitive de la PPE adoptée en avril 2020 ne modifie pas ces grands équilibres.
- **Ampère** : La transition énergétique s'effectue à un rythme élevé s'appuyant notamment sur un fort développement de l'éolien (en particulier l'éolien en mer), en parallèle d'un moindre développement du solaire et d'une légère accélération du déclasserement nucléaire, avec 18 réacteurs fermés en 2035. La demande en électricité est aussi portée par l'électrification de l'industrie et des transports, mais n'inclut pas une forte hausse du *power-to-gas*. Il en résulte un solde exportateur similaire au scénario PPE.
- **Volt** : Le développement des énergies renouvelable reste soutenu mais en retrait par rapport aux deux autres scénarios alors que le parc nucléaire maintenu est plus important, avec la fermeture de 11 réacteurs d'ici 2035. La consommation diminue sur les 15 prochaines années, l'effet de l'efficacité énergétique n'étant que partiellement compensé par la démographie et l'électrification des usages. Au global, le solde exportateur est particulièrement important (environ 170 TWh/an à l'horizon 2035).

La CRE considère que l'utilisation d'une démarche multi-scénario constitue une bonne pratique en matière d'analyse des besoins réseau. Elle permet d'analyser l'impact d'écarts par rapport aux objectifs de transition énergétique fixés par le gouvernement, qu'il s'agisse de retards dans le développement de certaines technologies ou de révision à la hausse des ambitions nationales en termes de développement de certaines technologies. Ainsi, par exemple, le scénario Ampère prévoit un développement de l'éolien en mer plus cohérent avec la dernière version de la PPE, postérieure aux travaux du SDDR.

La CRE considère que les scénarios développés par RTE sont cohérents avec les orientations gouvernementales, le SDDR étant développé autour d'un scénario central fondé sur la PPE. Cette analyse est partagée par la majorité des répondants à la consultation publique.

La CRE a toutefois noté dans sa consultation publique que certaines hypothèses utilisées par RTE, notamment s'agissant des coûts de combustibles, mériteraient d'être mises à jour (pour demeurer cohérent avec les scénarios de 2017, RTE a en effet conservé les hypothèses retenues à cette date sur les prix des combustibles). Plusieurs acteurs se sont également prononcés dans ce sens. En modifiant notamment les coûts de mobilisation des moyens de production utilisés pour résoudre des congestions, les coûts des combustibles pris en compte ont des impacts sur le dimensionnement des réseaux.

En ce sens et indépendamment de l'exercice du SDDR, la CRE demande à RTE d'intégrer les scénarios prévisionnels de coûts de combustibles les plus récents dans le cadre des analyses qu'il mène en amont des décisions individuelles sur ses projets d'investissements.

## 2.2.2 Les différences d'hypothèses par rapport aux scénarios du TYNDP se justifient

En application de l'article L. 321-6 du code de l'énergie, la CRE est tenue de vérifier si le schéma décennal est cohérent avec le plan de développement décennal bisannuel non contraignant du réseau européen (« *Ten Year Network Development Plan*, TYNDP ») élaboré par le Réseau Européen des Gestionnaires de Réseau de Transport d'Electricité (ENTSO-E). En cas de doute sur cette cohérence, la CRE peut consulter l'ACER. Elle peut également imposer une modification du SDDR.

Le dernier TYNDP disponible est celui datant de 2018 et le prochain TYNDP devrait être publié au cours de l'année 2020. Les travaux d'élaboration du TYNDP nécessitant deux ans, les scénarios du TYNDP 2018 sont basés sur les prévisions de 2016 et 2017 des GRT européens. La cohérence entre TYNDP et SDDR peut être évaluée sur la cohérence des hypothèses prises dans les scénarios des deux plans ainsi que sur les caractéristiques et la valorisation des projets d'interconnexion aux échéances de planification. Toutefois, les délais inhérents à la réalisation de ces exercices justifient de prendre des hypothèses plus à jour dans la dernière version du SDDR.

En particulier, les données utilisées dans les scénarios TYNDP sont, pour la France, fondées sur les objectifs de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte datant de 2015 alors qu'un nouveau décret fixant la programmation pluriannuelle de l'énergie a été publié depuis, repoussant de 2025 à 2035 l'objectif de 50 % de la part du nucléaire. Les scénarios du TYNDP n'intègrent donc pas les objectifs de la dernière version de la PPE ni les annonces politiques d'autres pays survenues dans l'intervalle de temps, telles que la sortie du charbon d'ici à 2038 en Allemagne.

S'agissant des hypothèses portant sur les capacités d'échanges aux frontières, un réseau de référence européen intégré est modélisé dans le TYNDP. Le réseau futur considéré dans l'analyse du SDDR est cohérent avec celui du TYNDP 2018. La définition des paquets de projets d'interconnexion est fondée sur la liste de l'ensemble des projets inclus dans le TYNDP et vise à proposer une planification stratégique de ces projets en intégrant la contrainte temporelle et les incertitudes à date sur la valeur des projets à chaque frontière. Les bénéfices socio-économiques (« *Socio-Economic Welfare* ») et les coûts estimés des projets sont présentés pour chaque scénario du SDDR et du TYNDP aux échéances 2025, 2030 et 2035.

Le SDDR 2019 répond également à la demande qui avait été faite par la CRE lors de l'examen du précédent SDDR d'une présentation plus détaillée des bénéfices socio-économiques des projets selon les scénarios considérés pour les échéances 2025 et 2030.

La grande majorité des réponses des acteurs va dans le sens de l'analyse préliminaire de la CRE selon laquelle le SDDR et le TYNDP sont globalement cohérents. Seul un acteur considère que le SDDR pourrait s'appuyer davantage sur les scénarios européens.

Plusieurs acteurs font référence à la coordination européenne entre l'ENTSO-E et l'ENTSOG pour réaliser des schémas décennaux cohérents entre les secteurs du gaz et de l'électricité et recommandent d'accroître la coordination entre les GRT de gaz et d'électricité pour la réalisation de leurs plans décennaux respectifs.

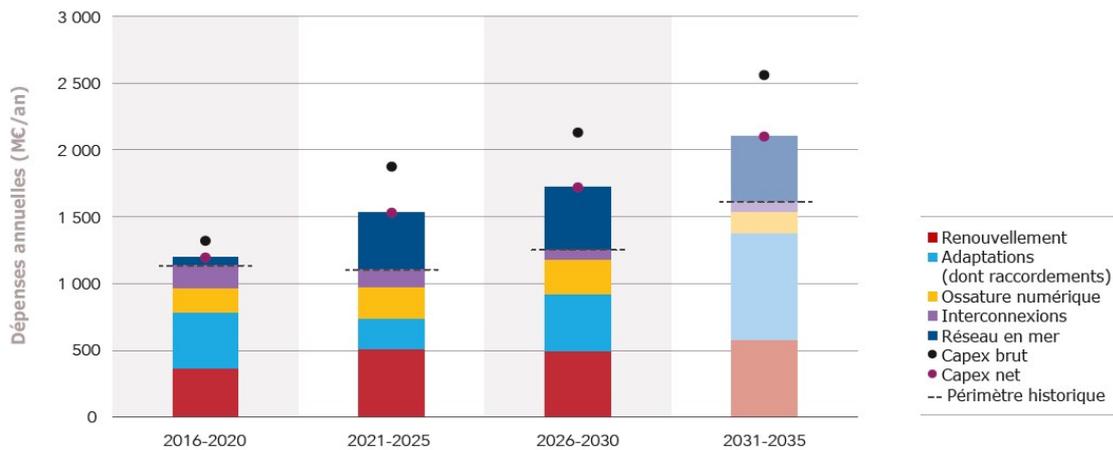
S'agissant de la comparaison par RTE des hypothèses prises dans les scénarios des plans européen et français, les réponses des acteurs sont partagées. Si certains considèrent que la comparaison est suffisante dans le chapitre 5 du SDDR relatif aux interconnexions, d'autres considèrent que l'inclusion d'un comparatif clair et synthétique serait pertinente.

La CRE considère que le SDDR est globalement cohérent avec le TYNDP et que les différences d'hypothèses se justifient. Elle demande à RTE, pour les prochains SDDR, de présenter de manière plus claire l'articulation entre les hypothèses prises au niveau européen et au niveau français pour assurer une vision partagée des futurs possibles pour le système énergétique, au-delà des seules interconnexions. Enfin, la CRE demande à RTE, GRTgaz et Teréga de travailler à l'élaboration d'un socle d'hypothèses commun aux différents schémas de réseau (par exemple sur le prix des différents combustibles), tout en respectant un processus de consultation des acteurs similaire à celui effectué par RTE dans le cadre du SDDR 2019.

## 2.3 Le schéma décennal prévoit une adaptation nécessaire du réseau de transport pour intégrer les énergies renouvelables et faire face au vieillissement du réseau

Le schéma décennal de RTE présente une vision d'ensemble des enjeux à venir pour le réseau public de transport d'électricité et décline les solutions proposées par RTE pour y répondre, non seulement s'agissant de développement du réseau et de raccordement des énergies renouvelables, mais également en matière de renouvellement et de numérisation du réseau.

Le schéma décennal de RTE prévoit en conséquence une augmentation importante des investissements, portée par l'intégration des énergies renouvelables et le développement de l'éolien en mer, le renouvellement du réseau ainsi que, dans une moindre mesure, par la numérisation du réseau. Les dépenses liées au renforcement des interconnexions sont plutôt orientées à la baisse par rapport à la période 2016-2020, même si l'objectif de développement de ces dernières reste ambitieux, les capacités d'échanges pouvant doubler à l'horizon 2035.



\* CAPEX bruts/CAPEX nets : La trajectoire d'investissements nets correspond aux dépenses prises en charge financièrement par RTE. Plus précisément, cette analyse consiste à soustraire des investissements bruts les dépenses d'investissements subventionnées (interconnexions) et prises en charge financièrement par d'autres acteurs (raccordements de sites de production et de consommation).

**Figure 2 : Trajectoire globale de dépenses (hors reprise de réseau, immobilier et SI hors ossature numérique) nettes de subvention - scénario PPE (source : SDDR 2019)**

La prochaine période quinquennale (2021-2025) est principalement caractérisée par une augmentation significative des dépenses d'investissements s'expliquant notamment par le besoin de raccordement des parcs éoliens en mer. A partir de 2026, le programme d'adaptation du réseau s'accroît fortement dans la mesure où le déploiement des énergies renouvelables s'accélère et atteint des seuils nécessitant des investissements structurants.

Au global, la CRE observe que, dans le scénario PPE, les dépenses d'investissements de réseau atteignent plus de 1,9 Md€ par an entre 2021 et 2025 et près de 2,6 Md€ par an au-delà de 2030, contre environ 1,3 Md€ en 2018. A ces dépenses s'ajoutent les investissements dits « hors réseau », liés à l'immobilier, à la logistique et aux véhicules, aux reprises de réseau ainsi qu'aux systèmes d'information ; le SDDR précise que ceux-ci représentent environ 200 M€/an supplémentaires. Au total, sur la période 2021-2035 et dans le scénario de la PPE, RTE évalue les investissements nécessaires sur le réseau public de transport à environ 33 Md€, auxquels s'ajoutent 3 Md€ d'investissements hors réseau (immobilier, systèmes d'information, logistique et véhicules).

A ces investissements s'ajoute une hausse des charges d'exploitation liée à la maintenance accrue prévue dans le cadre de la politique de gestion des actifs et à la résolution des congestions sur le réseau. RTE se doit de veiller au bon niveau de fiabilité de ses ouvrages par des actions de maintenance courante, et surveille étroitement les ouvrages pour lesquels peut se poser la question de travaux lourds de renouvellement.

Par l'intermédiaire du SDDR, RTE s'efforce donc d'anticiper les besoins des producteurs d'électricité afin de permettre au mieux l'intégration des énergies renouvelables terrestres et marines. La CRE s'inscrit dans cette démarche, nécessaire pour que la France puisse atteindre ses objectifs, ambitieux, en matière de transition énergétique. Les acteurs partagent globalement cette approche.

Les acteurs apprécient la visibilité donnée par le SDDR sur l'évolution du système électrique et ses besoins à venir. Cette projection est également essentielle pour que les industriels du secteur électrique puissent développer les technologies associées à la réussite de la transition énergétique et du renouvellement du réseau.

La CRE partage la vision générale des acteurs sur la qualité du travail effectué par RTE ainsi que sur la pertinence d'avoir élargi l'analyse à l'ensemble des investissements directement liés au réseau et d'avoir étendu l'horizon de l'exercice à 15 ans.

La CRE partage aussi les orientations générales qui découlent de cet exercice prospectif :

- En premier lieu, le développement croissant attendu des énergies renouvelables terrestres va induire un changement profond dans la localisation des moyens de production en France, à la fois à l'échelle du territoire et en termes de niveau de tension de raccordement. Bien que le réseau soit aujourd'hui bien dimensionné et peu congestionné, ce changement va nécessiter des adaptations importantes du réseau, qui se retrouvent dans la croissance des dépenses d'adaptations du réseau à partir de la période quinquennale 2026-2030.
- De plus, l'éolien en mer, dont les travaux de construction débutent seulement pour les premiers parcs, va monter en puissance dans les prochaines années, et de façon très marquée au vu des objectifs ambitieux de la PPE. Aussi, pour y faire face, RTE doit s'organiser pour renforcer ou développer les compétences

nécessaires à la réalisation de ce nouveau type de chantiers et accompagner le développement de cette filière.

- Par ailleurs, le réseau de transport d'électricité s'est développé par vagues successives, notamment après la Seconde Guerre mondiale, pour relier les grandes agglomérations en fort développement et les zones de production hydraulique, puis, vers les années 1970, avec le plan de développement de la production thermique et nucléaire. Ainsi, le réseau est aujourd'hui âgé, en moyenne, d'environ 50 ans. Son rythme de renouvellement ne limite que partiellement son vieillissement. Face à cet enjeu, RTE considère que l'effort consacré au renouvellement doit progressivement augmenter, à la fois *via* des besoins d'investissements en hausse et une politique d'entretien et de maintenance renforcée. La CRE est sensible à cet enjeu, car la qualité d'alimentation en électricité est un atout pour la France et ne doit pas se dégrader. En outre, une mauvaise gestion des actifs risquerait de se traduire par des investissements en forte hausse dans le futur pour compenser un entretien insuffisant.
- Enfin, à l'ère du numérique, la CRE partage l'enjeu de numérisation du réseau électrique. Si l'effort de numérisation doit être bien calibré, le recours à des solutions innovantes et à des moyens de télécommunication adaptés est nécessaire pour accroître les possibilités de pilotage du réseau électrique et des actifs y étant raccordés. La CRE considère qu'un couplage proportionné des infrastructures électriques et numériques permettra un plus grand recours aux solutions de flexibilités.

#### **2.4 L'acceptabilité économique et la maîtrise de l'empreinte écologique du plan de RTE passent par des mesures d'optimisation**

L'ampleur des dépenses d'investissements et d'exploitation et les besoins d'adaptation du réseau public de transport soulèvent des enjeux à la fois sur le terrain de l'acceptabilité et de l'insertion environnementale.

Sur le terrain de l'acceptabilité, recourir à la mise en souterrain dans les zones sensibles ou lorsque les coûts sont comparables (*cf.* 4.2) et utiliser les flexibilités pour éviter un surinvestissement (*cf.* 3.1 et 3.2), sont des solutions particulièrement utiles dans un contexte de fréquentes oppositions locales sur les projets.

Sur le terrain environnemental, RTE a réalisé des analyses d'impact détaillées et fait des propositions concrètes pour limiter l'impact environnemental des réseaux (par exemple, au travers des plans PSEM et zéro-phyto). La CRE se félicite de cette démarche et souscrit aux propositions de RTE lorsque celles-ci sont justifiées sous l'angle technico-économique en intégrant correctement une quantification des différentes externalités à cette évaluation.

Sur le terrain économique, la CRE considère qu'il est nécessaire, pour le succès de la transition énergétique, de recourir à des solutions innovantes, flexibles et économiques en alternative à des développements de réseaux lourds lorsque cela est efficace. Le recours à ces solutions innovantes permet d'éviter des investissements de réseaux et, en conséquence, de mettre en œuvre la transition énergétique à moindre coût.

D'autre part, les investissements et les dépenses d'exploitation, qui seront en forte hausse d'après le SDDR, vont se répercuter sur le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité des domaines de tensions HTB (TURPE HTB). Dans sa consultation publique, la CRE a évalué l'impact tarifaire des dépenses d'investissements et des charges d'exploitation supplémentaires annoncées dans le SDDR. Le TURPE HTB et les taxes associées représentant de l'ordre de 11 % de la facture d'un client domestique, l'impact de la hausse estimée du TURPE HTB pourrait représenter, pour un ménage moyen ayant une facture annuelle d'environ 750 €, une augmentation d'environ 30 € à l'horizon 2035 (hors inflation).

Au regard des montants en jeu et dans le cadre du présent exercice d'analyse du SDDR, il est primordial de s'assurer de l'efficacité des choix de RTE.

Les trajectoires d'investissements figurant dans le SDDR intègrent à cet effet des leviers de réduction des coûts identifiés par RTE. L'activation des leviers d'économies qu'il propose, permettrait, selon RTE, une économie de plus de 10 Md€ sur l'ensemble des investissements de réseau dans le scénario PPE sur la période 2021-2035.

La CRE se félicite de la démarche engagée par RTE pour identifier ces leviers. De la même façon, les répondants à la consultation publique accueillent favorablement la démarche de RTE visant à l'optimisation des coûts.

De la même façon, le recours à des solutions techniques ou organisationnelles innovantes, si elles permettent de réduire les coûts totaux pour la collectivité et/ou les risques de surinvestissements voire de coûts échoués, doit être favorisé. En particulier, la CRE avait accueilli favorablement dans l'analyse préliminaire de sa consultation publique les mesures d'optimisation mises en avant par RTE, telles que :

- le dimensionnement optimal des réseaux (*cf.* 3.1),
- la meilleure planification du développement des énergies renouvelables (*cf.* 7.2),
- la mutualisation de l'adaptation et du renouvellement du réseau (*cf.* 4.1),

- la politique de gestion des actifs (cf. 4.1), ou encore
- le séquençement des projets d'interconnexions (cf. 6).

Ils sont essentiels à la maîtrise de l'empreinte environnementale du réseau et à son acceptabilité locale. Ils réduisent en outre l'impact sur la facture des consommateurs d'électricité.

Au-delà de ces avancées majeures proposées par RTE en termes de dimensionnement des réseaux, la CRE avait identifié, dans la consultation publique, des propositions d'améliorations, s'agissant notamment :

- de considérer plus systématiquement les solutions de flexibilités émergentes, en lieu et place des investissements de réseaux, lorsque celles-ci peuvent apporter une solution techniquement adaptée et économique aux problématiques rencontrées ou anticipées sur le réseau : en parallèle de la consultation publique, la CRE et RTE ont poursuivi leurs travaux sur cette question. RTE s'est ainsi engagé à lancer des travaux en concertation dès les prochaines semaines visant, d'une part, à expérimenter rapidement sur des cas concrets, la contractualisation puis l'appel à des solutions de flexibilités autres que les limitations de production et, d'autre part, à mettre en place un cadre adapté pour la valorisation des flexibilités au service du réseau. La CRE se réjouit de cet engagement, qui est une nécessité pour la réussite de la transition énergétique, et sera attentive à sa réalisation effective (cf. 3.2) ;
- de valoriser les bénéfices effectifs des investissements en utilisant les prévisions de prix de combustibles et de prix de marché du CO<sub>2</sub> les plus à jour (cf. 3.3) ;
- de prioriser les actions les plus utiles et les plus économiques, tout en répondant aux contraintes environnementales ou d'insertion paysagère, notamment en limitant la mise en souterrain, généralement plus coûteuse, aux réseaux dans les zones sensibles ou lorsque l'analyse coût-bénéfice donne des résultats comparables, ou en mettant en œuvre en priorité les solutions sans regret en termes de ratio coût-bénéfice (par exemple, dans le cadre de la réduction de l'usage de produits phytosanitaires) (cf. 4) ;
- de mieux justifier et mieux dimensionner les investissements de numérisation, pour moderniser et optimiser l'exploitation du réseau et permettre son dimensionnement optimal, tout en cherchant des synergies avec les autres opérateurs de réseaux de télécommunication ou d'infrastructures (cf. 5).

La CRE considère que les mesures proposées par RTE dans son SDDR couplées aux conclusions de la présente délibération sont de nature à permettre un bon équilibre entre la nécessité de répondre aux enjeux de la transition énergétique, de limiter les impacts environnementaux des réseaux et d'assurer l'acceptabilité, y compris économique, des investissements à réaliser.

### **3. L'AMPLEUR DE L'EVOLUTION DU SYSTEME ELECTRIQUE REND NECESSAIRES DES DEVELOPPEMENTS IMPORTANTS DES RESEAUX MAIS AUSSI UN USAGE OPTIMISE DES FLEXIBILITES**

L'adaptation du réseau de transport est rendue nécessaire par l'évolution du mix de production et le développement des énergies renouvelables. Dans le SDDR, elle est la catégorie de dépenses d'investissements de RTE la plus importante sur les 15 prochaines années, avec un montant global estimé par RTE à 13 Md€ nécessaire pour intégrer une capacité renouvelable de 100 GW. En pratique, l'intégration des énergies renouvelables au cours des prochaines années passera par la maximisation de l'utilisation des actifs existants, y compris *via* le recours à des « flexibilités » et par la construction de nouvelles lignes de réseau. Le SDDR précise qu'au-delà de 50 GW de capacités installées pour le solaire et l'éolien (le niveau fin 2019 est de 26 GW) ces adaptations seront structurantes.

Face à l'ampleur des investissements nécessaires pour l'accueil des EnR, le dimensionnement du réseau doit s'appuyer sur des méthodologies robustes et efficaces. Les flexibilités offertes par le réseau et ses utilisateurs sont un levier incontournable pour accélérer l'intégration des EnR au moindre coût et avec une moindre empreinte environnementale. En effet, les solutions de flexibilités peuvent être mises en service plus rapidement que les renforcements sur le réseau.

En outre, dans un contexte de forte incertitude, notamment sur la localisation et le rythme de développement des nouveaux moyens de production, le recours aux flexibilités peut permettre de différer des investissements structurants et coûteux tant que l'incertitude quant aux besoins reste grande.

#### **3.1 Le dimensionnement optimal avec le recours ponctuel aux limitations de production d'EnR est une solution pertinente**

Les principales sources d'EnR à fort potentiel de développement (éolien, solaire) ont une production variable, qui dépend des conditions météorologiques (vent ou ensoleillement) et atteint peu fréquemment la puissance installée des unités de production. Cela implique qu'un réseau dimensionné pour écouler la totalité de la production des

installations d'EnR serait rarement utilisé à sa capacité maximale. Ainsi, d'un point de vue économique, il est pertinent de dimensionner les réseaux en s'autorisant à ne pas être en mesure d'y injecter la totalité de la production à tout instant. Ce principe est décliné dans la méthode de dimensionnement du réseau proposée par RTE au travers du concept de « dimensionnement optimal ».

La méthode de dimensionnement optimal consiste à accepter de moduler ponctuellement la production de certains sites, afin d'éviter la construction ou le renforcement de nouveaux ouvrages de réseau qui seraient très peu utilisés.

La méthodologie utilisée par RTE repose sur la recherche de l'optimum économique entre (i) le recours à des écrêtements de production ponctuels, en valorisant notamment leur impact économique et environnemental, et (ii) le développement ou de renforcement des infrastructures de réseau. Le recours à la modulation de production est considéré économiquement pertinent tant que le coût de mobilisation du moyen de production de remplacement nécessaire pour compenser la baisse de production (l'énergie non évacuée) est inférieur au coût du renforcement du réseau, cela en considérant une valorisation économique élevée du CO<sub>2</sub> économisé.

La modélisation réalisée par RTE sur le réseau HTB1, utilisée en appliquant ou non le dimensionnement optimal, a permis de fournir une évaluation des investissements nécessaires, ainsi que des économies liées à la possibilité de limiter temporairement la production EnR. Cette modélisation montre que dans les situations où les durées annuelles de contraintes sont faibles, c'est-à-dire jusqu'à quelques centaines d'heures par an, les limitations occasionnelles de production sont pertinentes. Au-delà, le renforcement du réseau devient la meilleure solution.

D'après les études réalisées par RTE, la réduction des investissements associée à la mise en œuvre du dimensionnement optimal<sup>2</sup> s'élèverait à 7 Md€ sur 15 ans dans le scénario PPE. Le dimensionnement optimal du réseau constitue donc un levier majeur d'optimisation du réseau en termes de coûts mais également de délais.

Avec cette approche, la production qui ne pourrait pas être injectée sur le réseau se limiterait en moyenne à 0,3 % de la production EnR terrestre à l'horizon 2035 selon RTE. La CRE a vérifié que la méthodologie de RTE, qui repose sur des critères normatifs reflétant la diversité des situations locales de réseau et le développement prévu des énergies renouvelables, donne un ordre de grandeur correct des économies qui seront permises par le dimensionnement optimal.

La CRE considère que le recours occasionnel à des modulations de production constitue une solution techniquement mature et efficace pour résoudre les contraintes du réseau de transport. La quasi-totalité des répondants rejoint l'analyse de la CRE.

La CRE est favorable à la généralisation du dimensionnement optimal dans les études de dimensionnement de réseau. Elle demande à RTE de décliner les principes du SDDR dans le cadre du dimensionnement des S3REnR.

Par ailleurs, la CRE estime que les hypothèses retenues par RTE dans le SDDR 2019 devront être régulièrement adaptées aux prix des combustibles et qu'une valeur du CO<sub>2</sub> ambitieuse mais cohérente avec les projections à terme de prix sur le système européen d'échange de quotas d'émission (EU-ETS) dans des scénarios de transition énergétique doit être retenue (cf. 3.3). Les hypothèses de coûts de renforcement de réseau doivent également être mises à jour afin d'utiliser les hypothèses les plus à jour lors des études de réseau.

Afin de réaliser un suivi dans la durée, la CRE demande à RTE de lui communiquer les volumes d'énergie non évacuée prévisionnels et les gains associés au dimensionnement optimal pour chacun des S3REnR à venir.

### **3.2 Valoriser les solutions de flexibilités telles que le stockage pour le réseau est impératif**

#### ***L'intérêt du recours aux flexibilités***

Le recours ponctuel aux limitations de production est la solution de flexibilités la plus efficace à ce jour. Néanmoins, il existe d'autres sources de flexibilités, telles que le pilotage de la consommation, le stockage de l'électricité ou encore le *power-to-gas*, qui peuvent également permettre d'éviter, au moins temporairement, des renforcements ou créations d'ouvrages dont le coût et l'empreinte environnementale sont importants.

Les solutions de flexibilités sont ainsi de deux natures : intrinsèques au réseau en modifiant les flux sur les lignes électriques (« *Dynamic Line Rating* » (DLR) par exemple) ou nécessitant des actions de la part de tiers (producteurs, consommateurs, installations de stockage).

En fonction des besoins de réseau identifiés, une source de flexibilités peut répondre à un besoin en lieu et place d'un renforcement du réseau, de façon provisoire ou permanente, et, dans certains cas, pourrait être mobilisée à un coût inférieur à celui de l'investissement. Le cas échéant, le recours à ces flexibilités doit être privilégié à l'investissement de réseau qui est par nature plus lent à être mis en œuvre et ne trouve une rentabilité que dans la durée. Face à une évolution du système électrique plus incertaine que par le passé, le recours à des flexibilités

<sup>2</sup> Ce chiffrage considère les seuls gains sur les investissements. Toutefois, la mise en œuvre du dimensionnement optimal entraînera des coûts de congestion accrus, de l'ordre de 600 M€ sur l'ensemble de la période selon RTE, ce qui ne remet pas en cause la pertinence de mettre en œuvre le dimensionnement optimal.

évite des développements de réseaux qui pourraient *in fine* être inutiles ou surdimensionnés, et donc le risque de coûts échoués.

Le recours à l'ensemble des solutions de flexibilités doit être systématiquement considéré comme une alternative à l'investissement et être privilégié lorsqu'il permet des bénéfices pour la collectivité. Les répondants à la consultation publique sont, en grande majorité, du même avis. La CRE demande à RTE que la recherche d'une flexibilité répondant aux caractéristiques de la contrainte identifiée soit intégrée à l'ensemble des méthodes de dimensionnement et au processus de décision de RTE.

### ***Le stockage pourrait devenir une solution compétitive pour la gestion des contraintes de réseau***

En particulier s'agissant du stockage, la CRE a considéré, dans sa consultation publique, qu'au vu des progrès prévisibles des performances du stockage, RTE ne devait pas exclure le stockage de ses études.

C'est en ce sens que RTE a poursuivi ses analyses sur la valeur du stockage pour le réseau électrique. Ces analyses complémentaires montrent qu'un dimensionnement optimisé des batteries ainsi que la prise en compte de situations de réseau plus favorables aux solutions de flexibilités permettent d'augmenter sensiblement la valeur du stockage pour le réseau. En outre, les différentes études sur le stockage d'électricité montrent une évolution rapide des technologies de batterie et une baisse des coûts de celles-ci. Enfin, le stockage, et plus généralement les flexibilités, peuvent répondre à des besoins variés. Le modèle d'affaire du stockage par batteries repose donc sur le cumul des revenus issus de ces différents services.

Dans ces conditions, le stockage pourrait devenir une solution compétitive dans certaines situations, y compris pour la gestion de congestions de réseau. La CRE considère donc que RTE doit continuer d'analyser l'apport du stockage et intégrer à ses analyses de réseau le recours aux flexibilités sur la base d'hypothèses à mettre à jour régulièrement.

### ***Davantage d'éléments sur les contraintes du réseau doivent être publiés***

Les acteurs partagent la position de la CRE quant à 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, et de construire un cadre permettant de mettre en œuvre les solutions de flexibilités au service du réseau.

La CRE considère que la publication de nouveaux indicateurs sur les besoins en flexibilité des gestionnaires de réseau est indispensable au développement des différentes sources de flexibilités. Les offreurs de flexibilités potentiels, notamment les stockeurs, doivent avoir une vision précise des contraintes du réseau pour faire leurs choix d'investissements et se positionner dans les zones les plus propices du point de vue du réseau. Faisant suite à la demande de la CRE, RTE a publié des contraintes sur la zone S3REnR des Hauts-de-France au début de l'année 2020. La CRE demande à RTE de poursuivre cette publication sur l'ensemble du territoire national.

### ***A la demande de la CRE, RTE propose une feuille de route plus ambitieuse***

Donner la possibilité à l'ensemble des solutions de flexibilités d'offrir leurs services sur les différents segments de marché implique la mise en place d'un cadre contractuel leur permettant de participer, de manière ponctuelle ou structurelle, aux mécanismes de gestion des congestions ainsi qu'à l'équilibrage du système électrique. A l'heure actuelle, les travaux ont avancé s'agissant de l'équilibrage, mais pas suffisamment s'agissant des mécanismes de gestion des congestions. RTE doit mettre en place un cadre permettant de contractualiser en amont des sources de flexibilités telles que le stockage.

Afin d'y parvenir, RTE a proposé, depuis le lancement de la consultation publique de la CRE, une feuille de route consistant notamment à :

1. Lancer des appels à manifestations d'intérêt (AMI) sur 3 à 5 zones identifiées par RTE à partir du second semestre 2020 afin de comprendre si le stockage peut permettre de reporter voire d'éviter l'investissement à un coût inférieur ou égal à celui associé à l'investissement.
  - a. Les AMI permettront de mieux comprendre la compétitivité des solutions de flexibilités et de révéler au mieux les coûts réels de ces solutions ;
  - b. Les lauréats seraient rémunérés sous la forme de primes fixes et variables avec un plafonnement qui permettra de garantir l'efficacité économique de la solution.
2. Lancer des appels d'offres expérimentaux au second trimestre 2021 pour les zones sur lesquelles l'AMI est fructueux. Des études approfondies seront lancées pour obtenir une caractérisation fine de la contrainte afin de fournir aux opérateurs de flexibilité les données nécessaires aux appels d'offres avec contractualisation ;
3. Mener une concertation sur l'intégration des flexibilités aux méthodes de dimensionnement du réseau entre le quatrième trimestre 2020 et le premier trimestre 2021. Cette concertation devrait porter sur les critères d'identification des situations de réseau favorables au recours aux flexibilités, notamment au

stockage, dans la perspective d'engager des travaux plus poussés sur l'intégration du stockage dans la doctrine d'investissements de RTE ;

4. Mener une concertation sur des évolutions des règles du mécanisme d'ajustement entre le quatrième trimestre 2020 et le premier trimestre 2021 afin de mieux intégrer la spécificité des flexibilités en vue d'une mise en œuvre en 2022.

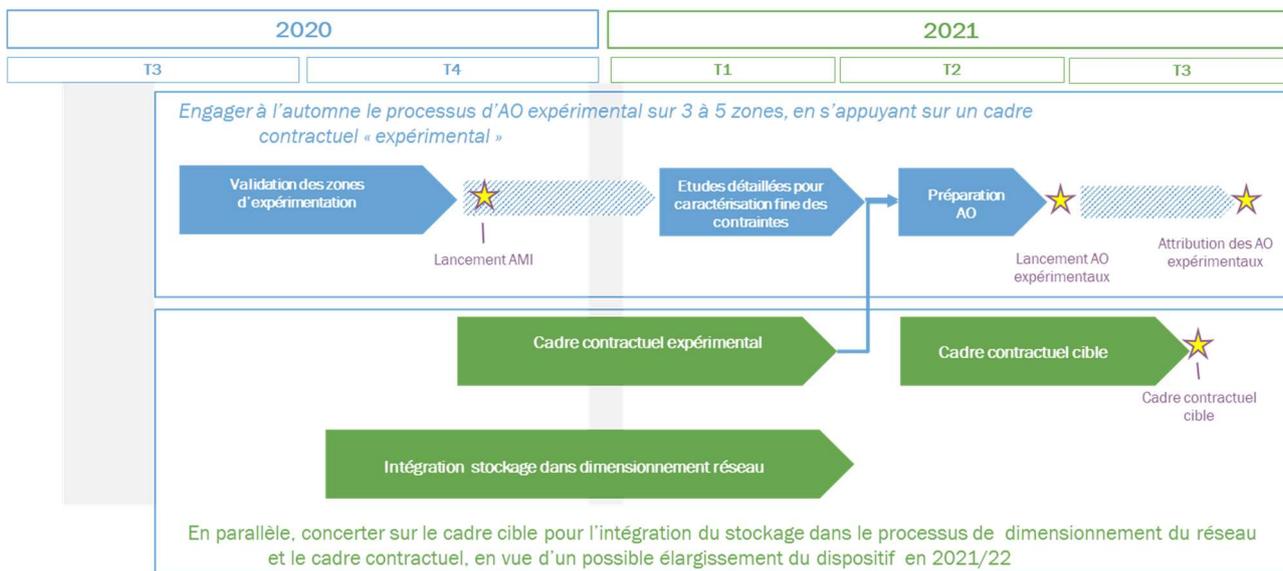


Figure 3 : Calendrier de la feuille de route de RTE (source : RTE)

La CRE est favorable à la mise en œuvre de cette feuille de route et considère qu'elle permettra à RTE d'intégrer à terme l'ensemble des flexibilités, dont le stockage, dans sa doctrine d'investissements.

De manière générale, elle estime qu'il est nécessaire de tirer le meilleur parti des infrastructures existantes et de mettre en œuvre tous les dispositifs facilitant le développement de nouvelles solutions de flexibilités à cette fin.

### 3.3 L'impact des projets en termes d'émissions de gaz à effet de serre doit être pris en compte à sa juste valeur

La doctrine d'investissements de RTE s'appuie, le plus généralement, sur des analyses coût-bénéfice ou, *a minima*, sur une logique de sélection des solutions les moins coûteuses pour répondre à un besoin fixé. La CRE considère que cette approche est effectivement nécessaire.

Pour réaliser ces analyses coût-bénéfice, RTE quantifie et compare l'impact de différentes solutions. Dans ce cadre, la juste valorisation des économies ou surcoûts liés aux émissions de gaz à effet de serre est fondamentale.

En effet, les choix effectués par RTE en termes d'investissements et de décisions opérationnelles peuvent influencer sur les quantités d'émissions de gaz à effet de serre. Par exemple, les projets nationaux et internationaux menés par RTE ont un effet sur le niveau des congestions et des pertes, ce qui influe sur le volume et le mix de production électrique.

Pour valoriser les émissions induites ou évitées par ses projets d'investissements, RTE utilise la valeur tutélaire française du CO<sub>2</sub> à l'horizon 2030 définie par la Commission Quinet en 2008 (soit environ 100 €<sub>2008</sub>/tCO<sub>2</sub>)<sup>3</sup>.

La CRE est favorable à l'utilisation d'une valeur tutélaire française, qui permet de prendre en compte les objectifs de réduction des émissions de GES à moyen terme, dès lors qu'il s'agit d'émissions ne relevant pas du système d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne (« marché ETS »). C'est le cas, par exemple, d'un projet de réduction des rejets de SF<sub>6</sub> issus des postes sous enveloppe métallique (PSEM) : en se fondant sur cette valeur, le plan PSEM de RTE présente une analyse coût-bénéfice positive (cf. 4.1).

Il n'est toutefois pas opportun de retenir ce type de valeur pour des émissions relevant du marché ETS.

En effet, pour les émissions relevant du marché ETS (et en particulier s'agissant des émissions induites ou évitées au travers de l'impact des investissements de RTE sur l'utilisation des différents moyens de production d'électricité en Europe), l'utilisation d'une valeur sans rapport avec les prix de marché soulève un problème de cohérence. De

<sup>3</sup> Dans le rapport Quinet de 2019, cette valeur a récemment été révisée à la hausse à hauteur de 250 €<sub>2018</sub>/tCO<sub>2</sub>e compte tenu de l'évolution de l'objectif et des techniques d'évaluation, et du retard pris par rapport à la trajectoire souhaitable de nos émissions.

par la construction du dispositif ETS, si un acteur permet de faire des économies de CO<sub>2</sub>, alors des quotas correspondant à ces économies seront disponibles sur le marché et un autre acteur pourra les acquérir plutôt que de réaliser lui-même des économies de CO<sub>2</sub>. La valeur de l'économie de CO<sub>2</sub> est donc égale au prix du CO<sub>2</sub> sur le marché européen.

Par conséquent, la CRE considère que RTE doit prendre en compte, pour les émissions incluses dans le périmètre du marché ETS, une valeur du CO<sub>2</sub> cohérente avec des prévisions de prix à terme sur ce marché, en se fondant sur des scénarios ambitieux et cohérents avec les objectifs de transition énergétique fixés aux niveaux européen et national. Dans le cas présent, le niveau de 100 €/tCO<sub>2</sub> retenu par RTE pour 2030 est élevé mais n'est pas fondamentalement éloigné des scénarios européens les plus ambitieux : la CRE considère en conséquence que cela ne remet pas en cause les analyses conduites par RTE pour le SDDR 2019.

Si plusieurs répondants confirment le raisonnement mis en avant par la CRE dans sa consultation publique, ils sont cependant plus nombreux à considérer nécessaire d'appliquer la valeur tutélaire par cohérence avec les orientations gouvernementales en la matière. Certains répondants considèrent que le marché ETS est défaillant et ne saurait donner un signal de prix adapté pour décider d'investissements de long terme. D'autres au contraire indiquent que, grâce aux mesures correctrices introduites lors de la révision du système d'échange de quotas pour sa quatrième phase (2021-2030), l'effet précédemment décrit pourrait être limité et les investissements de RTE pourraient alors réduire les émissions des secteurs couverts par le marché ETS en-deçà du plafond de quotas.

La CRE a pris en compte et analysé soigneusement les réponses à sa consultation publique. Elle considère effectivement que la cohérence entre le SDDR, d'une part, et la PPE et la SNBC, d'autre part, est importante et que le SDDR doit être un des outils pour faciliter l'atteinte des objectifs. Toutefois, ignorer l'existence et le fonctionnement du marché ETS conduirait à des choix inefficaces et à des surcoûts d'investissements en France sans diminuer les émissions en Europe, ce qui pourrait porter atteinte à l'acceptabilité financière et sociale de la transition énergétique. Par ailleurs, la portée des mesures correctrices mises en place sur le marché ETS est limitée : elles ne permettent notamment pas la suppression des quotas à hauteur des émissions qui pourraient être évitées par les investissements de réseau.

Ainsi, et sans que cela ne remette en cause les conclusions générales du SDDR, la CRE considère que, à l'avenir, RTE doit prendre en compte :

- pour les émissions en dehors du champ du marché ETS, la valeur tutélaire du CO<sub>2</sub> du rapport Quinet 2019 ;
- pour les émissions dans le champ du marché ETS, une valeur du CO<sub>2</sub> cohérente avec des prévisions de prix à terme sur ce marché, en se fondant sur des scénarios ambitieux et cohérents avec les objectifs de transition énergétique fixés aux niveaux européen et national.

Enfin, la CRE souligne que RTE doit retenir des hypothèses de prix du CO<sub>2</sub>, de prix des combustibles et de mix énergétiques cohérentes entre elles. En particulier, les hypothèses de prix des combustibles et de mix électrique européen retenues pour les analyses coût-bénéfice à venir devront être régulièrement adaptées.

#### **4. LA POLITIQUE DE RENOUELEMENT DU RESEAU DOIT SE FONDER SUR UNE GESTION DES ACTIFS OPTIMISANT INVESTISSEMENTS ET MAINTENANCE POUR MAITRISER LA HAUSSE DES COÛTS**

Le SDDR intègre les besoins de renouvellement du réseau de transport, qui constitue le second enjeu majeur de transformation du réseau pour les prochaines décennies. En effet, la moyenne d'âge du réseau de transport s'approche des 50 ans et les dépenses liées à l'entretien et au renouvellement de ce réseau vont s'accroître. RTE prévoit que le montant dédié au renouvellement du réseau s'établira à environ 500 M€/an sur la période du SDDR, contre environ 350 M€/an sur la période 2016-2020.

La stratégie de renouvellement du réseau proposée par RTE repose en priorité sur une gestion plus ciblée des actifs du réseau. Elle conduit également à une mise en souterrain accrue.

##### **4.1 La stratégie de renouvellement doit prendre en compte l'état des actifs et leur utilisation**

*Un renouvellement plus ciblé dépendant de l'état des actifs et du niveau de risque qu'ils génèrent*

A l'heure actuelle, la politique de renouvellement de RTE est fondée sur des critères normatifs de déclenchement des actions, tels que l'âge des installations. Dans le SDDR, RTE propose de renouveler certains actifs conformément à leur état réel plutôt que de façon systématique sur des critères normatifs. Cette nouvelle stratégie conduirait RTE à traiter systématiquement les risques critiques et, dans certains cas, à accepter et surveiller les risques résiduels.

La rénovation du patrimoine serait ajustée en fonction de son état, ce qui reviendrait à étendre la durée de vie de certains composants encore performants et à diminuer celle des actifs moins performants. RTE prévoit par exemple une accélération du renouvellement et de la maintenance pour traiter l'état de corrosion avancée d'ouvrages dans

certaines régions (plan « corrosion ») et pour réduire les émissions de gaz des postes sous enveloppe métallique (plan « PSEM »).

Les répondants à la consultation publique sont favorables à un renouvellement optimisé du réseau qui prenne en compte les réalités du terrain et les opportunités de prolongement de l'infrastructure existante. Les réserves de quelques acteurs portent sur la nécessité d'avoir une maintenance adaptée à cette stratégie de renouvellement afin de ne pas dégrader la qualité d'alimentation.

Après avoir analysé la méthode sous-jacente à la stratégie de gestion des actifs de RTE, et notamment le simulateur de scénarios de gestion des actifs, MONA (*Management and Optimization of Network Assets*), la CRE est favorable à la démarche proposée par RTE de recherche de solutions optimales sur le cycle de vie des actifs. Cette approche doit permettre d'optimiser les charges d'exploitation et les investissements et constitue ainsi une opportunité de maîtrise des dépenses de RTE. La CRE demande à RTE d'appliquer cette approche à l'ensemble de ses politiques de renouvellement du patrimoine (sectionneurs, transformateurs, conducteurs, etc.).

La CRE demande également à RTE de se fonder sur l'état réel des actifs pour les maintenir en service au-delà de leur durée de vie théorique lorsque cela est possible et permet de dégager des économies supplémentaires tout en maîtrisant l'impact sur la qualité d'alimentation.

Par ailleurs, dans la mesure où les impacts du vieillissement d'une ligne peu utilisée sur la performance du réseau sont plus réduits et peuvent justifier de décaler le renouvellement de l'ouvrage en question, le CRE est favorable à l'optimisation des échéances de réhabilitation en lien avec l'utilisation du réseau.

Enfin, des opportunités de reconfigurations du réseau sont possibles en mutualisant les besoins d'adaptations liés au développement des EnR et de rénovation des infrastructures. D'après RTE, ce levier offre un gisement d'économie estimé à 25 M€/an sur l'horizon 2026-2035 par le biais des reconfigurations des réseaux de répartition. La CRE est favorable à ce principe.

#### ***Un plan « corrosion » pour prévenir le vieillissement prématuré sur certaines parties du réseau***

RTE a constaté un état de corrosion avancé des lignes aériennes sur une partie du territoire, notamment sur les zones côtières de l'ouest de la France. Le plan « corrosion » vise à faire évoluer les dépenses de peinture, de réhabilitation des supports et de remplacement des isolateurs. Afin d'évaluer les dépenses relatives au plan « corrosion », RTE a effectué un diagnostic précis de l'état du patrimoine et a simulé avec l'outil MONA les différentes stratégies de maintenance et de renouvellement des ouvrages.

RTE envisage d'augmenter les dépenses d'entretien, notamment de peinture, et de réhabilitation en fonction de l'ampleur des dégradations, en allant de la mise en peinture des pylônes les moins corrodés au remplacement des pylônes les plus dégradés. Ce plan implique une forte augmentation des dépenses de peinture, qui passeraient donc de près de 20 M€/an aujourd'hui à 40 M€/an environ à l'horizon 2025 et à environ 60 M€/an à l'horizon 2030-2035. Sans cette hausse, les supports se dégraderaient à un rythme accéléré nécessitant une augmentation des dépenses de maintenance lourdes évaluée par RTE à 700 M€ sur les 30 prochaines années. Au global, le plan « corrosion » prévoit une augmentation des charges d'exploitation d'environ 28 M€/an et une augmentation des investissements de 110 M€/an.

La CRE est favorable à la mise en œuvre de ce plan. Cette position est largement partagée par les répondants à la consultation publique.

La CRE sera vigilante à la réalisation effective de ce plan et proposera, dans le cadre du TURPE 6, un cadre de régulation adapté.

#### ***Un plan « PSEM » pour pallier les défauts d'étanchéité de ces postes et limiter les rejets de gaz SF<sub>6</sub>***

L'état de certains postes sous enveloppe métallique (PSEM) construits à l'air libre, et plus particulièrement de leur système d'étanchéité, se dégrade. Les éventuels défauts d'étanchéité font courir un risque environnemental du fait de fuites de gaz SF<sub>6</sub>.

Pour répondre à ce problème, RTE a proposé le plan « PSEM ». Ce dernier vise à renouveler par anticipation les PSEM les plus dégradés, à mettre en bâtiment les PSEM dont on cherche à prolonger la durée de vie en ralentissant leur dégradation, et procéder à de la maintenance lourde sur les PSEM les moins dégradés. Ce plan prévoit ainsi 630 M€ de dépenses d'investissements réparties sur la période 2021-2035, soit environ 40 M€/an, auxquelles s'ajoutent environ 45 M€ de dépenses de maintenance et réhabilitation (OPEX) étalées sur 15 ans. En contrepartie, ces actions génèrent des gains économiques avec de moindres opérations de maintenance et des gains environnementaux avec un objectif de réduction de près de 13 tonnes des rejets de SF<sub>6</sub><sup>4</sup>, ce qui représente l'équivalent de plus 300 000 tonnes de CO<sub>2</sub> évitées.

<sup>4</sup> D'après le rapport du GIEC sur le Potentiel de Réchauffement Global à 100 ans, chaque kilogramme (kg) de SF<sub>6</sub> émis dans l'atmosphère a le même impact sur l'effet de serre global à long terme que 23 500 kg de CO<sub>2</sub>.

La CRE est favorable à la mise en œuvre de ce plan, tout comme la majorité des acteurs. Comme pour le plan « corrosion », la CRE proposera un cadre de régulation adapté dans le cadre du TURPE 6 et envisage en particulier d'introduire des indicateurs de suivi des rejets de SF<sub>6</sub>.

#### **Un plan « zéro-phyto » pour limiter dès à présent le recours aux produits phytosanitaires**

RTE souhaite anticiper une éventuelle future réglementation limitant ou interdisant l'emploi des produits phytosanitaires. Ce plan implique des investissements supplémentaires de l'ordre de 140 M€ répartis sur la période 2019-2025 ainsi qu'une augmentation des charges d'exploitation liées à l'entretien des postes à hauteur de 4 M€ par an.

Afin de se passer de produits phytosanitaires, RTE peut soit procéder à des aménagements de sites, pour en faciliter l'entretien, soit les entretenir sans aménagement. Pour les sites dont la surface est supérieure à 500m<sup>2</sup>, les aménagements consistent soit en une végétation couvre-sol, soit en un paillage minéral. L'entretien des sites par des solutions sans recours aux produits phytosanitaires coûte environ 7 fois plus cher que l'entretien en désherbage actuel pour les sites en végétation couvre-sol et jusqu'à près de 20 fois plus cher pour les aménagements en paillage minéral.

La CRE est favorable à la mise en place d'une politique limitant l'usage de produits phytosanitaires en ligne avec les évolutions de la réglementation. Elle estime nécessaire et indispensable que RTE prenne en considération les impacts environnementaux de ses ouvrages dans sa politique d'investissements et d'exploitation du réseau. C'est pourquoi elle considère que RTE doit en priorité appliquer la réglementation existante et respecter les avis de l'Agence nationale de sécurité sanitaire de l'alimentation, de l'environnement et du travail (ANSES) qui évalue scientifiquement les demandes d'autorisations de mise sur le marché des produits phytosanitaires.

Toutefois, au vu des coûts très élevés des aménagements en paillage minéral, la CRE est favorable à ce que RTE réalise de façon anticipée uniquement des aménagements sur les postes pouvant faire l'objet d'un couvert végétal, soit 80 % des postes de RTE, de façon à maîtriser les coûts pour les utilisateurs de réseau. Les répondants à la consultation publique partagent cette position. En outre, la CRE envisage de mettre en place des indicateurs de suivi sur la réalisation et l'efficacité de ce plan.

#### **4.2 La mise en souterrain sur le réseau HTB1 doit être systématique dans les zones identifiées dans le contrat de service public de RTE et analysée au cas par cas dans les autres zones**

Dans le cadre de sa politique de renouvellement mais également d'adaptation, RTE prévoit un recours accru aux lignes souterraines qui se matérialise par les trois actions suivantes :

- sur le réseau HTB1 (63 kV et 90 kV), RTE propose que les ouvrages neufs soient, par défaut, construits en technologie souterraine. RTE propose en outre que, lors des réhabilitations lourdes et au cas par cas pour des réhabilitations moyennes, les lignes aériennes soient reconstruites, en général, en souterrain. Lors des réhabilitations légères, le maintien des lignes aériennes serait privilégié ;
- pour le réseau HTB2 (225 kV), la construction en souterrain est privilégiée dans les zones urbaines et fait partie des stratégies envisagées dans les zones rurales ;
- pour le réseau HTB3 (400 kV), la technologie aérienne est de loin la plus performante sur le plan économique puisqu'elle est 10 fois moins chère que la technologie souterraine. RTE propose de ne pas recourir à la technologie souterraine sauf dans des cas très spécifiques.

La CRE considère que les différences majeures de coûts entre la technologie souterraine et la technologie aérienne justifient le recours à l'aérien pour les réseaux HTB2 et HTB3, en dehors des zones spécifiques mentionnées dans le contrat de service public entre l'État et RTE. La CRE est donc favorable à l'approche de RTE.

S'agissant du réseau HTB1, la mise en souterrain pour l'adaptation et le renforcement du réseau HTB1 pourrait néanmoins induire des surcoûts de plusieurs dizaines de millions d'euros par an. La CRE est donc favorable, en dehors des zones spécifiques où le contrat de service public entre l'Etat et RTE prévoit un recours exclusif à la mise en souterrain, à une analyse au cas par cas pour évaluer les aspects techniques, économiques et environnementaux propres à chaque projet.

Une majorité des répondants est favorable à l'approche proposée par la CRE. Les acteurs indiquent cependant que la technologie souterraine peut être un facteur déterminant d'acceptabilité, susceptible d'éviter des délais importants dans la réalisation des ouvrages de réseaux, et *in fine* permettre l'atteinte des objectifs de la PPE. Ils soulignent que cet aspect doit être pris en compte dans l'analyse.

La CRE est favorable à une démarche n'augmentant pas l'empreinte paysagère des réseaux. En conséquence, elle considère pertinent de recourir préférentiellement aux liaisons souterraines dans les zones d'habitat regroupé, les zones considérées comme prioritaires (zones d'importance naturelle) et aux abords immédiats des nouveaux postes sources pour les nouveaux tronçons, comme cela est prévu dans le contrat de service public entre RTE et

l'État. Dans les autres cas, la CRE demande à RTE de considérer dans ses études de réseau l'option de lignes aériennes tout en prenant en compte l'intégralité des coûts des différentes solutions envisagées, et notamment les coûts d'insertion des lignes aériennes. Elle demande en outre à RTE de favoriser, à coût équivalent, la solution qui permet de minimiser l'impact environnemental et les délais de réalisation.

## 5. DES ETUDES COMPLEMENTAIRES SONT NECESSAIRES POUR AFFINER LA POLITIQUE DE NUMERISATION DU RESEAU

La politique de numérisation du réseau de transport d'électricité vise à renouveler les systèmes de contrôle-commande considérés comme obsolètes, à étendre le réseau de télécommunication et à déployer des outils de supervision du réseau et d'action en temps réel ainsi que des systèmes d'information pour le pilotage du réseau<sup>5</sup>.

La finalité de cette politique est de traiter l'obsolescence des systèmes de contrôle-commande et de tirer parti de l'essor de nouvelles technologies pour améliorer la capacité de RTE à piloter le réseau de façon fine et rapide.

La CRE considère que la numérisation des réseaux est un enjeu majeur pour le maintien de la qualité ainsi que de la performance du réseau de transport d'électricité français. Toutefois, cette numérisation peut s'avérer coûteuse et nécessite d'être optimisée pour répondre aux besoins prioritaires. Pour ce faire, et au même titre que les projets de réseaux, l'ensemble des projets de télécommunication, de développement informatique et de composants numériques doivent faire l'objet d'une analyse technico-économique qui sera étudiée par la CRE dans le cadre de l'approbation annuelle du programme d'investissements de RTE.

Selon le SDDR, les dépenses de numérisation atteindraient environ 260 M€ par an sur 2021-2030 puis 155 M€ par an sur 2031-2035, soit 3,3 Md€ sur 15 ans ou 10% des dépenses du SDDR. RTE envisage le déploiement d'une numérisation accrue du réseau de transport d'électricité composé de « paquets fonctionnels » qui répondent à une logique de priorisation des investissements :

- Paquet 0 : répondre au vieillissement naturel des systèmes de contrôle-commande existants ;
- Paquet 1 : poursuivre le déploiement du réseau de télécommunication propriété de RTE afin d'assurer la transmission des différentes informations circulant sur le réseau ;
- Paquet 2 : étendre l'infrastructure de télécommunication privée (au-delà du paquet 1), accélérer le rythme naturel de renouvellement du contrôle-commande (au-delà du paquet 0), déployer des outils informatiques et des automates pour une plus grande supervision du réseau ;

En sus de ces trois paquets, RTE mentionne un paquet 3 visant à anticiper plus fortement le renouvellement du contrôle-commande prévu après 2030 (au-delà du paquet 2) et à étendre davantage l'infrastructure de télécommunication privée (au-delà du paquet 2). Néanmoins, RTE considère que ces actions ne sont pertinentes que dans des scénarios de très fort développement des EnR et ne les inclut donc pas dans l'enveloppe d'investissements de référence du SDDR.

### 5.1 Alors que le renouvellement du contrôle-commande en réponse au vieillissement des systèmes existants est justifié, la pertinence de son accélération devrait être analysée au cas par cas (paquets 0 et 2)

Le paquet 0 consistant à renouveler à un rythme tendanciel des dispositifs de contrôle-commande obsolètes s'élève à 2,1 Md€ d'investissements entre 2021 et 2035.

RTE envisage d'aller au-delà en accélérant le rythme de renouvellement en numérique du contrôle-commande sur les territoires présentant un fort développement des énergies renouvelables, facilitant la mise en œuvre effective du « dimensionnement optimal ». Les dépenses additionnelles associées à l'anticipation du renouvellement des contrôles-commandes s'élèveraient à 25 M€ par an sur les 15 prochaines années.

La CRE, tout comme la majorité des répondants à la consultation publique, est favorable au renouvellement en numérique les systèmes de contrôle-commande ayant atteint leur durée de vie cible et considère que le renouvellement anticipé de ces systèmes peut se justifier dans certains territoires. Elle demande à RTE de préciser sa stratégie de renouvellement anticipé en explicitant notamment les critères de déclenchement d'une étude de renouvellement anticipé et de lui fournir au cas par cas, en amont de l'engagement des travaux, une étude démontrant la pertinence technico-économique.

<sup>5</sup> Elle n'inclut donc qu'une part limitée des systèmes d'information de RTE.

## **5.2 Des études complémentaires sont nécessaires pour déterminer le niveau optimal de déploiement du réseau de télécommunication et prioriser les investissements (paquets 1 et 2)**

Différentes solutions de télécommunication sont intégrées au réseau public de transport, dont la fibre optique. Le réseau de fibre optique existant compte près de 23 000 km de câbles. Dans le SDDR, l'extension de l'infrastructure télécom pour les paquets 1 et 2 représente un investissement de 30 M€ par an sur la période 2021-2030 et correspond à un réseau de télécommunication atteignant en cible 29 000 km.

Dans le cadre de l'approbation de son programme d'investissements 2019, la CRE a demandé à RTE de mener des études permettant d'évaluer de manière fine la pertinence de chacun des projets envisagés par RTE<sup>6</sup>. A ce jour, ces études sont en cours.

Quasiment tous les répondants partagent l'avis de la CRE de la nécessité d'une analyse technico-économique poussée pour calibrer au mieux l'effort de numérisation du réseau public de transport.

La CRE se prononcera sur la stratégie de numérisation de RTE une fois les études demandées à RTE réalisées. Ces études devront permettre à RTE d'élaborer et de proposer à la CRE une stratégie d'ensemble sur la numérisation du réseau, suffisamment flexible et adaptable. Cette stratégie devra analyser les synergies possibles avec les autres opérateurs de réseaux de télécommunication ou d'infrastructures, de façon à permettre des choix rationnels entre investir dans une infrastructure de télécommunication propre et utiliser des moyens non propriétaires.

## **6. LE SEQUENCER DES PROJETS D'INTERCONNEXIONS EST PERTINENT POUR PRIORISER LES PROJETS LES PLUS BENEFIQUES ET LES PLUS MATURES**

Les interconnexions sont un élément essentiel du marché intérieur européen de l'énergie. Par sa position géographique, la France joue un rôle central dans la construction du marché européen de l'électricité. Au-delà de leurs bénéfices fondamentaux en termes de prix de l'énergie et de sécurité d'approvisionnement, les interconnexions favorisent l'intégration des énergies renouvelables intermittentes en tirant parti des complémentarités entre pays. Dans ce contexte, le développement de nouvelles interconnexions est une priorité politique de l'Union européenne et le SDDR envisage un doublement de la capacité d'interconnexion entre la France et ses pays voisins d'ici 2035.

En parallèle des projets en cours de construction (Savoie-Piémont avec l'Italie, IFA2 et ElecLink avec le Royaume-Uni), plusieurs projets d'interconnexion ont récemment reçu des décisions favorables de la part de la CRE (Avelin-Avelgem avec la Belgique, Golfe de Gascogne avec l'Espagne, Celtic avec l'Irlande). Ces projets représenteront des dépenses d'investissement significatives pour RTE dans les années à venir. Enfin, plusieurs projets sont à l'étude, sur les frontières anglaise, espagnole, suisse, allemande et belge.

L'ensemble de ces projets figurent dans les plans de développements européens à dix ans (TYNDP) et affichent des échéances de mises en service concentrées dans les prochaines années. De cette approche volontariste résulte une accumulation des projets dans les cinq prochaines années au niveau européen. En particulier, si l'ensemble des projets prévus dans le TYNDP étaient amenés à être réalisés selon le calendrier annoncé, les dépenses d'investissements dans les interconnexions pour la France seraient triplées entre les périodes 2016-2020 et 2021-2025.

Cette accumulation doit être questionnée au regard de la maturité variable des différents projets et de la capacité industrielle à réaliser dans des délais aussi resserrés l'ensemble de ces projets dans des conditions économiques raisonnables. En effet, si certains projets sont à des stades d'études bien avancés, voire en construction, d'autres sont encore sujets à des enjeux d'acceptabilité ou de rentabilité économique. Engager tous les projets selon leur calendrier indiqué dans le TYNDP 2018 ferait peser différents risques sur RTE et sur les utilisateurs de réseau :

- coûts échoués pour les projets présentant une grande incertitude ;
- contrainte industrielle liée aux nombreux projets se développant en même temps en Europe et demandant des ressources similaires. Ceci pourrait induire des surcoûts et des retards sur les projets ;
- soutenabilité des évolutions tarifaires associées dans un contexte d'investissements déjà en hausse.

Dans le SDDR 2019, RTE propose de prioriser les projets d'interconnexions grâce à une approche séquencée. RTE a ainsi défini des paquets de projets classés en fonction de leur maturité (cf. Tableau 1). Cette maturité est appréciée selon 3 critères : faisabilité technique et industrielle, rentabilité socio-économique et contexte politique et local. Les paquets définis par RTE sont présentés dans le SDDR :

<sup>6</sup> Les projets envisagés par RTE sont les suivants : (i) le déploiement d'une infrastructure de télécommunication en propre incluant le déploiement de 20 000 km de fibres optiques d'ici à 2030, (ii) le projet « Hermès », (iii) le projet « réseau local de site » et (iv) le projet « complément INUIT ».

Paquet	Contenu	Description
<b>Paquet 0</b>	2 GW avec la Grande-Bretagne 1,2 GW avec l'Italie	Projets en cours de construction et dont la date de mise en service est prévue dans les trois prochaines années.
<b>Paquet 1</b>	2,2 GW avec l'Espagne 1,5 GW avec la Belgique 1,8 GW avec l'Allemagne	Projets déjà engagés ou à engager rapidement car rentables dans toutes les situations et politiquement matures.
<b>Paquet 2</b>	1 GW avec la Belgique 0,7 GW avec l'Irlande Entre 2,8 GW et 3,4 GW avec la Grande-Bretagne 1,5 GW avec la Suisse	Projets au contexte incertain et à engager à moyen terme si les incertitudes sont levées.
<b>Hors paquets</b>	3 GW avec l'Espagne Entre 1,4 GW et 2 GW avec la Grande-Bretagne	Projets n'étant pas en situation d'être mis en service dans le cadre du SDDR pour des raisons économiques et sociales.

**Tableau 1 : Description des paquets d'interconnexions (source : SDDR 2019)**

La CRE considère que l'approche de RTE, visant à séquencer les projets et à réaliser en priorité les projets les plus matures, tout en attendant de lever les incertitudes relatives aux projets présentant une maturité moindre avant d'engager des dépenses, est pertinente d'un point de vue économique, financier et industriel. Les répondants à la consultation publique partagent globalement la position de la CRE et sont favorables au principe de séquençement des interconnexions proposé dans le SDDR.

S'agissant de la constitution des paquets proposée par RTE, la CRE considère effectivement qu'il faut prioriser :

- l'achèvement des projets en cours de construction avec l'Italie et le Royaume-Uni ;
- les projets déjà décidés avec l'Espagne (Golfe de Gascogne), la Belgique (Avelin-Avelgem), auxquels devrait s'ajouter le projet d'interconnexion avec l'Irlande, le projet Celtic, qui a fait l'objet d'une décision conjointe de partage des coûts en date du 10 octobre 2019 entre la CRE et la CRU, son homologue irlandais, et qui a obtenu le 2 octobre 2019 une subvention européenne d'un montant de 530,7 M€<sup>7</sup> - ce projet devrait donc dorénavant être intégré le paquet 1 ; et
- les projets d'interconnexion avec l'Allemagne et la Belgique, dont les bénéfices attendus sont très substantiels au regard des montants d'investissements estimés.

A l'inverse, la CRE considère, comme RTE, que les projets avec le Royaume-Uni présentent des incertitudes trop fortes à ce stade et que, s'agissant de la frontière espagnole, il est préférable de prioriser la réalisation du projet Golfe de Gascogne avant de lancer de nouveaux projets posant des difficultés d'acceptabilité, nécessitant des renforcements majeurs et dont les conditions économiques sont très incertaines.

## **7. LA PLANIFICATION ET L'ANTICIPATION DU DEVELOPPEMENT DES ENERGIES RENOUVELABLES TERRESTRES ET MARINES SONT NECESSAIRES POUR EN OPTIMISER LES COÛTS ET LES DELAIS**

Le développement du réseau public de transport d'électricité dépend fortement des évolutions du système électrique. Les scénarios développés par RTE, ainsi que les analyses de sensibilité associées, donnent un cadre des évolutions possibles du système électrique cohérent avec les objectifs présentés dans la PPE.

Les travaux menés par RTE montrent que la planification du développement de la production et la capacité à anticiper l'arrivée des EnR tout en maîtrisant les coûts échoués permettent de faciliter et accélérer la transition énergétique à moindre coût.

<sup>7</sup> [https://ec.europa.eu/info/news/completing-energy-union-eu-invests-eu556-million-priority-energy-infrastructure-2019-oct-02\\_en?pk\\_campaign=ENER%20Newsletter%20October%202019](https://ec.europa.eu/info/news/completing-energy-union-eu-invests-eu556-million-priority-energy-infrastructure-2019-oct-02_en?pk_campaign=ENER%20Newsletter%20October%202019). La décision de la Commission a été formellement adoptée le 31 octobre 2019 : [https://ec.europa.eu/inea/sites/inea/files/cef-e-2019\\_cid.pdf](https://ec.europa.eu/inea/sites/inea/files/cef-e-2019_cid.pdf)

### **7.1 L'anticipation des études et des démarches administratives ainsi que le surdimensionnement de certains ouvrages à créer, financés par les producteurs, sont des solutions pertinentes pour accompagner la transition énergétique**

Pour atteindre les objectifs de la transition énergétique, les S3REnR prévoient et optimisent à l'échelle de chaque région les investissements nécessaires à l'accueil des EnR sur les réseaux de transport et de distribution d'électricité. Ils assurent aux producteurs une visibilité sur les capacités d'accueil des EnR disponibles sur les réseaux et mettent en place une mutualisation des coûts de création des nouveaux ouvrages entre les producteurs.

Au moment de renouveler la première génération de S3REnR, plusieurs leviers d'amélioration du pilotage des S3REnR ont été identifiés.

La première évolution du dispositif des S3REnR envisagée par RTE est l'anticipation des études détaillées et de l'instruction des démarches administratives qui sont des phases représentant une part importante du calendrier des projets (environ 70 %) mais une part relativement faible des coûts des projets (environ 15 %). La CRE considère que l'anticipation des études et des démarches administratives est une solution pertinente pour accompagner la transition énergétique, avec un risque de coûts échoués limité. Dans le cas où des études et des procédures administratives seraient abandonnées, les coûts associés pourraient être en partie couverts par les producteurs, par exemple au travers du solde du S3REnR, afin de donner une incitation sur la robustesse des hypothèses de gisements prospectifs servant de base aux anticipations.

Le deuxième levier mentionné dans le SDDR est le surdimensionnement de certains ouvrages à créer pour faire face à de potentiels gisements EnR futurs. Il s'agirait de dimensionner les nouveaux postes sources en fonction du gisement d'énergie renouvelable au-delà de la période du S3REnR en cours. La CRE partage le fait qu'une telle évolution n'est susceptible d'être efficace que dans la mesure où les producteurs ont une réelle incitation à fournir des données fiables sur les gisements EnR au niveau local. Elle est favorable à ce que les postes sources à créer, financés par la quote-part payée par les producteurs, soient concernés par le surdimensionnement si cela est pertinent.

Sur ces deux propositions d'évolution, les répondants à la consultation publique partagent la position de la CRE et sont favorables à des solutions pour réduire les coûts et les délais de raccordement au réseau pour les énergies renouvelables.

### **7.2 Les mesures d'optimisation des coûts envisagées pour le raccordement de la production d'électricité renouvelable en mer sont pertinentes mais doivent s'accompagner d'une planification du développement des parcs**

Le projet de PPE de janvier 2020 prévoit un développement ambitieux de l'éolien en mer en France. La capacité installée en 2035 pourrait atteindre 12 GW. Ce développement sera accompagné d'une phase de concertation afin de privilégier les zones d'installation les plus adaptées. Jusqu'à présent, les projets et les raccordements sont traités au fil de l'eau, sans planification permettant de limiter les coûts.

La planification du développement des éoliennes en mer est un enjeu important pour le réseau électrique car les coûts de raccordement constituent un nouveau poste de dépenses majeur par rapport aux investissements passés de RTE : ces dépenses s'élèvent autour de 450 M€/an entre 2021 et 2035 dans le scénario PPE, mais pourraient tendre vers 800 M€/an entre 2026 et 2035 (scénario Ampère) en considérant les annonces de la dernière version de la PPE.

RTE a identifié trois mesures d'optimisation des coûts d'accueil des EnR en mer permettant en cumulé une économie d'environ 145 M€/an sur les coûts de raccordement relatifs à l'appel d'offres n° 4 dans la zone Manche Est - Mer du Nord, ainsi que des appels d'offres suivants :

- *Création de plateformes mutualisées et modulaires (« hubs »)* : le concept de « hub » de raccordement consiste à raccorder à un même poste en mer des parcs géographiquement proches. Cela reviendrait à dimensionner dès le départ la plateforme à la puissance finale visée, puis à ajouter au fur et à mesure les équipements électriques modulaires.
- *Adaptation de la puissance des parcs éoliens à la capacité standard des câbles et postes électriques (dit le levier « puissance cible »)* : ce levier consiste à identifier une puissance cible de raccordement par zone d'appel d'offres en tenant compte des effets d'échelle et de la capacité standard des matériels du réseau de transport d'électricité afin d'éviter certains effets de seuil coûteux et de permettre une utilisation optimisée du réseau.
- *Standardisation des plateformes en mer* : RTE envisage la standardisation des composantes des plateformes en mer, ce qui permettrait de réduire les coûts de raccordement des projets futurs d'environ 20 M€ par an.

Lors de sa consultation publique, la CRE a indiqué être favorable à ces trois mesures d'optimisation des coûts d'accueil des EnR en mer identifiées par RTE. La CRE soulignait toutefois qu'une planification précise du développement des parcs éoliens en mer était une condition à la mise en œuvre de ces mesures, qui sinon présenteraient des risques de coûts échoués trop importants.

Les répondants partagent la position de la CRE sur la nécessité d'une planification par l'État du développement et de la localisation des éoliennes en mer. Une telle planification donne de la visibilité à l'ensemble des acteurs.

Les répondants sont globalement favorables aux mesures d'optimisation des coûts identifiées par RTE. Néanmoins, plusieurs producteurs estiment que l'optimisation du raccordement ne doit pas impacter le productible, d'où certaines réserves quant au dimensionnement à la puissance cible. Ils mettent en avant les facteurs de charge élevés de l'éolien offshore, de l'ordre de 50%. La CRE reste favorable à ces mesures d'optimisation des coûts et considère que le dimensionnement à la puissance cible est une mesure pertinente même si le productible pourrait être légèrement impacté. Elle souhaite que cette possibilité soit donc introduite lors des prochains appels d'offres dans la mesure où celle-ci est conciliée avec les objectifs de politique énergétique. En ce sens, RTE devra apporter des éléments sur le dimensionnement du réseau nécessaires au dialogue concurrentiel, et ce immédiatement après la désignation de la zone de développement.

En outre, la CRE considère en outre que la méthode de dimensionnement optimal avec un recours ponctuel à l'écrêtement peut également être pertinente d'un point de vue économique et environnemental s'agissant des adaptations du réseau terrestre nécessaires pour l'accueil de l'éolien en mer. Le cas échéant, les modalités qui s'appliqueraient aux producteurs éoliens en mer devraient être similaires aux producteurs terrestres concernés.

### **7.3 La localisation des installations d'énergie renouvelable a un impact significatif sur les investissements nécessaires sur le réseau de transport**

La localisation des installations d'énergie renouvelable constitue un facteur d'influence et d'incertitude sur les besoins du réseau public de transport d'électricité ainsi que sur les coûts associés.

Dans le SDDR 2019, les hypothèses de localisation des énergies renouvelables se fondent sur les « remontées des parties prenantes ». Si RTE note, à raison, que la minimisation des coûts de réseau ne peut être le seul critère de localisation des énergies renouvelables<sup>8</sup>, faire varier ces hypothèses peut avoir un impact important sur les besoins d'adaptation du réseau.

Dans une variante « coordination locale », le SDDR explore la possibilité de réduire les coûts réseau liés à l'installation d'énergies renouvelables en relocalisant localement les capacités de production qui génèrent des contraintes de réseau vers d'autres points de réseau où des capacités d'accueil sont encore disponibles. Cela permet une réduction des coûts de réseau de l'ordre de 110 M€/an tout en limitant l'impact sur le productible. Cette analyse montre qu'une coordination plus importante à l'échelle des territoires pourrait permettre de trouver un juste équilibre entre coûts de réseau et profondeur des gisements d'énergie renouvelable.

Dans la consultation publique, la CRE s'est montrée favorable au renforcement de cette coordination locale et à l'introduction de signaux de localisation adaptés et plus fins pour refléter les coûts liés à la localisation des unités de production et inciter à une localisation plus optimale des nouvelles installations pour le réseau. A cet effet, la CRE notait que les S3REnR, dont la maille est régionale, envoient des signaux de localisation peu précis.

La majorité des répondants partage la position selon laquelle les décisions d'investissements doivent être appréhendées dans une optique « production + réseaux ». Ainsi, l'envoi de signaux de localisation fins permet d'affecter aux utilisateurs les coûts qu'ils génèrent. Néanmoins, de nombreux répondants s'interrogent sur l'efficacité d'une modification du signal dans la mesure où les choix d'implantation de la production dépendent de plusieurs autres facteurs que les coûts réseaux (productible, acceptabilité locale, prix du foncier, éloignement des zones d'habitation, protégées et militaires). En outre, les répondants considèrent que, si le signal devait être affiné, c'est au moment du raccordement qu'il serait le plus efficace. Ils appellent ainsi à une amélioration des dispositifs existants.

Par ailleurs, la plupart des répondants sont, comme la CRE, favorables au renforcement de la coordination locale entre RTE/Enedis et les producteurs EnR.

Enfin, à la suite de ces réflexions et de ceux qu'elle a menés en interne sur la composante d'injection du TURPE, la CRE a lancé le 9 juillet 2020 une consultation publique relative aux signaux économiques envoyés aux producteurs d'électricité. Elle invite les parties prenantes à se prononcer sur les propositions faites dans cette consultation et souhaite que la concertation se poursuive sur ce chantier.

<sup>8</sup> Il est notamment important de considérer le productible (vent, soleil) associé à chaque localisation, ainsi que les enjeux locaux d'occupation des sols, d'aménagement du territoire et d'acceptabilité.

## **DECISION DE LA CRE**

En application de l'article L. 321-6 du code de l'énergie, le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité, RTE, a publié son schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité en septembre 2019 et l'a soumis à l'examen de la CRE.

La CRE est convaincue que, dans le contexte de transformation énergétique et écologique actuel, les réseaux électriques sont un élément majeur de cette transformation et vont devoir s'adapter pour notamment accueillir une part de plus en plus importante d'énergies renouvelables.

Le schéma décennal de RTE présente une vision d'ensemble des enjeux à venir pour le réseau public de transport d'électricité et décline les stratégies proposées par RTE pour y répondre, non seulement s'agissant du raccordement des énergies renouvelables, mais également en matière de renouvellement du réseau.

La CRE accueille favorablement cette vision d'ensemble présentée par RTE dans son SDDR et considère que ce schéma couvre l'ensemble des besoins en matière d'investissement et qu'il est globalement cohérent avec le plan européen élaboré par l'ENTSO-E, le TYNDP. Elle est en particulier favorable à l'approche générale proposée par RTE, fondée sur des adaptations structurelles de l'infrastructure mais également sur la recherche de leviers d'optimisation et en particulier le recours à des flexibilités.

Plus précisément, :

### ***S'agissant du dimensionnement du réseau et du recours aux flexibilités***

La CRE :

- est favorable au principe du dimensionnement optimal. Elle demande à RTE de lui communiquer systématiquement, pour les S3REnR à venir, les volumes d'énergie non évacuée prévisionnels et les gains associés en matière d'investissements ;
- se félicite de la publication récente des contraintes de réseau dans la région Hauts-de-France et demande à RTE de poursuivre cette démarche de transparence indispensable ;
- accueille très favorablement la nouvelle feuille de route transmise par RTE visant à intégrer l'ensemble des flexibilités à sa doctrine d'investissements.

La CRE demande à RTE de décliner les principes ainsi validés dans le cadre du dimensionnement des Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (S3REnR), ainsi que dans les processus de décision des projets d'investissements.

Dans ce cadre, elle demande à RTE de valoriser l'impact des émissions de gaz à effet de serre en utilisant la valeur tutélaire du CO<sub>2</sub> du rapport Quinet pour les émissions en dehors du champ du système européen d'échanges de quotas d'émissions et une valeur du CO<sub>2</sub> cohérente avec des prévisions ambitieuses de prix de marché à terme pour les émissions couvertes par ce dispositif. RTE devra pour cela se fonder sur des scénarios cohérents avec les objectifs de transition énergétique fixés aux niveaux européen et national, et sur des hypothèses de prix du CO<sub>2</sub>, de prix des combustibles et de mix énergétiques cohérentes entre elles et mises à jour régulièrement.

### ***S'agissant du renouvellement du réseau***

La CRE est favorable à la méthode et aux grandes lignes présentées par RTE, fondées dans un premier temps sur un renforcement et une plus grande optimisation des réseaux de répartition, et dans un second temps sur un renforcement de certains axes du réseau de grand transport.

La CRE :

- est favorable à la politique de gestion des actifs proposée par RTE et tenant compte de leur état. Elle demande à RTE de la généraliser à l'ensemble de ses politiques de renouvellement du patrimoine (sectionneurs, transformateurs, conducteurs, etc.) ;
- est de manière générale favorable à l'ensemble des politiques permettant, au travers d'une maintenance préventive renforcée, d'optimiser les besoins de renouvellement des réseaux tout en préservant la qualité d'alimentation. Elle est ainsi favorable à la mise en œuvre du plan « corrosion » et du plan « PSEM » tels que proposés par RTE. Elle proposera dans le cadre du TURPE6 des évolutions du cadre tarifaire permettant de s'assurer de leur bonne mise en œuvre ;
- est favorable au recours à la mise en souterrain systématique en HTB1 dans les zones prioritaires identifiées par le contrat de service public entre l'Etat et RTE. Elle demande à RTE de considérer l'ensemble des options dans les autres cas et de favoriser, à coût équivalent, la solution qui permet de minimiser l'impact environnemental et les délais de réalisation ;

- demande à RTE de prioriser les aménagements permettant de minimiser le recours aux produits phytosanitaires sur la grande majorité des postes qui peuvent accepter un couvert végétal.

***S'agissant du développement des interconnexions***

La CRE est favorable au séquençage proposé par RTE des projets d'interconnexion avec les pays voisins, priorisant les projets les plus matures et apportant les plus grands bénéfices.

***S'agissant de la stratégie de numérisation du réseau***

La CRE partage l'importance de la numérisation du réseau de transport d'électricité. Elle a déjà demandé à RTE des études plus détaillées sur les projets envisagés.

Elle demande à RTE de lui proposer, sur la base de ces études, une stratégie d'ensemble de numérisation de son réseau. Il semble nécessaire de justifier et dimensionner les investissements de numérisation tout en cherchant des synergies avec les autres opérateurs de réseaux de télécommunication ou d'infrastructures.

***S'agissant de la planification du développement des énergies renouvelables***

La CRE est favorable à l'anticipation des études détaillées et des démarches administratives qui représentent une part prépondérante des délais de mise en service des infrastructures.

La CRE est également favorable aux mesures d'optimisation des coûts envisagées par RTE pour le raccordement de la production d'électricité renouvelable en mer. Elle partage la recommandation de RTE quant à la nécessité d'une planification par l'Etat du développement des parcs.

Le schéma décennal de RTE, couplé aux orientations de la présente délibération, fonde la doctrine d'investissements de RTE sur laquelle la CRE se basera pour analyser les projets d'investissements qui lui seront soumis.

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE et notifiée à RTE. Elle sera par ailleurs transmise à la ministre de la transition écologique et ainsi qu'au ministre de l'économie, des finances et de la relance.

Délibéré à Paris, le 23 juillet 2020

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO