



La Commission de régulation de l'énergie (CRE) consulte les acteurs de marché.

CONSULTATION PUBLIQUE N° 2020-005 DU 5 MARS 2020 RELATIVE AU SCHEMA DECENNAL DE DEVELOPPEMENT DU RESEAU DE TRANSPORT DE RTE ELABORE EN 2019

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 permettre d'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 transition énergétique dans laquelle se sont engagées la France et l'Europe va se traduire, pour le secteur électrique, par des évolutions majeures : fort développement des énergies renouvelables – dont la production est variable et largement décentralisée – fermeture des dernières centrales au charbon, réduction progressive de la capacité nucléaire, développement des interconnexions et recours accru à l'électricité pour le transport et le chauffage. Face à l'ampleur de ces changements, et dans un contexte également marqué par les alternatives aux constructions de réseaux offertes par le développement des technologies numériques ou de solutions de flexibilités telles que le recours ponctuel aux limitations de production, la participation des consommateurs ou le stockage, le réseau de transport devra progressivement s'adapter.

Le schéma décennal de RTE considère trois scénarios principaux reflétant cette transformation : les scénarios « Volt » et « Ampère » issus du bilan prévisionnel 2017 de RTE et retenus par l'État pour le débat public sur la PPE, ainsi qu'un scénario PPE reposant sur les dernières informations disponibles concernant la PPE au moment de l'élaboration du SDDR.

La loi prévoit que le schéma décennal est soumis à l'examen de la CRE afin que celle-ci s'assure, d'une part, de la couverture de tous les besoins en matière d'investissements et, d'autre part, de la cohérence du SDDR avec le plan de développement des réseaux de l'ENTSO-E¹ (ci-après « TYNDP »²). En cas de doute sur ce dernier point, la CRE a la possibilité de consulter l'ACER. La CRE peut, si elle considère que ces exigences ne sont pas satisfaites, imposer au gestionnaire de réseau de transport (GRT) de modifier le schéma décennal.

L'ampleur des enjeux nécessite une analyse approfondie des orientations proposées par RTE dans son schéma décennal qui visent à atteindre les objectifs de transition énergétique à un coût optimisé pour la collectivité.

Conformément à l'article L. 321-6 du code de l'énergie, la CRE consulte les utilisateurs du réseau public sur le SDDR que RTE lui a soumis. La présente consultation publique vise à recueillir l'avis de l'ensemble des parties prenantes sur le SDDR et sur l'analyse préliminaire de la CRE. Cette consultation sera suivie d'une délibération de la CRE portant examen du schéma décennal élaboré par RTE.

Le SDDR 2019 de RTE

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

- de 5 volets industriels concernant les adaptations, le renouvellement, le numérique, les interconnexions et les raccordements de parcs éoliens en mer ;
- d'une vision détaillée de la déclinaison par région du schéma ;

¹ European network of transmission system operators in electricity

² « Ten-year network development plan »

- d'une consolidation des trajectoires d'investissements dans les différents scénarios ; et
- de 5 volets transverses concernant les solutions flexibles, la localisation des énergies renouvelables, l'autoconsommation, les incertitudes et l'environnement.

Au travers de cet exercice, RTE a déployé un réel effort de pédagogie et de concertation. Avant de publier son schéma décennal, RTE a organisé une consultation publique sur les hypothèses du schéma, présenté à plusieurs reprises son projet de schéma décennal au sein du comité des Clients Utilisateurs du Réseau de Transport d'Électricité (CURTE) et plus précisément au sein de la Commission Perspectives Système et Réseau (CPSR) qui est en charge de la concertation sur l'évolution long terme du système électrique et sur le développement du réseau. En outre, RTE a renforcé la transparence sur les principes sous-tendant sa doctrine d'investissements et sur ses méthodes de dimensionnement de réseau. La démarche suivie intègre à la fois les dimensions technique, économique et environnementale, dans une approche « multi-scénarios ». RTE a également chiffré les dépenses associées, alors que les précédents SDDR ne contenaient pas ces informations.

Les enjeux financiers du SDDR 2019

Dans le scénario PPE, RTE estime que les investissements dans le réseau de transport s'élèveraient à environ 33 milliards d'euros sur la période 2020-2035, auxquels s'ajouteraient environ 3 milliards d'euros d'investissements dits « hors réseaux » (tels que l'immobilier, la logistique et les systèmes d'information). Ainsi, d'après le SDDR, les investissements seraient amenés à croître fortement au cours des prochaines années passant de 1,5 milliard d'euros en 2018 à 2,4 milliards d'euros en 2030 – essentiellement du fait du raccordement des parcs d'éoliennes en mer. Dans un second temps, entre 2031 et 2035, une seconde marche d'augmentation des investissements aurait lieu, avec près de 2,9 milliards d'euros par an dans le scénario PPE. La dernière période quinquennale du SDDR est principalement caractérisée par une augmentation de plus de 50 % des dépenses d'investissements relatives à l'adaptation du réseau par rapport à la période 2026-2030 et, dans une moindre mesure, par l'augmentation des dépenses d'investissements dédiées au renouvellement du réseau sur la période 2031-2035. La hausse des investissements s'accompagnerait d'une augmentation des charges opérationnelles liées notamment à l'accroissement des congestions et à la maintenance des réseaux en mer et des nouvelles interconnexions.

Cette augmentation des dépenses, alors que la consommation d'électricité a vocation à se stabiliser, se traduirait nécessairement par une augmentation significative dans la durée du tarif d'utilisation du réseau public de transport d'électricité (TURPE). L'examen de la CRE sur le SDDR 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 retenus par RTE pour décider du dimensionnement de ses réseaux.

A cet égard, la CRE juge indispensable de rechercher en permanence le meilleur arbitrage entre les coûts, la sécurité, la qualité et l'impact environnemental, tout en tenant compte des risques et des incertitudes pesant sur l'évolution du système électrique. En cela, la CRE accueille favorablement la démarche adoptée par RTE d'identifier des leviers d'économies pouvant être mis en œuvre pour assurer la maîtrise des dépenses d'investissements et, *in fine*, des coûts pour les utilisateurs du réseau électrique.

L'analyse préliminaire de la CRE sur les stratégies d'investissement de RTE

L'intégration de volumes massifs d'énergies renouvelables ne se réalisera pas sans une adaptation structurelle du réseau de transport (la localisation des sources d'énergie sur le territoire sera différente d'aujourd'hui, et leur variabilité plus importante). Pour y répondre, RTE a proposé de faire évoluer l'infrastructure (réseaux de répartition, puis de grand transport) mais également d'en optimiser l'utilisation par le recours à des flexibilités intrinsèques au réseau ou offertes par des tiers.

Les analyses préliminaires de la CRE présentées dans la présente consultation publique sont favorables à plusieurs principes ou leviers majeurs d'économies identifiés par RTE :

- le dimensionnement optimal du réseau, avec un recours ponctuel aux limitations de production, constitue un levier majeur d'optimisation des coûts. Selon RTE, cette stratégie permettrait d'économiser pour la collectivité jusqu'à 7 milliards d'euros sur 15 ans³ pour des volumes d'écêtement ne dépassant pas en moyenne 0,3 % de la production concernée ;
- la politique de gestion des actifs du réseau de transport doit permettre de gagner en précision pour entretenir et prolonger la durée de vie de certains ouvrages tout en maintenant un haut niveau de qualité d'alimentation ;
- le séquençage dans la durée des projets d'interconnexion avec les pays voisins est une nécessité tant du point de vue économique et industriel qu'en termes de soutenabilité financière ;

³ Les trajectoires d'investissements figurant dans le SDDR intègrent ces économies identifiées par RTE.

- la planification accrue, notamment s'agissant du développement des énergies renouvelables terrestres et en mer, est un levier utile, à la main du Gouvernement, pour réduire les coûts de réseau.

Sur ces aspects, la CRE partage donc l'analyse de RTE des volets « adaptation » et « renouvellement » du SDDR. Elle partage également l'analyse faite par RTE des volets « interconnexions » et « réseau en mer ».

En revanche, elle considère, à ce stade, que certains leviers prometteurs doivent faire l'objet d'une évolution au sein de la méthode de dimensionnement du réseau de RTE :

- l'intégration des solutions de flexibilité – au-delà des limitations de production – dans le dimensionnement du réseau est un levier potentiel d'économies qui doit être mieux pris en compte par RTE. Les flexibilités pourraient gérer les congestions et, ainsi, retarder voire éviter des développements et renforcements du réseau. Elles devraient être systématiquement considérées avant de prendre une décision d'investissements. Pour révéler cette valeur, la CRE a notamment demandé⁴ à RTE de publier la localisation des congestions sur le réseau et de proposer un cadre contractuel adapté ;
- RTE inclut la valeur tutélaire du CO₂ dans l'analyse coût-bénéfice des projets de renforcement du réseau, ce qui soulève des questions méthodologiques. S'il est nécessaire de prendre en compte les effets des stratégies de développement du réseau sur les émissions de CO₂ du parc de production, la méthodologie retenue par RTE fait abstraction des interactions avec le système d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne (EU-ETS) et revient à favoriser des solutions de développement ou de renforcement de réseau en France au détriment d'autres solutions plus efficaces à l'échelle de l'Union. Par conséquent, étant donné le fonctionnement actuel de l'EU-ETS, la CRE préconise de ne pas utiliser la valeur tutélaire du CO₂ pour les émissions couvertes par l'EU-ETS ;
- la politique de mise en souterrain préconisée par RTE semble trop ambitieuse. En particulier, le recours systématique aux lignes souterraines pour les créations et privilégié pour les réhabilitations lourdes sur le réseau HTB1 pourrait engendrer des surcoûts importants et non justifiés. La CRE considère, à ce stade, que la mise en souterrain doit être appliquée, conformément au contrat de service public entre l'État et RTE, dans les zones d'habitat dense ou dans les zones présentant un intérêt écologique, architectural ou paysager important. Dans les autres zones, la mise en souterrain devrait être décidée au cas par cas, lorsque cette solution est la plus pertinente.

Enfin, RTE propose un ambitieux programme de numérisation des réseaux. La numérisation des réseaux est un enjeu essentiel en lien avec la mission de RTE d'exploitation du système électrique en temps réel qui nécessite, de plus en plus, de remonter, synthétiser et analyser un grand nombre d'informations sur toutes les composantes du système (production, réseau, consommation). Toutefois, la CRE considère que le programme de numérisation de RTE devra faire l'objet d'analyses complémentaires de RTE pour que la CRE soit en mesure de se prononcer.

La présente consultation publique a pour objet de recueillir l'avis des acteurs de marché sur le schéma décennal de développement du réseau de RTE et sur les analyses préliminaires de la CRE. La CRE invite les parties intéressées à lui adresser leur contribution au plus tard le 17 avril.

Paris, le 5 mars 2020

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO

⁴ <https://www.cre.fr/en/content/download/16118/200229>

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 17 avril 2020, en saisissant leur contribution sur la plateforme mise en place par la CRE : <https://consultations.cre.fr>.

Dans un souci de transparence, les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE. **Si votre contribution comporte des éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité, il vous sera possible de générer grâce à la plateforme une version occultant ces éléments.** Dans ce cas, seule cette version fera l'objet d'une publication. La CRE se réserve le droit de publier des éléments qui pourraient s'avérer essentiels à l'information de l'ensemble des acteurs, sous réserve qu'ils ne relèvent pas de secrets protégés par la loi. **En l'absence de version occultée, la version intégrale est publiée,** sous réserve des informations relevant de secrets protégés par la loi.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions en argumentant leurs réponses.

1. CADRE D'ELABORATION DU SCHEMA DECENNAL DE DEVELOPPEMENT DU RESEAU	7
1.1 CADRE JURIDIQUE.....	7
1.2 CONCERTATION DE RTE.....	7
1.3 CADRE D'ANALYSE DU SDDR PAR LA CRE.....	7
2. LES TRAJECTOIRES PREVISIONNELLES DE DEPENSES D'INVESTISSEMENTS ET LEURS IMPACTS SUR LES UTILISATEURS DU RESEAU	8
2.1 LES PROJECTIONS DES BESOINS D'INVESTISSEMENTS SUIVENT UNE TENDANCE HAUSSIERE.....	9
2.2 LES DEPENSES D'INVESTISSEMENTS SUR LE RESEAU DE TRANSPORT D'ELECTRICITE ONT UN IMPACT FORT SUR LE NIVEAU DES CHARGES A COUVRIR PAR LES TARIFS.....	10
3. UN CORPS D'HYPOTHESES COHERENT	11
3.1 LES SCENARIOS D'EVOLUTION DE LA DEMANDE ET DE L'OFFRE D'ELECTRICITE PRESENTES PAR RTE SONT COHERENTS AVEC LA POLITIQUE ENERGETIQUE FRANÇAISE	11
3.1.1 Hypothèses de consommation d'électricité en France	11
3.1.2 Hypothèses de production d'électricité en France	12
3.1.3 Hypothèses des coûts de combustible.....	13
3.2 LA PRISE EN COMPTE DES PLANS NATIONAUX EUROPEENS LES PLUS RECENTS IMPLIQUE UNE NECESSAIRE PRISE DE DISTANCE PAR RAPPORT AUX SCENARIOS DU TYNDP, NEANMOINS LA PRISE EN COMPTE DE CES DERNIERS POURRAIT ETRE PLUS EXPLICITEE	14
3.2.1 Les hypothèses des scénarios du TYNDP 2018	14
3.2.2 La planification intégrée du réseau européen	15
3.2.3 La cohérence entre le TYNDP et le SDDR en matière de développement du réseau est assurée, mais plus de clarté doit être apportée sur l'articulation entre les hypothèses prises dans les deux documents de planification	15
4. UNE MODIFICATION MAJEURE DE LA DOCTRINE POUR INTEGRER LES FLEXIBILITES AVEC LE DIMENSIONNEMENT OPTIMAL DU RESEAU	16
4.1 LE DIMENSIONNEMENT OPTIMAL AVEC LE RECOURS TRES PONCTUEL AUX LIMITATIONS DE PRODUCTION D'ENERGIE RENOUELABLE PERMET DE REDUIRE SENSIBLEMENT LES BESOINS D'INVESTISSEMENTS	16
4.2 LE DEVELOPPEMENT DES OUTILS DE PILOTAGE DE LA PRODUCTION DOIT ETRE MENE EN CONCERTATION AVEC LES PRODUCTEURS ET LES GRD.....	17
5. UNE VALORISATION A APPROFONDIR DES AUTRES FLEXIBILITES AU SERVICE DU RESEAU	18
5.1 LES FLEXIBILITES SONT UNE ALTERNATIVE AUX INVESTISSEMENTS DE RESEAU QU'IL EST NECESSAIRE D'INTEGRER DANS LES ETUDES DE DIMENSIONNEMENT DU RESEAU.....	18
5.2 LA CRE SOUHAITE QUE RTE ANALYSE SYSTEMATIQUEMENT L'APPORT DU STOCKAGE ET DES AUTRES FLEXIBILITES	19
5.3 RTE DOIT METTRE EN PLACE UN CADRE PERMETTANT DE METTRE EN ŒUVRE CES SOLUTIONS DE FLEXIBILITES AU SERVICE DU RESEAU	19
6. LES QUESTIONS METHODOLOGIQUES POSEES PAR LA VALORISATION DES EMISSIONS DE CO₂ DANS LES ANALYSES COUT-BENEFICE DES PROJETS DE RESEAU	20
7. LA NECESSITE D'UNE GESTION DES ACTIFS ECONOMIQUEMENT ET ENVIRONNEMENTALEMENT PERTINENTE POUR MAITRISER LA HAUSSE DES INVESTISSEMENTS.....	21
7.1 RTE PRECONISE UNE MISE EN SOUTERRAIN ACCRUE, POLITIQUE DONT LE COUT POUR LES UTILISATEURS DU RESEAU DOIT ETRE CONTROLE	21
7.2 UNE GESTION PLUS CIBLEE DES ACTIFS EST UNE OPPORTUNITE POUR MAITRISER LA HAUSSE DES DEPENSES D'INVESTISSEMENTS	23
8. UN EFFORT DE NUMERISATION DU RESEAU DE TRANSPORT A MIEUX CALIBRER	24
8.1 LA TRANSFORMATION NUMERIQUE EST UN ENJEU DE PREMIER PLAN POUR RTE, DONT LA STRATEGIE GLOBALE NECESSITE DES ETUDES APPROFONDIES	25

8.2	LE RENOUELEMENT DU CONTROLE COMMANDE EN REPONSE AU VIEILLISSEMENT DES SYSTEMES EXISTANTS EST JUSTIFIE. LA PERTINENCE D'UNE ACCELERATION DEVRAIT ETRE ANALYSEE AU CAS PAR CAS (PAQUETS 0 ET 2)	26
8.3	DES ETUDES COMPLEMENTAIRES SONT NECESSAIRES POUR DETERMINER LE NIVEAU OPTIMAL DE DEPLOIEMENT DU RESEAU DE TELECOMMUNICATION ET PRIORISER LES INVESTISSEMENTS (PAQUET 1 ET 2).....	26
8.4	LES COMPOSANTS NUMERIQUES DU RESEAU ET LES SYSTEMES D'INFORMATION DOIVENT ETRE DES FACILITATEURS D'UNE GESTION OPTIMISEE DU RESEAU (PAQUET 2)	26
9.	LA NECESSITE DU PRINCIPE DE SEQUENCEMENT S'AGISSANT DES INTERCONNEXIONS AVEC LES PAYS VOISINS	27
9.1	LE SEQUENCEMENT DES PROJETS D'INTERCONNEXION EST UNE APPROCHE PERTINENTE DU POINT DE VUE INDUSTRIEL ET EN TERMES DE SOUTENABILITE FINANCIERE	27
9.2	L'ESPACE ECONOMIQUE EST INSUFFISANT POUR LANCER LA CONSTRUCTION DE NOUVEAUX PROJETS AVEC LE ROYAUME-UNI	30
9.3	DES INCERTITUDES MAJEURES PESENT SUR LES PROJETS D'ACCROISSEMENT DE L'INTERCONNEXION AVEC L'ESPAGNE	30
10.	LA PLANIFICATION ET L'ANTICIPATION DU DEVELOPPEMENT DES ENERGIES RENOUVELABLES TERRESTRES ET MARITIMES PEUVENT PERMETTRE D'OPTIMISER LES COUTS MAIS LE RISQUE DE COUTS ECHOUES DOIT ETRE CONSIDERE	31
10.1	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	31
10.2	LES MESURES D'OPTIMISATION DES COUTS ENVISAGEES POUR LE RACCORDEMENT DE LA PRODUCTION D'ELECTRICITE RENOUVELABLE EN MER PEUVENT ETRE APPROPRIEES MAIS SONT CONDITIONNEES A UNE PLANIFICATION PRECISE ET FIABLE DU DEVELOPPEMENT DES PARCS EOLIENS EN MER 32	
10.3	LA LOCALISATION DES INSTALLATIONS D'ENERGIE RENOUVELABLE A UN IMPACT SIGNIFICATIF SUR LES INVESTISSEMENTS NECESSAIRES SUR LE RESEAU DE TRANSPORT	33
11.	RECAPITULATIF DES QUESTIONS.....	34

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 conseil⁵, 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'investissement.

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.

Dans ce cadre, la CRE mène, conformément à l'article L. 321-6 du code de l'énergie, sa propre consultation des utilisateurs du réseau et rend publique la synthèse de cette consultation.

1.2 Concertation de RTE

Au cours de l'année 2018 et au premier trimestre de l'année 2019, RTE a 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. Lors de ces réunions, 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 sus de ces réunions plénières, 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 S3REnR ont fait l'objet de réflexions menées en groupe de travail.

En outre, RTE a organisé 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. Ainsi, la concertation menée par RTE s'agissant des hypothèses considérées dans le SDDR a été renforcée par rapport aux exercices précédents.

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

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.

⁵ 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.

L'examen de la CRE sur le SDDR 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 dernier SDDR a été publié par RTE en janvier 2017. Ce délai depuis la publication du dernier SDDR s'explique notamment 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 en vue de l'élaboration du dernier SDDR. La directive 2019/944 prévoit dorénavant que les GRT élaborent un SDDR tous les deux ans, ce qui semble 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 SDDR.

La présente consultation publique sera suivie d'une délibération de la CRE relative à l'examen du schéma décennal élaboré par RTE en 2019.

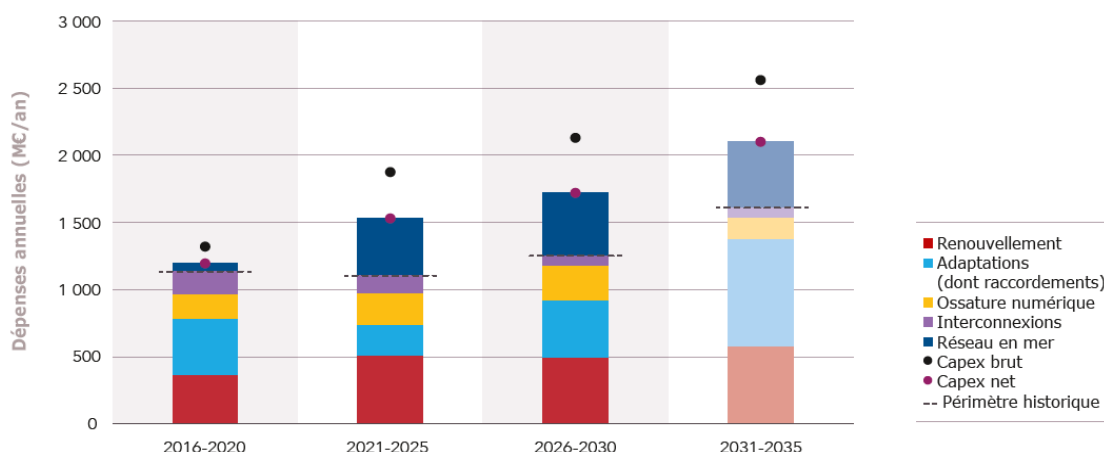
2. LES TRAJECTOIRES PREVISIONNELLES DE DEPENSES D'INVESTISSEMENTS ET LEURS IMPACTS SUR LES UTILISATEURS DU RESEAU

Le secteur de l'énergie connaît des bouleversements majeurs sous l'action de deux révolutions : la transition énergétique et la transformation numérique. Le changement climatique pousse en effet les pouvoirs publics et les acteurs du secteur à s'engager sur des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre et à prendre des mesures pour réduire l'empreinte carbone du secteur. L'atteinte de ces objectifs de réduction des émissions de CO₂ nécessite un développement des énergies faiblement émettrices de CO₂ et une transformation de nos usages de sorte à réduire et décarboner nos besoins énergétiques. Cela passe notamment par l'électrification des secteurs du transport et de la chaleur ou la production d'hydrogène bas carbone, en parallèle d'un développement massif de la production d'électricité à partir des énergies renouvelables (EnR) et d'une réduction de la production à partir de sources d'énergie fossiles. L'intégration des EnR rendra nécessaires des évolutions significatives des réseaux qui les accueillent. Ainsi, des investissements efficaces dans le réseau public de transport d'électricité sont une condition nécessaire à la réussite de la transition énergétique, et les technologies numériques sont un levier pour y parvenir si elles sont intégrées aux réseaux dès lors qu'elles présentent une pertinence économique.

Le schéma décennal de RTE prévoit une augmentation importante des investissements, portée par l'intégration des EnR et le développement de l'éolien en mer, ainsi que par le renouvellement du réseau. En France, le réseau de transport d'électricité est, en moyenne, âgé d'environ 50 ans, et RTE considère que l'effort consacré au renouvellement sera progressivement augmenté, ce qui est un des facteurs d'évolution important des dépenses d'investissements de RTE.

A *contrario*, l'évolution de la demande d'électricité n'est plus l'un des facteurs prépondérants des investissements de RTE, en dehors de certaines métropoles. En effet, la demande d'électricité tend à se stabiliser depuis le début des années 2010, grâce à l'efficacité énergétique et la tertiarisation de l'économie. Les soutirages sur le réseau de transport ont même tendance à diminuer du fait du développement de la production décentralisée et de l'autoconsommation.

2.1 Les projections des besoins d'investissements suivent une tendance haussière



* 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 1 - 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 caractérisée par une augmentation significative des dépenses d'investissements s'expliquant principalement par le raccordement des parcs éoliens en mer et, dans une moindre mesure, par le renouvellement du réseau public de transport d'électricité (RPT). A partir de 2026, le programme d'adaptation du réseau s'accroît fortement dans la mesure où le déploiement des EnR s'accélère et atteint des seuils nécessitant des investissements structurants.

Au global, on 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, se répartissant comme ci-après :

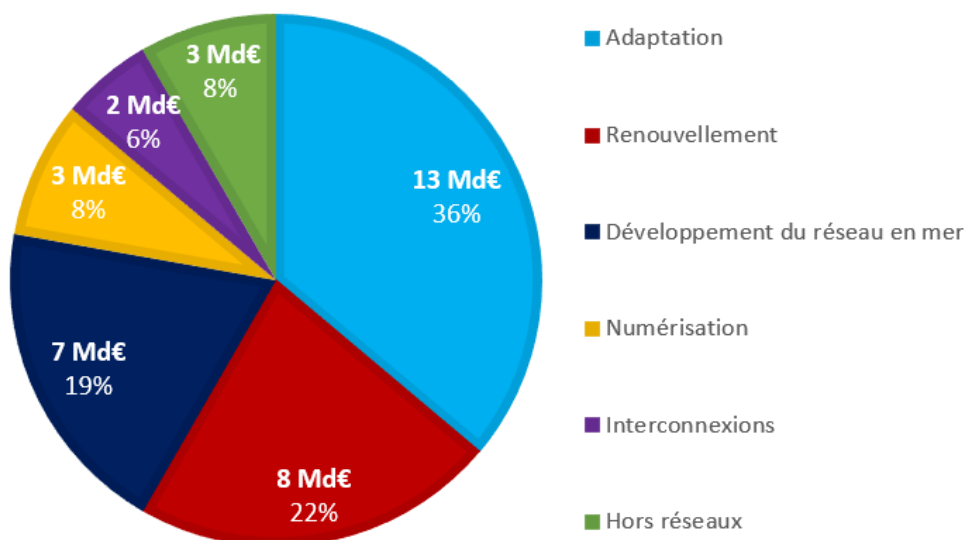


Figure 2 - Répartition des dépenses d'investissements envisagées dans le SDDR 2019 sur la période 2021 - 2035 (en Md€ constants) (source : calcul CRE reposant sur les données du SDDR 2019)

Les trajectoires d'investissements figurant dans le SDDR intègrent l'effet des leviers de réduction des coûts identifiés par RTE. L'activation des leviers d'économies, jugés pertinents par RTE, sur l'ensemble des investissements de réseau permettrait, dans le scénario PPE, une économie de plus de 10 Md€ sur la période 2021-2035. Les principaux leviers d'optimisation (recours aux flexibilités, séquençage des interconnexions, allongement de la durée

de vie des actifs, planification de la localisation des parcs éoliens en mer, etc.) sont analysés dans la présente consultation.

La CRE accueille favorablement la démarche de RTE d'identification des leviers d'optimisation des coûts.

Les adaptations du réseau

Dans le SDDR, RTE prévoit que l'évolution du mix énergétique induite par la transition énergétique nécessitera une adaptation accélérée des réseaux de grand transport et de répartition. Dans le scénario PPE, les dépenses de cette catégorie sont près de 3 fois plus élevées en 2031-2035 qu'en 2021-2025. L'approche de dimensionnement optimal, objet de la section 4 de la présente consultation publique, permet toutefois de contenir ces dépenses en évitant des renforcements coûteux du réseau et en économisant près de 7 Md€ d'investissements.

Le réseau en mer

Au-delà du développement des énergies renouvelables terrestres, la PPE met également l'accent sur les énergies marines et, en premier lieu, l'éolien en mer. La PPE prévoit en effet de développer entre 5,2 et 6,2 GW de capacité d'ici à 2028 et d'accélérer le rythme des appels d'offres pour atteindre 1 GW supplémentaire chaque année à partir de 2024. En suivant un tel rythme, la capacité installée d'éolien en mer pourrait atteindre 12 GW en 2035. A titre de comparaison, le scénario Ampère atteint 15 GW de capacité installée en 2035 et les scénarios Volt et PPE (basé sur la version de la PPE de janvier 2019, mise à jour en janvier 2020) atteignent 10 GW en 2035.

Par conséquent, dès la prochaine période quinquennale et jusqu'à 2035, les dépenses d'investissements pour raccorder les parcs éoliens en mer devraient s'établir entre 500 M€/an (scénario PPE) et 900M€/an (scénario Ampère en 2031-2035). La mise en service d'un premier parc éolien posé, à Saint-Nazaire, est prévue en 2022 et un volume total de 3 GW d'éolien posé et près de 100 MW d'éolien flottant devraient être installés d'ici à 2025.

Le renouvellement du réseau existant

Dans ce SDDR, RTE a également intégré les besoins de renouvellement du réseau de transport, qui constitue un enjeu majeur 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. Le montant dédié au renouvellement du réseau s'établirait à environ 500 M€/an sur la période du SDDR, contre environ 350 M€/an sur la période 2016-2020.

La numérisation du réseau

RTE prévoit de renforcer la numérisation du réseau *via* le renouvellement des contrôles-commandes et des systèmes d'information, ainsi que l'extension des liens télécoms. Une plus grande utilisation des technologies du numérique se traduit par des dépenses d'investissements annuelles comprises entre 250 M€ et 350 M€ sur les 15 années à venir. Ces dépenses n'incluent pas les dépenses hors réseau dans les systèmes d'information.

Les interconnexions

Enfin, les investissements de RTE sont également portés par le développement des interconnexions avec les pays voisins. Celles-ci tirent parti des complémentarités énergétiques entre la France et ses pays voisins, contribuant ainsi à l'intégration des EnR au sein de l'Union européenne. Ces dépenses, qui permettraient un doublement des capacités actuelles d'échanges aux frontières françaises, devraient représenter au cours des 15 prochaines années des dépenses annuelles nettes de subventions européennes comprises entre 100 M€ et 250 M€.

2.2 Les dépenses d'investissements sur le réseau de transport d'électricité ont un impact fort sur le niveau des charges à couvrir par les tarifs

Les dépenses d'investissements de RTE se traduisent, dans le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tensions HTB (TURPE HTB), par l'évolution de sa base d'actifs régulés (BAR) et donc par l'accroissement des charges de capital payées par les utilisateurs de réseau au travers du TURPE.

Les trajectoires d'investissements prévues dans le SDDR impliquent une hausse continue de la BAR de RTE, qui pourrait doubler en l'espace de 15 ans. Ceci se traduit par une hausse des charges à recouvrer auprès des utilisateurs de réseau et, donc, une hausse significative dans la durée du TURPE.

En considérant les dépenses d'investissements (environ 36 Md€ entre 2021 et 2035) et les charges d'exploitation supplémentaires (en moyenne 140 M€/an entre 2021 et 2035) annoncées dans le SDDR, le TURPE HTB pourrait connaître une hausse d'environ 40 % entre 2019 et 2035 en euros constants, à comparer à une hausse d'environ 15 % sur la même période dans le cadre d'une prolongation du niveau actuel d'investissements. Or, le TURPE HTB et les taxes associées représentent de l'ordre de 11 % de la facture d'un client domestique. L'impact de la hausse estimée du TURPE HTB représenterait donc, pour un ménage moyen ayant une facture annuelle d'environ 750 € à l'horizon 2035, une augmentation d'environ 30 €. Les investissements dans les réseaux ne sont qu'une des composantes de coûts nécessaires à l'atteinte des objectifs de la transition énergétique, les autres composantes de coûts étant également orientées à la hausse.

En conséquence, 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 dépenses d'investissements engagées. La CRE considère que RTE doit prioriser et mener à bien les investissements les plus utiles à la collectivité dans les meilleures conditions de coûts. Il est notamment essentiel que RTE mobilise l'ensemble des leviers d'optimisation des dépenses d'investissements. Dans cette optique, 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 outre, ce niveau d'investissements pourrait poser à moyen terme la question des modalités de son financement.

3. UN CORPS D'HYPOTHESES COHERENT

Le SDDR est développé autour d'un scénario central basé sur le projet de PPE publié en janvier 2019. Cette dernière définit l'avenir 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 la politique énergétique française sur le RPT.

En plus de ce scénario central, RTE a effectué les mêmes analyses sur les scénarios Volt, Ampère, et dans certains cas Watt, du Bilan Prévisionnel 2017. Les hypothèses sous-jacentes à ces scénarios avaient été largement concertées avec les différentes parties prenantes en amont du Bilan Prévisionnel 2017. 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 CO₂ et des combustibles, trajectoires d'interconnexion, parcs de production européens, etc.).

3.1 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 de la PPE mise en consultation en janvier 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 parallèle d'un moindre développement du solaire et d'une légère accélération du déclassement 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).

L'utilisation d'une démarche multiscénario constitue une bonne pratique en matière d'analyse des besoins réseau.

3.1.1 Hypothèses de consommation d'électricité en France

Dans les scénarios Ampère et PPE, la consommation électrique est supposée stable dans les 10 prochaines années et augmente ensuite en lien avec l'électrification de l'industrie et des transports. Ainsi, la consommation française retenue dans ces scénarios se distingue principalement par la prise en compte d'un développement plus ou moins soutenu de la filière *Power-To-Gas*.

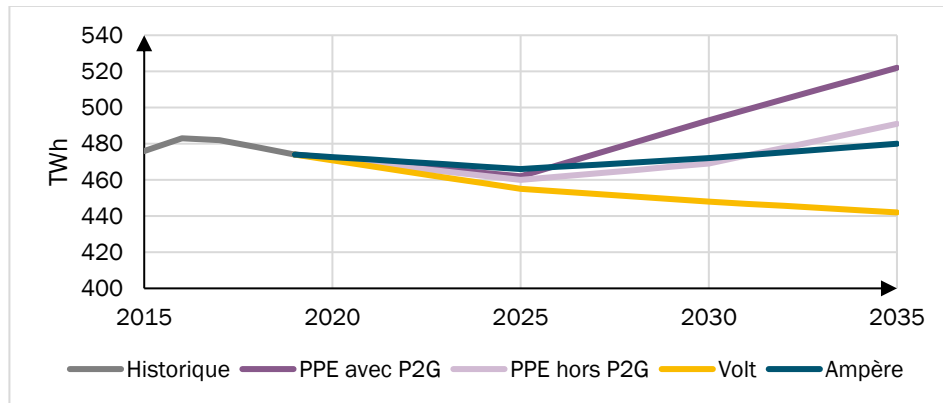


Figure 3 - Consommation annuelle d'électricité en France en fonction des scénarios (températures de référence, hors enrichissement d'uranium) (sources : BP 2017, SDDR 2019)

3.1.2 Hypothèses de production d'électricité en France

Le scénario PPE repose sur les hypothèses annoncées dans le projet de PPE publié en janvier 2019. Le déclasserement nucléaire est progressif pour atteindre 14 réacteurs en 2035. L'éolien terrestre se développe à un rythme similaire à celui observé depuis 2015, soit 2 GW par an, tandis que l'énergie solaire connaît une forte croissance à un niveau de 3,5 GW par an, liée à la baisse des coûts observés et attendus de la filière. Les hypothèses concernant l'éolien en mer ont été revues à la hausse dans la version de la PPE mise en consultation en janvier 2020, mais n'ont pas été incorporées à la trajectoire de référence du scénario PPE. La nouvelle trajectoire pourrait atteindre 12 GW en 2035, ce qui correspond à un niveau intermédiaire entre 10 GW tel que retenu dans les scénarios Volt et PPE et 15 GW tel que retenu dans le scénario Ampère.

La figure 4 présente les différences d'hypothèses entre le scénario PPE et les scénarios Volt et Ampère en ce qui concerne les mix électriques.

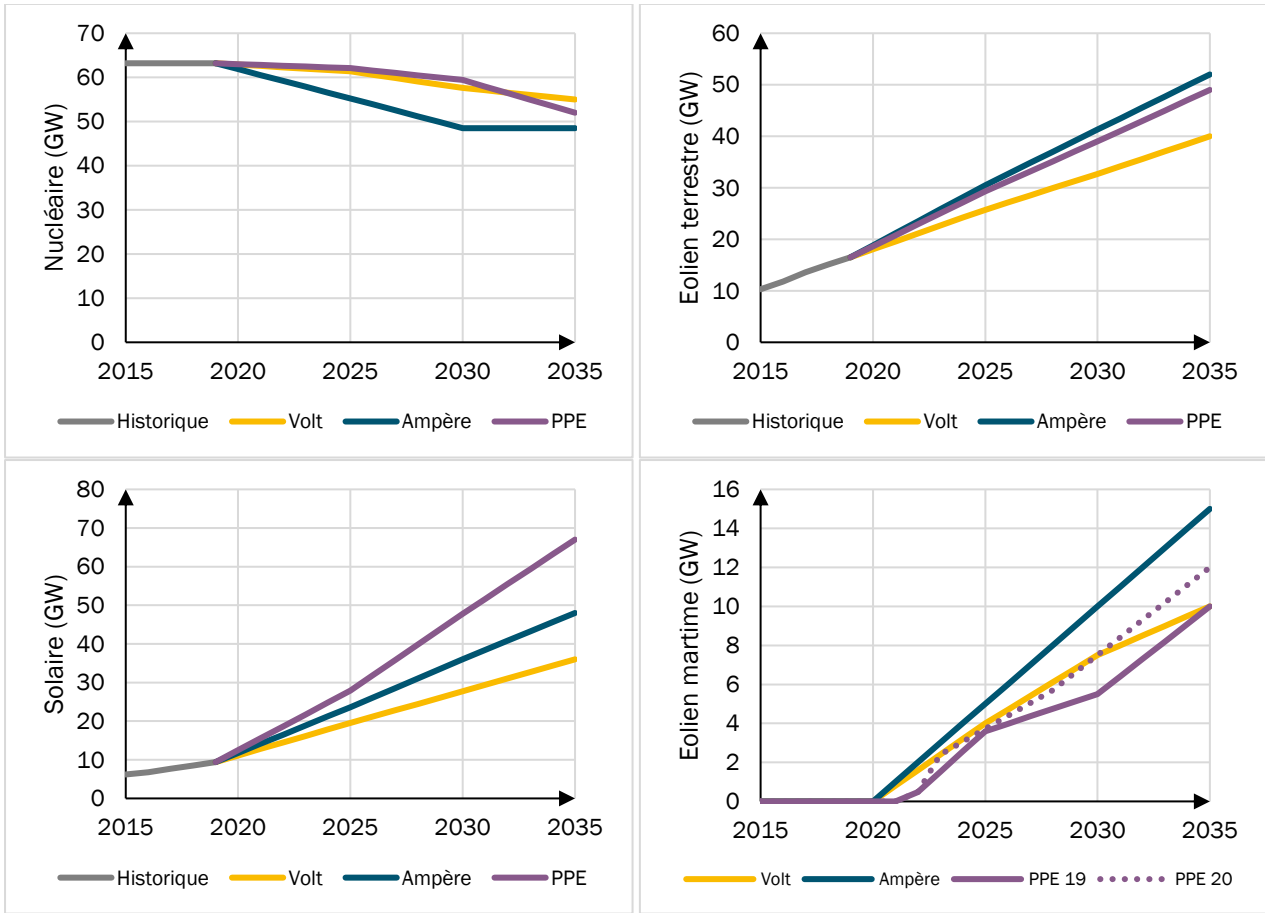


Figure 4 - Trajectoires d'évolution des filières nucléaire, éolien terrestre, éolien maritime et solaire en fonction des scénarios (sources : BP 2017, SDDR 2019)

3.1.3 Hypothèses des coûts de combustible

RTE a fait le choix de conserver les hypothèses de prix des combustibles utilisées pour le BP 2017 et d'utiliser les hypothèses du scénario Volt pour le scénario PPE. Ce choix permet de garder une cohérence avec les autres hypothèses des scénarios Ampère et Volt.

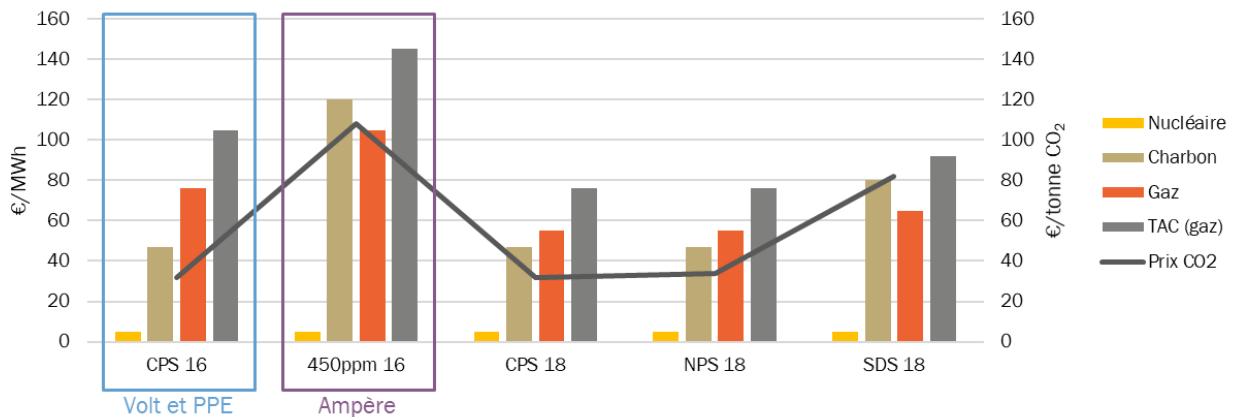


Figure 5 - Coûts variables (combustible + quotas CO₂) de production et prix des quotas de CO₂ en 2035 selon les scénarios des World Energy Outlook 2016 et 2018 (source : SDDR 2019)

Les niveaux de prix correspondant sont plutôt élevés comparativement aux dernières hypothèses des scénarios du World Energy Outlook. L'analyse préliminaire de la CRE conclut que ce choix d'hypothèses induit une tendance à surestimer les besoins en investissements dans le réseau pour limiter les congestions. En effet, en augmentant le

coût de mobilisation du moyen de production permettant de résoudre une congestion, le développement de nouvelles infrastructures de réseau apparaît plus rentable que de traiter la congestion avec du *redispatching* de production. Indépendamment des travaux du SDDR, la CRE considère que RTE doit prendre les prévisions de coûts de combustibles les plus récentes pour ses projets d'investissements, conformément aux bonnes pratiques discutées dans le cadre de travaux sur la doctrine d'investissements.

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

3.2 La prise en compte des plans nationaux européens les plus récents implique une nécessaire prise de distance par rapport aux scénarios du TYNDP, néanmoins la prise en compte de ces derniers pourrait être plus explicitée

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.

3.2.1 Les hypothèses des scénarios du TYNDP 2018

Les scénarios du TYNDP ont été élaborés conjointement entre l'ENTSO-E et l'ENTSO-G et proposent plusieurs visions du futur aux échéances 2025, 2030 et 2040.

A l'échéance 2025, les scénarios proposent une vision basée sur les meilleures estimations des GRT en termes de mix énergétique. Une analyse de sensibilité est réalisée sur la place du charbon par rapport à celle du gaz. Deux scénarios sont donc construits : un « Charbon avant Gaz 2025 » et un « Gaz avant charbon 2025 ». A partir de 2025, le gaz est ensuite systématiquement considéré comme plus rentable que le charbon dans les scénarios.

Quatre scénarios sont développés pour les échéances 2030 et 2040, dont un seulement pour 2030 et un seulement pour 2040 :

- Le scénario « **Sustainable transition** » est développé pour les échéances 2030 et 2040. Il est basé sur un remplacement du charbon et du lignite par le gaz et les EnR dans le secteur de l'électricité, et d'une partie du pétrole utilisé dans le secteur des transports. L'électrification de la chaleur et des transports se développe à un rythme plus lent que dans les autres scénarios avant 2040, puis plus rapidement à partir de 2040 afin de permettre l'atteinte des objectifs de réduction des émissions de l'Union européenne qui étaient en vigueur à la date d'élaboration (80 à 95 % de réduction du CO₂ en 2050).
- Le scénario « **Distributed generation** » est développé pour les échéances 2030 et 2040. Il propose une vision décentralisée du futur du système énergétique, avec un développement à large échelle des énergies renouvelables, de la flexibilité de la demande, des batteries et des véhicules électriques. Le biométhane connaît également une forte croissance dans ce scénario.
- Le scénario « **EUCO 30** » a été développé par la Commission européenne dans le cadre d'une étude d'impact sur la réalisation des objectifs climatiques européens de 2014 pour l'échéance 2030 et a été ajouté au corpus des scénarios du TYNDP. Ce scénario vise en outre un objectif de 30% d'amélioration de l'efficacité énergétique (au lieu de 27% dans les objectifs européens en vigueur au moment de la publication du TYNDP).
- Le scénario « **Global Climate Action** » est développé uniquement pour 2040. Il se base sur un développement à large échelle des EnR, et une forte augmentation du taux d'électrification. Dans ce scénario, le *power-to-gas* connaît sa croissance la plus forte.

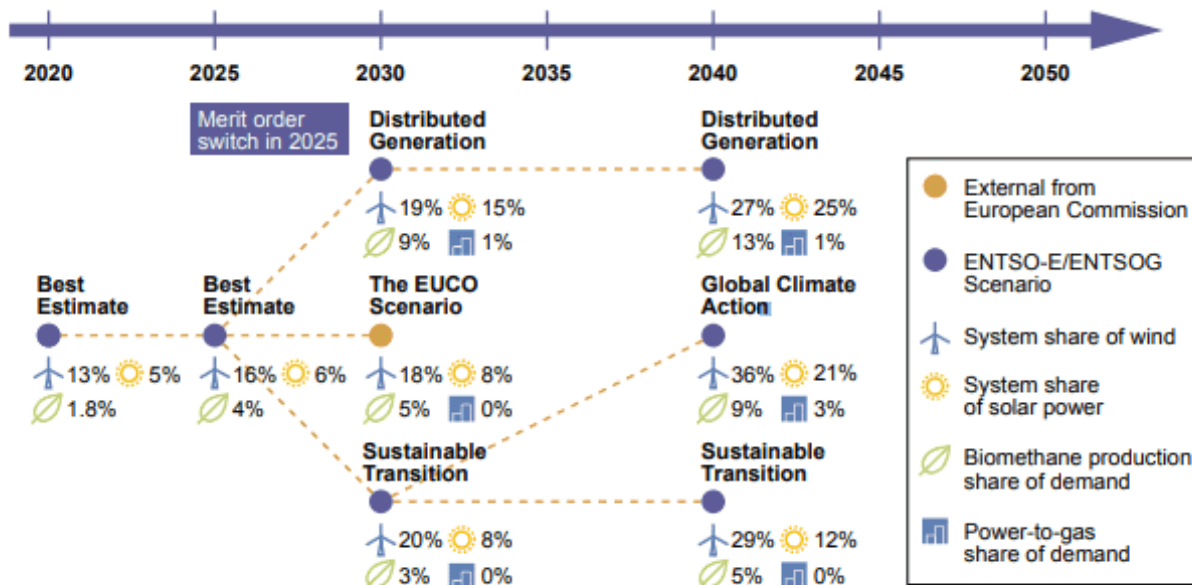


Figure 6 - Trames narratives des scénarios du TYNDP 2018 (source : ENTSO-E)

Plusieurs différences sont observables dans la construction des scénarios du SDDR et du TYNDP, qui sont reflétées dans les hypothèses prises en compte. Les deux exercices connaissent pour cette édition un décalage temporel significatif puisque les données utilisées dans les scénarios TYNDP datent de 2016 et 2017 et sont donc, pour la France, fondées sur les objectifs de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte datant de 2015 alors qu'une nouvelle loi a été publiée depuis. Les objectifs n'intègrent 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.

En outre, les données sont présentées à des échéances différentes, les scénarios du SDDR étant présentés à l'échéance 2025, 2030 et 2035 tandis que ceux du TYNDP le sont aux échéances 2025, 2030 et 2040, ce qui rend difficile la comparaison entre les différentes hypothèses.

3.2.2 La planification intégrée du réseau européen

Dans le TYNDP, un réseau de référence européen intégré est également modélisé ainsi qu'une série de fiches présentant tous les futurs projets d'interconnexion possibles aux frontières françaises. Ces fiches projets publiques décrivent leurs caractéristiques techniques et leur valorisation socio-économique selon la méthode d'analyse coût-bénéfice du TYNDP en vigueur.

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.

3.2.3 La cohérence entre le TYNDP et le SDDR en matière de développement du réseau est assurée, mais plus de clarté doit être apportée sur l'articulation entre les hypothèses prises dans les deux documents de planification

Les différences observées sur les hypothèses des scénarios sont liées à des évolutions des objectifs énergie-climat français et européens, que le SDDR a intégrées. La CRE considère que ces différences ne remettent pas en cause la cohérence entre les deux schémas, car les hypothèses prises en compte dans le SDDR sont fondées sur des sources et des objectifs de politique énergétique plus récents et ont vocation à être intégrées dans au moins un des scénarios du TYNDP 2020 publiés en mai. En revanche, l'articulation entre les scénarios du TYNDP et du SDDR pourrait être présentée de manière plus transparente, au moyen d'une comparaison chiffrée aux échéances adéquates. Les éléments de comparaison présentés dans le SDDR sont principalement qualitatifs et liés seulement à l'évaluation des projets d'interconnexions.

Le SDDR 2019 répond également à la demande qui avait été faite par la CRE lors de l'examen du SDDR 2016 d'une présentation plus détaillée des bénéfices socio-économiques des projets selon les scénarios considérés pour les échéances 2025 et 2030.

La CRE considère, à ce stade, que le SDDR est globalement cohérent avec le TYNDP, mais souhaiterait que RTE présente 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.

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

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

4. UNE MODIFICATION MAJEURE DE LA DOCTRINE POUR INTEGRER LES FLEXIBILITES AVEC LE DIMENSIONNEMENT OPTIMAL DU RESEAU

L'adaptation du RPT à l'évolution du mix de production est la catégorie de dépenses d'investissements la plus importante sur les 15 prochaines années, avec un montant global estimé par RTE à 13 Md€ pour intégrer une capacité renouvelable de 100 GW. Les dépenses d'investissements relatives aux adaptations du réseau sont directement associées au développement des EnR. L'intégration des énergies renouvelables sur le système au cours des prochaines années sera réalisée (i) en maximisant l'utilisation des actifs existants via l'utilisation des « flexibilités » et (ii) en construisant 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), le réseau devra faire l'objet d'adaptations structurantes.

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 permettre d'écouler la totalité de la production des installations d'EnR pourrait être peu utilisé et, en tout cas, rarement utilisé à sa capacité maximale. Ainsi, d'un point de vue économique, il est a priori pertinent de dimensionner les réseaux en s'autorisant à ne pas être en mesure d'accepter 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 ». Ce même principe se retrouve également dans le concept d'offres de raccordement intelligentes d'Enedis, bien que les modalités de mise en œuvre diffèrent sensiblement.

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. Cette méthode s'inscrit dans un cadre plus général du développement des flexibilités afin de mieux dimensionner les réseaux, d'en limiter l'empreinte écologique globale et de maîtriser les coûts associés. Les analyses présentées dans le SDDR montrent que le recours occasionnel à des modulations de production constitue une solution techniquement mature et économiquement efficace pour résoudre les contraintes du réseau de transport.

4.1 Le dimensionnement optimal avec le recours très ponctuel aux limitations de production d'énergie renouvelable permet de réduire sensiblement les besoins d'investissements

Le principe du dimensionnement optimal repose sur la recherche de l'optimum économique entre (i) le coût d'écrêtements ponctuels de production et (ii) le coût de développement ou de renforcement des infrastructures de réseau. Le recours à la modulation de production est économiquement pertinent tant que le coût de mobilisation du moyen de production nécessaire pour compenser la modulation de production (l'énergie non évacuée) est inférieur au coût du renforcement du réseau.

Ainsi, pour chiffrer les investissements nécessaires à l'adaptation du réseau HTB1, RTE a modélisé le réseau HTB1 en le représentant sous la forme de 1 300 poches de réseau HTB1. Au sein de ces poches, RTE a tâché de refléter la diversité des situations locales de réseau et de développement prévu des EnR. RTE a réalisé pour chaque ligne électrique modélisée un calcul des flux afin de détecter d'éventuelles contraintes. Cette modélisation, 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.

Pour évaluer l'impact du dimensionnement optimal, RTE a eu recours à un algorithme visant à identifier les meilleures solutions de résolution des contraintes sur le réseau HTB1 d'un point de vue technico-économique. Cet

algorithmes permet, en cas de contraintes sur le réseau modélisé, d'identifier les investissements pour lesquels les coûts liés à ces investissements sont inférieurs au coût de l'écrêtement de production.

Le coût de l'écrêtement est évalué en fonction du volume de l'énergie non évacuée en cas de contrainte d'injection, valorisé au coût variable du moyen de production mobilisé afin de compenser cette énergie non produite tout en prenant en considération la valeur tutélaire du CO₂.

Différentes solutions d'investissements sont successivement évaluées, comparativement à la valeur de l'énergie écrêtée qu'elles évitent :

- mise en place d'automates curatifs ;
- installation de capteurs collectant en temps réel l'état de la ligne, appelés « *Dynamic Line Rating* » (DLR) ;
- mise en place d'automates préventifs ;
- renforcement structurel du réseau.

Ce sont ces comparaisons qui conduisent, dans chaque cas, à retenir la solution la plus efficace et à éviter en conséquence certains renforcements structurels. D'après les études réalisées par RTE, le recours aux limitations ponctuelles de production avec automates est pertinent pour les contraintes dites occasionnelles, c'est-à-dire jusqu'à quelques centaines d'heures par an. Au-delà, le renforcement du réseau devient plus économique.

Ainsi, RTE estime à 7 Md€ sur 15 ans dans le scénario PPE, les économies d'investissements associées à la mise en œuvre du dimensionnement optimal⁶.

Avec cette approche, la production qui ne pourrait pas être injectée sur le réseau, quasiment inexistante aujourd'hui, se limiterait en moyenne à 0,3 % de la production EnR terrestre à l'horizon 2035 selon RTE. Cela représente 0,3 % de 164 TWh de la production EnR terrestre (qui correspond à la moyenne des scénarios PPE, Volt et Ampère s'agissant de la production renouvelable terrestre à l'horizon 2035), soit 0,08 % de la production totale en 2035, ce qui est marginal.

La CRE considère que cette méthode d'évaluation des investissements et des gains liés au dimensionnement optimal permet effectivement de montrer l'intérêt du dimensionnement optimal et de donner un ordre de grandeur cohérent des économies qu'il devrait permettre. La CRE est ainsi, à ce stade, favorable à la généralisation de cette approche dans les études de dimensionnement de réseau. En effet, en raison de la variabilité et de l'imprévisibilité des gisements qu'elles exploitent, certaines installations renouvelables peuvent n'atteindre que ponctuellement leur puissance maximale. Pour ces installations, dimensionner les réseaux de manière à être en mesure d'évacuer la totalité de la production peut s'avérer extrêmement coûteux. Ainsi, en exploitant les infrastructures existantes au plus près de leurs capacités techniques, cela permettrait d'éviter de construire des ouvrages de réseau dont l'utilité se limiterait à quelques heures dans l'année et n'en justifierait pas le coût. En sus de faciliter l'accueil des EnR sur le réseau, l'optimisation des besoins d'adaptation se matérialiserait par un moindre risque de coûts échoués et une limitation des dépenses d'investissements de RTE.

Pour que ces économies se matérialisent, la CRE sera vigilante à ce que les principes de la méthode retenue par RTE dans le SDDR soient effectivement mis en pratique, et ce notamment dans le cadre du dimensionnement des Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (S3REnR).

Par ailleurs, la CRE estime que les hypothèses retenues par RTE dans le SDDR 2019 devront être régulièrement adaptées aux hypothèses de prix des combustibles plus récentes et qu'une valeur du CO₂ cohérente avec le système européen d'échange de quotas d'émission (EU-ETS) doit être utilisée, étant donné le fonctionnement actuel de l'EU-ETS. La prise en compte de ces hypothèses conduit à diminuer significativement la valeur de l'énergie non évacuée ou le coût des pertes électriques, diminuant d'autant la valeur des investissements permettant de réduire les limitations d'injection ou les pertes électriques.

En outre, les analyses préliminaires de la CRE indiquent que les hypothèses de coûts de renforcement de réseau retenues pour le SDDR peuvent sembler optimistes.

En conséquence, la CRE compte demander à RTE d'utiliser les hypothèses les plus à jour lors des études de réseau.

4.2 Le développement des outils de pilotage de la production doit être mené en concertation avec les producteurs et les GRD

Le recours aux limitations de production suppose selon les modalités préconisées par RTE une numérisation du réseau pour renforcer le pilotage en temps réel notamment au travers de l'installation d'automates afin d'envoyer des consignes précises d'écrêtements aux sites pouvant soulager les contraintes sur le réseau. Aujourd'hui, on

⁶ 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.

compte 80 automates de limitation de production sur le RPT et RTE envisage d'installer environ 1 400 automates supplémentaires tout au long des 15 prochaines années dans le scénario PPE.

Les automates de limitation de la production renouvelable permettent de mieux exploiter la capacité du réseau existant en diminuant notamment le volume d'énergie écrêtée par rapport à un écrêtement manuel. Néanmoins, le pilotage dynamique de la production implique une instrumentation renforcée du réseau électrique dont le coût doit être mis en balance avec les bénéfices supplémentaires associés au déploiement de nouveaux automates. Les coûts correspondants au plan de déploiement d'automates sont donc à déduire des économies permises par l'écrêtement. Les analyses préliminaires de la CRE montrent que les coûts liés à la numérisation du réseau au titre du dimensionnement optimal sont faibles par rapport aux économies permises et ne remettent pas en question la pertinence économique de l'approche de RTE.

La mise en œuvre de l'écrêtement devra faire l'objet d'une coordination étroite entre les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution (GRD). Les décisions d'investissements de RTE dans le renforcement structurel du réseau ou dans une solution de flexibilité peuvent effectivement impacter le réseau de distribution d'électricité, et l'inverse peut être également vrai. Il est donc essentiel que les principes sous-jacents à la doctrine d'investissements de RTE et à celle des gestionnaires de distribution soient cohérents voire harmonisés, si cela est pertinent. La CRE considère que des synergies existent entre les investissements en transport et en distribution et que, en conséquence, les GRD et RTE devraient renforcer leur coopération. Le renforcement de cette coopération devrait notamment porter sur l'élaboration des études de dimensionnement des réseaux, d'une part, et l'exploitation des réseaux, d'autre part, afin de permettre une gestion optimisée du pilotage de la production renouvelable terrestre.

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

5. UNE VALORISATION A APPROFONDIR DES AUTRES FLEXIBILITES AU SERVICE DU RESEAU

L'utilisation de solutions de flexibilités peut améliorer la gestion du réseau de transport et, ainsi, permettre d'éviter le renforcement ou la construction de certains ouvrages, dont le coût et l'empreinte environnementale sont importants. D'un point de vue économique, le recours ponctuel aux limitations de production est la solution de flexibilités la plus efficace. Toutefois, au-delà du dimensionnement optimal, 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 des renforcements ou créations d'ouvrages.

5.1 Les flexibilités sont une alternative aux investissements de réseau qu'il est nécessaire d'intégrer dans les études de dimensionnement du réseau

Les solutions de flexibilités sont de deux natures : intrinsèques au réseau ou nécessitant des actions de la part de tiers (producteurs, consommateurs, installations de stockage). Les flexibilités internes à RTE consistent à modifier les flux sur les lignes électriques (modification de la topologie du réseau ou adaptation en temps réel l'état de la ligne pour en maximiser l'utilité, appelés « *Dynamic Line Rating* » (DLR). Les flexibilités externes à RTE, proposées par des tiers pour rendre différents services au système, comprennent notamment la modulation de la production ou de la consommation ou encore le stockage. Les flexibilités internes ou externes nécessitent pour certaines l'utilisation de dispositifs techniques comme les automates et les capteurs.

En fonction des besoins de réseau identifiés, une source de flexibilités peut répondre à ce besoin en lieu et place d'un renforcement du réseau, de façon provisoire ou permanente, et, dans certains cas, elle pourrait être mobilisée à un coût inférieur à celui de cet investissement. Ainsi, la mise en œuvre efficace de flexibilités favorise la maîtrise des dépenses d'investissements tout en permettant l'accueil d'un important niveau d'EnR.

La CRE souhaite que le recours à l'ensemble des solutions de flexibilités soit systématiquement considéré comme une alternative à l'investissement. Cela nécessite une évolution des méthodes de dimensionnement et du processus de décision de RTE puisque l'approche traditionnelle consiste à prévoir des redondances d'ouvrages pour faire face à certaines défaillances du réseau électrique, sans prendre en compte de flexibilités. La CRE sera attentive au fait que la recherche d'une flexibilité répondant aux caractéristiques de la contrainte identifiée soit intégrée à l'ensemble des méthodes et pratiques de RTE.

5.2 La CRE souhaite que RTE analyse systématiquement l'apport du stockage et des autres flexibilités

Dans le SDDR 2019, RTE a analysé différentes solutions de gestion des congestions du réseau en fonction de la durée de la contrainte sur le réseau de transport. Différentes solutions de flexibilités telles que l'écrêtement de production renouvelable, le stockage par batteries et le *power-to-gas* sont comparées au renforcement du réseau.

Dans un contexte où le système électrique doit s'adapter au développement massif des EnR de la façon la plus efficace possible, les limitations ponctuelles de la production renouvelable ont été identifiées par RTE comme l'un des gisements de flexibilités les plus efficaces notamment pour les contraintes occasionnelles (une centaine d'heures par an) sur le réseau HTB1.

RTE montre que le stockage par batteries et le *power-to-gas* ne constituent pas, à court terme, des alternatives économiquement compétitives par rapport à la limitation de production renouvelable ou au renforcement du réseau, dans le cadre des hypothèses retenues pour le SDDR 2019.

Cependant, l'analyse comparative du SDDR 2019 repose sur un ensemble d'hypothèses qui devra faire l'objet d'une mise à jour dans les années à venir. Les différentes études sur le stockage d'électricité montrent une rapide évolution des technologies de batterie et une baisse des coûts de celles-ci. Ainsi, l'évolution des coûts pourrait s'avérer plus rapide que les hypothèses prises par RTE dans le SDDR.

Par ailleurs, les flexibilités constituent un outil multiservice. De nouvelles opportunités émergent pour intégrer sur le réseau des solutions portées par des acteurs tiers, qui pourront valoriser leurs flexibilités de différentes façons. Plus particulièrement, les dispositifs de stockage, en pouvant fournir à la fois des services de gestion des congestions sur le réseau, des services d'équilibrage, de passage de la pointe et d'optimisation infrajournalière, répondent à des besoins de flexibilité variés. Ainsi, le modèle d'affaire du stockage par batteries repose sur le cumul des revenus issus de ces différents services. Or, dans le SDDR 2019, en raison des incertitudes sur la capacité à cumuler toutes les sources de revenus, d'une part, et sur les revenus pouvant être obtenus sur ces différents segments de marché, d'autre part, seule une partie des bénéfices relatifs aux services d'équilibre offre-demande (la valeur capacitaire et l'optimisation infrajournalière) est considérée à l'horizon 2019 et aucun des bénéfices n'est pris en compte pour les analyses à l'horizon 2035. Dans l'analyse menée à cet horizon, la valeur du stockage par batteries présentée ne porte que sur la résolution des congestions sur les réseaux, sans prendre en compte la valeur sur les marchés de l'énergie, qui pourrait rendre cette solution de flexibilité plus compétitive.

Dans son dernier rapport sur les Réseaux électriques intelligents⁷, RTE étudiait la rentabilité des projets de batteries en cumulant les bénéfices apportés par les projets. A horizon 2030, en cumulant les services de gestion des congestions sur le réseau, de passage de la pointe et d'optimisation infrajournalière, les batteries présenteraient un intérêt économique, et ce sans considérer les services d'équilibrages.

Ainsi, à titre d'illustration, dans le cadre des récents Appels d'Offre Long Terme, dont les résultats⁸ ont été publiés le 26 février 2020, les porteurs de projets de batteries ont effectué des offres à des niveaux très compétitifs. Les capacités retenues bénéficieront d'un « revenu en capacité » fixé sur sept ans à un niveau de 28 000 €/MW ou 29 000 €/MW selon les échéances. Ce complément de revenu nécessaire à la rentabilité des projets est du même ordre de grandeur que les revenus qu'un projet de batterie pourrait tirer de la gestion des congestions sur le réseau électrique selon le SDDR (jusqu'à 10 000 €/MW/an pour des contraintes occasionnelles, jusqu'à 20 000 €/MW/an pour des contraintes fréquentes).

Au vu des perspectives sur les coûts et les bénéfices relatifs au stockage par batteries, la CRE considère que RTE doit dès à présent l'intégrer de façon systématique comme une solution alternative au développement ou au renforcement de réseau dans ses études. Par ailleurs, RTE doit prendre en compte les derniers coûts observés du stockage compte tenu de leur rapide évolution.

5.3 RTE doit mettre en place un cadre permettant de mettre en œuvre ces solutions de flexibilités au service du réseau

Donner la possibilité à l'ensemble des solutions de flexibilités d'offrir leurs services sur les différents segments de marché est une condition *sine qua non* à l'émergence effective de ces solutions. En effet, le développement des solutions de flexibilités 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 s'agissant des mécanismes de gestion des congestions.

Il est nécessaire de communiquer aux offreurs de flexibilité les besoins du réseau de transport, de les inciter à s'installer dans les zones adéquates du point de vue du réseau, par exemple au travers d'appels d'offres locaux

⁷ https://www.rte-france.com/sites/default/files/rei_2017_complet_8.pdf

⁸ <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/securite-dapprovisionnement-gouvernement-soutien-developpement-nouvelles-capacites-electriques-en>

lorsque cette solution apparaît pertinente, puis de faire appel à ces acteurs de façon efficace, transparente et non discriminatoire.

La CRE considère que la transparence des besoins en flexibilité des gestionnaires de réseau est indispensable au développement des différentes sources de flexibilités. La première priorité est donc que RTE publie les contraintes existantes et anticipées du réseau. Les offreurs de flexibilité potentiels, notamment les stockeurs, doivent avoir une vision précise des contraintes du réseau pour faire leurs choix d'investissements. RTE envisage dans un premier temps une publication des contraintes sur la zone S3REnR des Hauts-de-France au début de l'année 2020. Cette publication sera ensuite étendue à l'ensemble des régions en lien avec le rythme de révision des S3REnR.

En outre, RTE doit mettre en place un cadre permettant de contractualiser en amont des sources de flexibilités telles que le stockage. En l'absence d'avancées concrètes sur le sujet, RTE a proposé fin 2019 une nouvelle feuille de route qui doit aboutir d'ici fin 2020 :

- à l'identification des situations de réseau les plus prometteuses pour les flexibilités ;
- au lancement d'expérimentations avec des tiers ;
- à la définition et la mise en œuvre d'un cadre contractuel adéquat.

La CRE 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. Elle considère que les différentes formes de contractualisation, de plus ou moins long terme, donnant la possibilité aux offreurs de flexibilités – dont notamment les actifs de stockage – de participer à la gestion des congestions et aux autres segments de marché, permettraient de reporter voire d'éviter certains investissements de réseau.

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

Question 7 Partagez-vous l'analyse de la CRE sur (i) la nécessité de construire le cadre contractuel visant à permettre aux actifs de stockage de répondre aux besoins de réseau et (ii) la nécessité de publier les contraintes de réseau actuelles et estimées à moyen terme afin de transmettre des signaux économiques pertinents pour le développement de flexibilités là où elles sont les plus utiles ?

6. LES QUESTIONS METHODOLOGIQUES POSEES PAR LA VALORISATION DES EMISSIONS DE CO₂ DANS LES ANALYSES COUT-BENEFICE DES PROJETS DE RESEAU

Les choix effectués par RTE en termes d'investissements et de décisions opérationnelles peuvent influencer sur les émissions de gaz à effet de serre de plusieurs façons. Par exemple, les projets nationaux et internationaux menés par RTE impactent le niveau des congestions et des pertes qui influe sur la production électrique issue de ressources carbonées ou décarbonées. On peut également penser aux actions menées par RTE pour réduire les rejets de SF₆ issus des postes sous enveloppe métallique (PSEM).

L'évaluation technico-économique d'un projet intègre généralement une valeur de marché de la tonne de CO₂ émise. En effet, les émissions de CO₂ dans l'Union européenne, pour les secteurs industriels dont la production d'électricité, sont contrôlées par un système d'échange de quotas d'émissions (Emissions Trading System ou EU ETS). Ce système alloue aux entreprises concernées par le dispositif, gratuitement ou par enchères, une certaine quantité de quotas d'émissions. Ces entreprises doivent ensuite, sur une période donnée dite de conformité, restituer une quantité de quotas d'émissions, correspondant à leurs émissions réelles. Afin de répondre à leurs obligations, les entreprises peuvent acheter ou vendre des quotas sur le marché carbone européen.

Dans le choix des stratégies de renouvellement et d'adaptation du réseau, RTE retient une « valeur tutélaire » de l'émission de CO₂ plutôt qu'une valeur de marché, telle que décrite ci-dessus. La valeur tutélaire du carbone correspond à la valeur préconisée pour évaluer socioéconomiquement les investissements publics. Plus précisément, elle correspond, pour la France, à la valeur que la société doit accorder aux actions publiques et privées de décarbonation afin d'atteindre l'objectif « ZEN » en 2050, c'est-à-dire zéro émissions nettes de gaz à effet de serre liées aux activités humaines.

La valeur tutélaire utilisée par RTE correspond à la préconisation issue du rapport de la commission « Quinet » de 2008 fixant la valeur du carbone en 2030 à 100 €/2008/tCO_{2e}, en se fondant sur une approche coût-efficacité⁹ des actions permettant de réduire les émissions de gaz à effet de serre. Dans le rapport Quinet de 2019, cette valeur

⁹ La démarche ne consiste pas à évaluer le coût social des dommages produits par l'émission d'une tonne de CO_{2e} sur le territoire français, mais à identifier la valeur du carbone cohérente avec l'objectif de réduction des émissions à l'horizon 2050.

a récemment été révisée à la hausse à hauteur de 250 €/2018/tCO_{2e} 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.

Si la prise en compte d'une valeur tutélaire de l'émission de CO₂ permet, sur le plan théorique, de sélectionner des investissements permettant d'atteindre les objectifs en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre, l'application de cette valeur aux décisions d'investissement de RTE soulève certaines interrogations, notamment sur la capacité effective des projets de RTE de réduire les émissions de gaz à effet de serre à l'échelle de l'Union européenne, dès lors que ces émissions font partie du périmètre des secteurs couverts par l'EU ETS. Dans les faits, la prise en compte de la valeur tutélaire ne permet pas une réduction supplémentaire des émissions de CO₂ par rapport à la valeur marché : les quotas économisés pourront être réutilisés dans d'autres secteurs (voir annexe).

L'usage d'une valeur tutélaire dans les décisions d'investissements publics doit permettre de prendre les meilleures décisions compte tenu de leurs impacts environnementaux. La CRE partage cet objectif et considère qu'il est nécessaire de prendre en compte les impacts environnementaux des projets de réseau et accueille très favorablement la démarche de RTE d'effectuer une évaluation environnementale de son schéma de développement de réseau. Compte tenu de l'ensemble des impacts environnementaux des ouvrages de réseau et du montant des dépenses d'investissements en jeu, il est nécessaire que les méthodes d'investissements de RTE reflètent la contribution réelle de ces projets à la lutte contre le changement climatique. Pour ce faire, la CRE considère qu'il est nécessaire de prendre en compte l'interaction avec le marché européen du CO₂ et que cela implique, étant donné le fonctionnement actuel de l'EU-ETS et en l'absence de mesures correctives¹⁰, que RTE prenne la valeur du marché du CO₂ dans les analyses coût-bénéfice de ses projets de réseau.

Dans le cadre actuel, l'utilisation du prix de marché plutôt que de la valeur tutélaire du CO₂ du rapport Quinet de 2019 réduirait vraisemblablement les investissements, sans modifier le niveau global des émissions de CO₂ à l'échelle européenne. En outre, en limitant les investissements sur le réseau, l'utilisation du prix de marché du CO₂ réduirait également l'empreinte environnementale et paysagère du réseau.

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

7. LA NECESSITE D'UNE GESTION DES ACTIFS ECONOMIQUEMENT ET ENVIRONNEMENTALEMENT PERTINENTE POUR MAITRISER LA HAUSSE DES INVESTISSEMENTS

Le réseau de transport d'électricité est, en moyenne, âgé d'environ 50 ans et la durée de vie maximale théorique des lignes aériennes est estimée, dans le cas général, à 85 ans. Or, à partir de 2030, un nombre croissant de lignes aériennes, construites après la Seconde Guerre Mondiale, va atteindre cet âge de 85 ans. La question de la gestion de ces actifs et de leur renouvellement devient donc un enjeu de plus en plus important pour le système électrique. Ainsi, les dépenses de renouvellement ont été intégrées au SDDR. Le montant dédié au renouvellement du réseau passe d'environ 350 M€ par an actuellement à plus de 500 M€ par an entre 2021 et 2035 dans le scénario PPE.

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.

7.1 RTE préconise une mise en souterrain accrue, politique dont le coût pour les utilisateurs du réseau doit être contrôlé

Dans le cadre de sa politique d'adaptation et de renouvellement, 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 ;

¹⁰ Une réduction du nombre de quotas de l'EU-ETS à hauteur des émissions évitées permettrait par exemple de compenser l'impact de la décision d'investissement fondée sur la valeur tutélaire du CO₂ du système EU-ETS.

- 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. S'agissant du réseau HTB1, les hypothèses retenues dans le SDDR semblent montrer que lignes aériennes restent moins coûteuses que les lignes souterraines, d'environ 30 %, et que cet écart n'est que partiellement compensé par les coûts relatifs aux mesures d'insertion des projets et à la maintenance et l'entretien.

Par ailleurs, les hypothèses de coûts des liaisons souterraines retenues dans le SDDR 2019 sont plus basses que les informations communiquées par RTE dans le cadre de l'élaboration des S3REnR. Il convient de préciser que le haut des fourchettes de coûts des S3REnR correspond aux coûts appliqués dans un environnement urbain et n'est donc pas comparable aux coûts des lignes souterraines envisagées dans le SDDR.

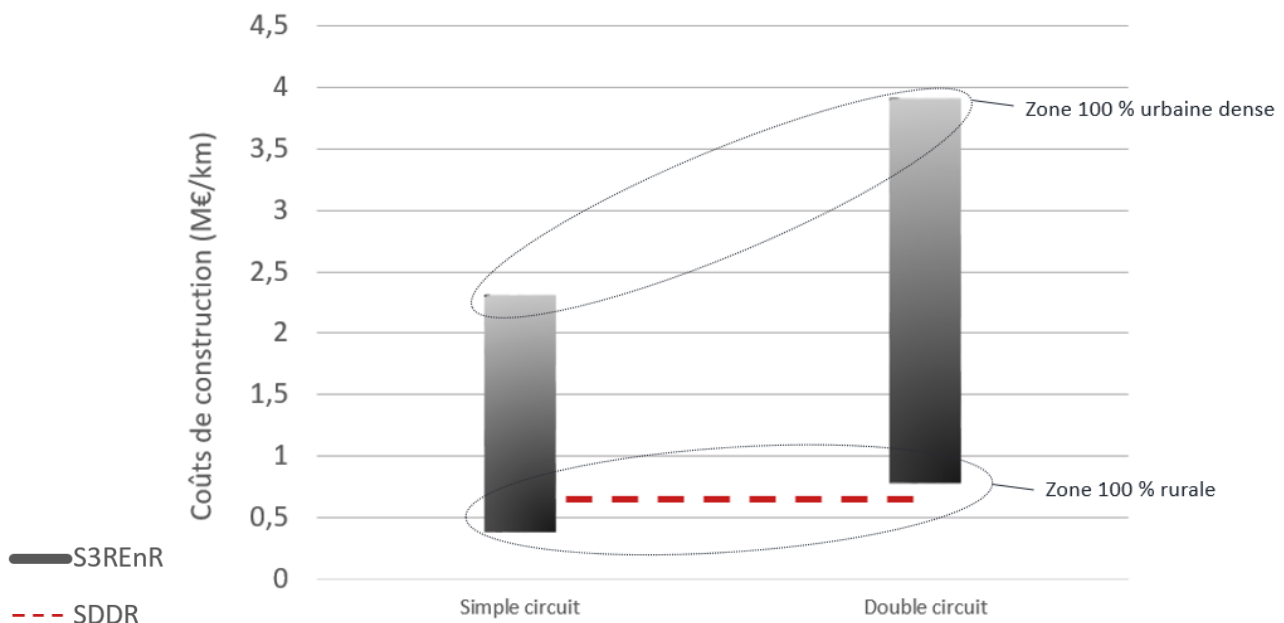


Figure 7 – Comparaison des coûts de création d'une ligne souterraine en HTB1 (source : analyse de la CRE reposant sur des données relatives aux travaux entre la CRE et RTE sur le SDDR 2019 et les S3REnR)

Sur la base de ces analyses et des données communiquées par RTE, le surcoût d'une politique de mise en souterrain systématique sur le réseau HTB1 pourrait se chiffrer en plusieurs dizaines de millions d'euros, voire dépasser 100 M€ par an. Ce surcoût serait principalement supporté par les utilisateurs de réseau via le TURPE.

RTE indique que les dépenses de maintenance et d'entretien et les coûts d'insertion sont plus faibles pour les lignes souterraines. Toutefois, l'absence de données précises sur ce point ne permet pas de réaliser une analyse sur la durée de vie de l'ouvrage.

En conséquence, la CRE considère à ce stade que l'approche aérienne par défaut, avec un recours au souterrain au cas par cas, sur les niveaux de tensions HTB2 et HTB3, est pertinente. S'agissant du HTB1, elle considère pertinent le recours préférentiel 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 si l'impact sur l'environnement ne s'avère pas néfaste, comme cela est prévu dans le contrat de service public entre RTE et l'État. Mais dans les autres cas, RTE devrait considérer dans ses études de réseau l'option de lignes aériennes et retenir la solution la moins coûteuse pour les utilisateurs de réseau en prenant en compte l'intégralité des coûts des différentes solutions envisagées sur la durée de vie des ouvrages.

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

7.2 Une gestion plus ciblée des actifs est une opportunité pour maîtriser la hausse des dépenses d'investissements

Une politique de gestion plus ciblée des actifs

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 l'état réel du patrimoine plutôt que, de façon systématique, sur des critères normatifs. Cette nouvelle stratégie conduirait RTE à traiter les risques critiques et à accepter et surveiller les risques résiduels. Cette recherche de solutions optimales sur le cycle de vie des actifs pourrait modifier le rapport entre les charges d'exploitation (OPEX) et les charges de capital (CAPEX), en allongeant la durée de vie de certains composants, si leur bon état patrimonial est avéré. A l'inverse, pour certains actifs n'ayant pas encore atteint leur limite d'âge mais dont leur état est plus dégradé qu'initialement envisagé, RTE prévoit des plans d'accélération des actions de renouvellement.

La CRE est, à ce stade, favorable aux principes de cette démarche, qui vise à une gestion plus optimisée des actifs du réseau. Elle comprend que RTE prend également en considération l'utilisation du réseau dans sa stratégie de gestion des actifs lors des études de zones permettent de mutualiser les travaux de renouvellement et les adaptations. La CRE est favorable, *a priori*, à la mutualisation des investissements de renouvellement et d'adaptation. 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, il apparaît pertinent d'optimiser les échéances de réhabilitation en lien avec l'utilisation du réseau. La généralisation de ce principe semble pertinente.

RTE prévoit en outre une accélération du renouvellement et de la maintenance (i) pour traiter l'état de corrosion avancée d'ouvrages dans certaines régions (plan corrosion), (ii) pour réduire les émissions de gaz des postes sous enveloppe métallique (plan « PSEM ») et (iii) pour limiter dès à présent l'usage des produits phytosanitaires pour l'entretien des postes (plan « zéro-phyto »). Ces trois plans sont étudiés successivement ci-après.

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, et estime nécessaire de faire évoluer les politiques de peinture et de réhabilitation des supports. En conséquence, 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 corrosion » 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. L'accroissement du budget de peinture des pylônes doit permettre, à terme, de diminuer les coûts de réhabilitation des pylônes. RTE estime le bénéfice net de ce plan « corrosion » entre 400 et 500 M€ sur les 30 prochaines années. La CRE est, à ce stade, favorable à la proposition de RTE.

Un plan « PSEM » pour limiter les rejets de gaz SF₆

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 SF₆ – un gaz contribuant à l'effet de serre¹¹ – dans l'atmosphère. Face à ce risque, RTE souhaite renouveler plus rapidement les PSEM les plus exposés aux pollutions saline ou industrielle. Le renouvellement accéléré des équipements identifiés dans le plan « PSEM » réduira les émissions de gaz à effet de serre issues du réseau existant (de 0,1 MtCO₂eq/an par rapport à la situation actuelle). RTE chiffre le « plan PSEM » à 630 M€ de dépenses d'investissements réparties sur la période 2021-2035, soit environ 40 M€ par an. A ces investissements supplémentaires s'ajoutent environ 7 M€ par an de dépenses de maintenance et réhabilitation (OPEX). La CRE est, à ce stade, favorable à la proposition de RTE.

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

Au travers du plan dit « zéro-phyto », 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.

A l'heure actuelle, les interdictions relatives à l'usage de produits phytosanitaires portent principalement sur certains produits à base de glyphosate ou existent au niveau local, notamment dans des zones sensibles du point de vue de la pollution de l'eau. Des produits phytosanitaires alternatifs existent pour l'entretien des postes et restent autorisés.

¹¹ D'après le rapport du GIEC sur le Potentiel de Réchauffement Global à 100 ans, chaque kilogramme (kg) de SF₆ émis dans l'atmosphère a le même impact sur l'effet de serre global à long terme que 23 500 kg de CO₂.

Pour aller au-delà et se passer de produits phytosanitaires, RTE peut soit procéder à des aménagements de sites, pour en faciliter l'entretien, soit les entretenir sans aménagements. En fonction des sites, les aménagements consistent soit en une végétation couvre-sol, soit en un paillage minéral pour les sites sur lesquels la végétation couvre-sol n'est pas envisageable (cas où le risque électrique est trop élevé avec la végétation).

D'après les éléments fournis par RTE, l'entretien des sites par des solutions sans recours aux produits phytosanitaires coûte de 7 à près de 20 fois plus cher que l'entretien en désherbage actuel. L'entretien d'un site aménagé avec un couvre-sol végétal est moins coûteux qu'un entretien zéro-phyto sans aménagement et est plus de deux fois moins coûteux que l'entretien d'un site aménagé avec un paillage minéral.

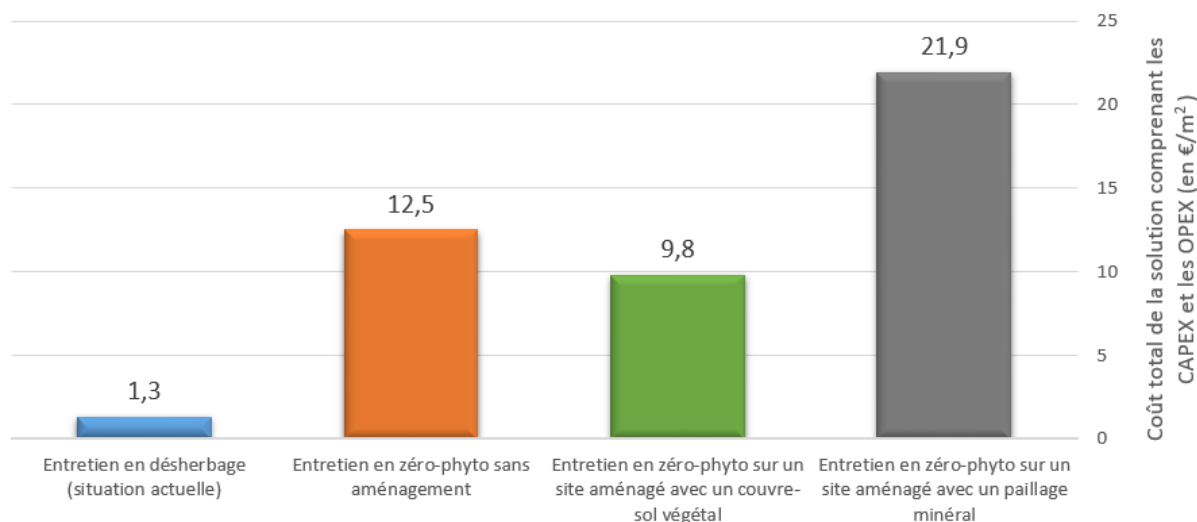


Figure 8 – Comparaison financière des différentes solutions avec et sans l'usage des produits phytosanitaires (source : analyse de la CRE reposant sur des données relatives au SDDR 2019)

La CRE 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. Elle est donc favorable à la mise en place d'une politique limitant l'usage de produits phytosanitaires en ligne avec les évolutions de la réglementation. 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.

De façon à maîtriser les coûts pour les utilisateurs de réseau, la CRE est favorable à ce que RTE réalise d'abord les aménagements sur les postes pouvant faire l'objet d'un couvert végétal, soit 80 % des postes de RTE. Les autres cas devront faire l'objet d'analyses ultérieures.

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

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

8. UN EFFORT DE NUMERISATION DU RESEAU DE TRANSPORT A MIEUX CALIBRER

L'exploitation en temps réel du réseau de transport d'électricité repose sur un système d'information national. Au niveau local, des dispositifs de contrôle-commande sont installés dans chaque poste électrique et des composants numériques sont directement situés sur le réseau comme les automates. Les systèmes de télécommunication font l'interface entre tous ces éléments dans le but de garantir l'observabilité, la capacité de pilotage et la protection du réseau électrique.

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. RTE explique que la numérisation accrue du réseau de transport d'électricité vise à renouveler les systèmes de contrôle-commande considérés comme obsolètes, étendre le réseau de télécommunication et déployer des outils de supervision du réseau et d'action en temps réel. Afin de répondre

à ces finalités, le déploiement de la stratégie de numérisation repose sur ce que RTE qualifie de « paquets fonctionnels » qui répondent à une logique de priorisation des investissements. Par ailleurs, les dépenses associées à ces paquets diffèrent entre la période de 10 ans allant de 2021 à 2030 et la période de 5 ans allant de 2031 à 2035.

« Paquet fonctionnel »	Objectifs du « paquet fonctionnel »	Coûts associés	
		2021 - 2030	2031 - 2035
Paquet 0	Répondre au vieillissement naturel des systèmes de contrôle-commande existants	150 M€/an	100 M€/an
Paquet 1	Poursuivre le déploiement du réseau de télécommunication propriété de RTE afin d'assurer la transmission des différentes informations circulant sur le réseau	Près de 30 M€/an (entre paquets 1 et 2)	Près de 12 M€/an (entre paquets 1 et 2)
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)	25 M€/an	/
	Déployer des outils informatiques et des automates pour une plus grande supervision du réseau	Environ 50 M€/an	Environ 50 M€/an

Tableau 1 - Objectifs et coûts de la stratégie de numérisation de RTE (source : SDDR 19)

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 donc pas inclus dans l'enveloppe d'investissements de référence du SDDR.

8.1 La transformation numérique est un enjeu de premier plan pour RTE, dont la stratégie globale nécessite des études approfondies

La transformation numérique impacte l'ensemble de la chaîne de valeur du secteur électrique, et tout particulièrement le gestionnaire du réseau de transport d'électricité. La numérisation du réseau peut permettre de mobiliser de nouveaux leviers d'adaptation et d'exploitation du réseau tournés vers l'amélioration des performances pouvant se traduire de différentes façons : l'augmentation des capacités de transit des câbles et la diminution des pertes, l'optimisation de la gestion des actifs, l'anticipation des défaillances par la détection précoce de contraintes, etc. Ainsi, la CRE considère que la transformation numérique est un enjeu majeur pour RTE.

Si la numérisation du réseau peut être une opportunité pour gagner en efficacité en matière de développement et de pilotage du réseau, elle nécessite de faire l'objet d'une évaluation technico-économique afin de dimensionner les besoins de numérisation de façon adéquate et efficace en mettant en regard les bénéfices précédemment mentionnés avec les coûts et les risques inhérents au couplage des infrastructures électriques et numériques. Or, les éléments fournis par RTE dans le SDDR montrent l'intérêt des solutions de numérisation dans leur ensemble, mais ne permettent pas de juger de la pertinence de niveau de déploiement proposé, qu'il s'agisse de l'extension des réseaux de télécommunication ou de l'accélération de la numérisation du contrôle-commande.

Les sous-sections qui suivent présentent une première analyse du contenu des différents paquets, s'agissant (i) du renouvellement du contrôle-commande, (ii) de l'extension du réseau de télécommunication et (iii) du déploiement de composants numériques et de systèmes d'information pour le pilotage du réseau. La CRE considère toutefois que la stratégie de numérisation du réseau retenue par RTE doit être issue d'une définition précise des besoins et d'une analyse comparative de plusieurs scénarios budgétés et caractérisés. L'examen des opportunités d'économies doit également être finement réalisé. La CRE comprend que les études actuellement en cours au sein de RTE permettront de définir le degré optimal et les technologies de numérisation du réseau. Au vu de la transversalité et des enjeux d'un tel projet, la CRE poursuivra ses analyses et se prononcera une fois ces études terminées.

8.2 Le renouvellement du contrôle commande en réponse au vieillissement des systèmes existants est justifié. La pertinence d'une accélération devrait être analysée au cas par cas (paquets 0 et 2)

Les systèmes de contrôle-commande remplissent notamment les missions de détection des défauts sur les réseaux, de communication de l'information dans le système électrique et de télécommande des postes électriques.

Les systèmes de contrôle-commande sont renouvelés à l'échéance de la durée de vie de leur technologie qui a été définie à la suite d'examen réalisés selon la méthode « Analyse des Modes de Défaillances, de leurs Effets et de leur Criticité » (ADMEC). L'effet du vieillissement des systèmes de contrôle-commande induit un effort accru de renouvellement des composants obsolètes à partir de 2021. C'est l'objet du « paquet 0 » de la politique de numérisation du schéma décennal. Ce poste de dépenses d'investissements pourrait ainsi représenter environ 150 M€ par an entre 2021 et 2030, puis atteindre environ 120 M€ par an sur la période 2031 - 2035, contre un budget actuel d'environ 100 M€ par an. Le renouvellement à un rythme tendanciel des dispositifs de contrôle-commande obsolètes s'élèverait donc à 2,1 Md€ d'investissements entre 2021 et 2035.

RTE envisage d'aller au-delà du contenu du « paquet 0 » en accélérant le rythme de renouvellement en numérique du contrôle-commande sur les territoires présentant un fort développement des énergies renouvelables. RTE considère que ce fort développement nécessiterait une meilleure supervision et pilotabilité du réseau, ce qui pourrait justifier le recours à du contrôle-commande numérique. Cela revient à anticiper le renouvellement par rapport à la durée de vie anticipée des contrôles-commandes existants. Les dépenses additionnelles associées figurent dans le « paquet 2 » de la stratégie de numérisation et s'élèvent à 25 M€ sur les 15 prochaines années.

La CRE considère qu'il est pertinent de renouveler en numérique les systèmes de contrôle-commande ayant atteint leur durée de vie cible. Elle est également favorable à l'accélération du renouvellement dans les zones où la croissance de la production EnR va considérablement impacter les transits dans les ouvrages du réseau puisque l'observabilité et la protection des ouvrages dépendent en partie du bon fonctionnement du contrôle-commande. Elle considère que cette anticipation devra être justifiée techniquement et économiquement au cas par cas. En sus, de tenir des signaux de faiblesse observés par palier technologique, le remplacement des systèmes de contrôle-commande nécessite de tenir compte de l'offre des fournisseurs.

8.3 Des études complémentaires sont nécessaires pour déterminer le niveau optimal de déploiement du réseau de télécommunication et prioriser les investissements (paquet 1 et 2)

Différentes solutions de télécommunication sont intégrées au RPT. Les échanges entre les applications informatiques visant à superviser le réseau et les composants installés sur le réseau, tels que les automates ou les systèmes de contrôle-commande mentionnés précédemment, se font notamment par le biais d'un réseau de télécommunication. La fibre optique est l'une des solutions de télécommunication dont dispose RTE. Le réseau de fibre optique déployé au cours des dernières années compte près de 23 000 km de câbles optiques. Dans le SDDR, l'extension de l'infrastructure télécom représente un investissement de 30 M€ par an sur la période 2021 - 2030.

Dans le cadre du programme d'investissements de 2019 présenté à la CRE, RTE envisageait un projet de développement d'une infrastructure de télécommunications dont RTE serait propriétaire. RTE dispose aujourd'hui d'environ 23 000 km de câbles fibre optique, et souhaitait en complément dérouler environ 20 000 km de câbles optiques supplémentaires. La CRE a estimé prématuré d'approuver les dépenses relatives à ce projet, et a ainsi demandé à RTE de lui présenter une analyse coût-bénéfice détaillée. Pour ce faire, RTE a fourni un cahier des charges des études à mener préalablement à un éventuel déploiement d'une infrastructure de télécommunication dont RTE serait propriétaire afin de comparer cette solution avec les alternatives et de déterminer le niveau optimal de ce déploiement. Ces études doivent permettre de définir précisément le besoin de RTE en matière de réseaux de télécommunication, en termes de performance et de déploiement géographique notamment, d'avoir connaissance de l'ensemble des solutions de télécommunication envisageables, des coûts, des bénéfices et des risques associés. Ces éléments sont essentiels pour pouvoir décider de la stratégie industrielle de déploiement pour chacune des solutions de télécommunication qu'elle soit de la propriété de RTE ou opérée par lui. Cette analyse détaillée permettra de calibrer au mieux la construction des réseaux cibles de télécommunication opérés et privés.

Les études relatives à la stratégie de numérisation de RTE étant en cours, la CRE considère prématuré de se prononcer sur ce point.

8.4 Les composants numériques du réseau et les systèmes d'information doivent être des facilitateurs d'une gestion optimisée du réseau (paquet 2)

RTE avance que l'accroissement des outils informatiques et de supervision du réseau est une condition nécessaire à la réalisation des propositions du schéma décennal en termes d'adaptation et de renouvellement du réseau. En effet, la mise en œuvre du dimensionnement optimal avec recours ponctuel aux limitations de production ou la gestion optimisée des actifs impliquent de développer des outils pour superviser et agir sur l'état du réseau en

temps réel. C'est en ce sens que sont déployés, à hauteur de 10 M€ par an sur les 10 prochaines années, des solutions d'automates et des technologies de capteurs qui collectent en temps réel l'état de la ligne et permettent de mieux les utiliser (« *Dynamic Line Rating* » (DLR) ou « *monitoring* »).

Les ouvrages du réseau faisant l'objet d'une analyse d'opportunité s'agissant de leur « instrumentation » devront être communiqués à la CRE dans le cadre de sa compétence d'approbation des investissements de RTE. La CRE s'assurera que l'équilibre économique de ces solutions numériques est positif et que la temporalité de déploiement des solutions numériques est cohérente avec les besoins avérés du réseau.

En outre, la multiplication des composants numériques sur le réseau de transport d'électricité implique de développer des systèmes d'information tels que des logiciels et des applications nécessaires au traitement et à l'exploitation des informations récoltées via les automates et les capteurs.

Le schéma décennal mentionne que le renforcement des moyens informatiques représente 40 M€ par an sur la période 2021 - 2030, sans préciser le contenu des applications innovantes intégrant ce périmètre de dépenses. En outre, il précise qu'un nouveau système informatique s'appuyant sur l'intelligence artificielle est en préparation dans le cadre de la protection du réseau.

Au même titre que les projets de réseaux, l'ensemble des projets de développement informatique doit 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. La CRE considère que le déploiement d'outils numériques devra être justifié techniquement et économiquement au cas par cas.

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

9. LA NECESSITE DU PRINCIPE DE SEQUENCEMENT S'AGISSANT DES INTERCONNEXIONS AVEC LES PAYS VOISINS

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.

9.1 Le séquençage des projets d'interconnexion est une approche pertinente du point de vue industriel et en termes de soutenabilité financière

Les plans de développements européens à dix ans (TYNDP) retiennent systématiquement une vision volontariste des échéances de mise en service des projets d'interconnexion. Il en résulte une accumulation des projets dans les cinq prochaines années au niveau européen. En particulier, en ce qui concerne les interconnexions avec la France, la figure 9 montre que si l'ensemble des projets prévus dans le TYNDP étaient amenés à être réalisés selon le calendrier annoncé, les dépenses d'investissement à l'échelle de la France seraient triplées entre les périodes 2016 - 2020 et 2021 - 2025.

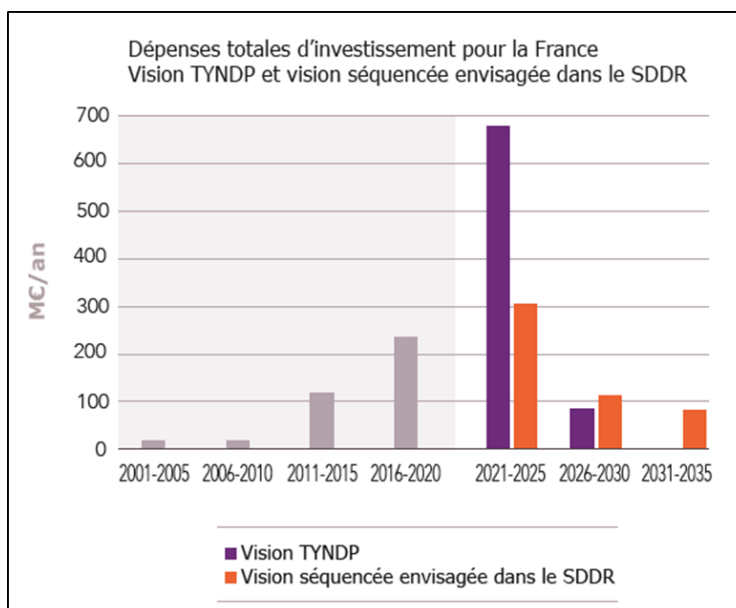


Figure 9 – Trajectoire des dépenses d'investissements dans les interconnexions à l'échelle France
(source : SDDR 2019)

Cette accumulation peut être questionnée au regard de la maturité variable des différents projets. Si certains 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. En outre, la mise en œuvre pratique d'une telle trajectoire semble irréaliste d'un point de vue industriel. Comme le souligne RTE dans le SDDR, cela mettrait à l'épreuve la capacité des fournisseurs à produire à temps et de manière compétitive les matériels nécessaires, et à construire les nombreuses stations de conversion à courant continu associées aux projets.

Dans le SDDR 2019, RTE propose de prioriser les projets d'interconnexions grâce à une approche séquentiée. RTE a ainsi défini des paquets de projets classés en fonction de leur maturité (Tableau 2). 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 :

Paquet	Contenu	Description
Paquet 0	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.
Paquet 1	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.
Paquet 2	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.
Hors paquets	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 2 – Description des paquets d'interconnexions (source : SDDR 2019)

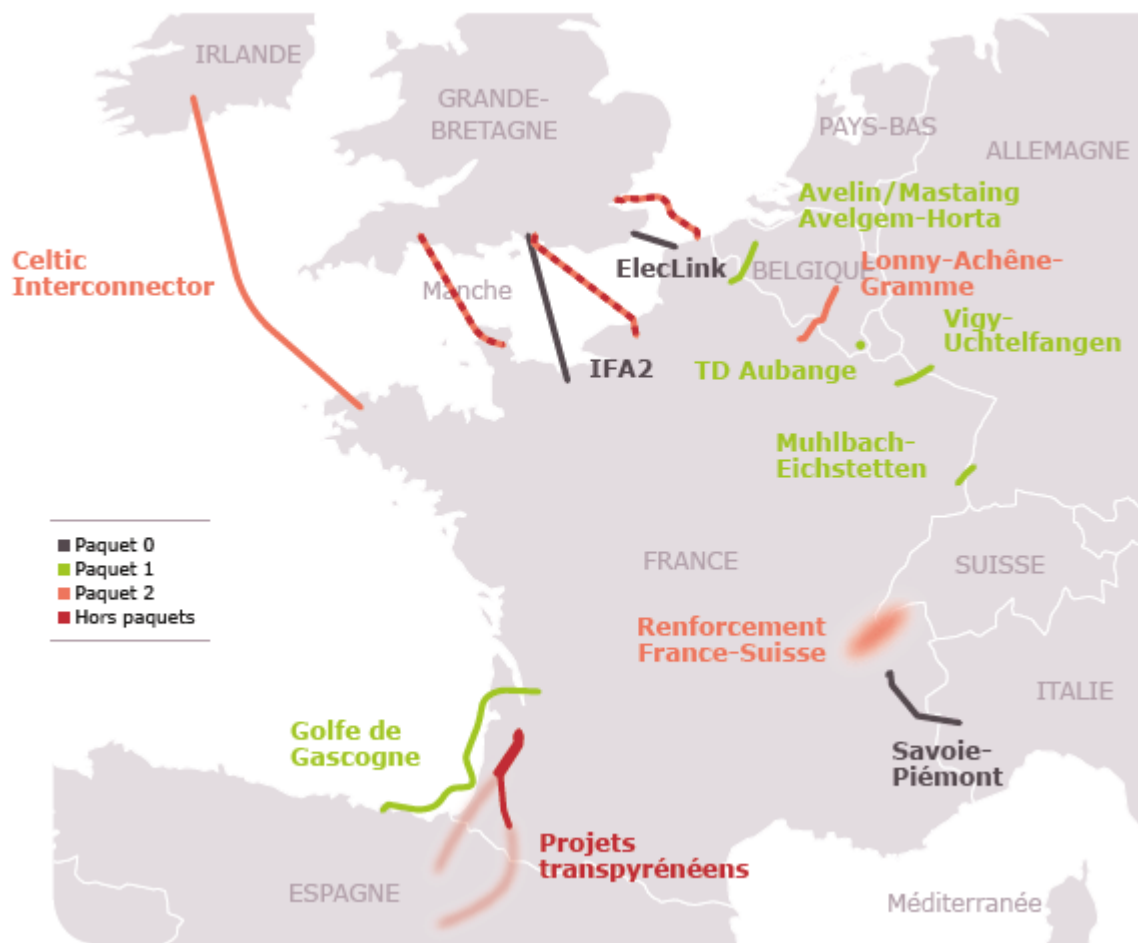


Figure 10 – Carte illustrant les paquets d'interconnexions aux frontières françaises (source : SDDR 2019)

Engager tous les projets selon leur calendrier indiqué dans le TYNDP 2018 ferait peser différents risques sur RTE et sur les utilisateurs de réseau. Ces risques sont les suivants :

- 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.

La CRE considère, à ce stade, 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 à la fois d'un point de vue économique, financier et industriel. 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 substantielle d'un montant de 530,7 M€¹² - 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.

¹² 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

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 réussite du projet Golfe de Gascogne avant de lancer de nouveaux projets.

9.2 L'espace économique est insuffisant pour lancer la construction de nouveaux projets avec le Royaume-Uni

S'agissant des interconnexions avec le Royaume-Uni, les analyses de RTE présentées dans le SDDR montrent que la valorisation de nouveaux projets, au-delà des projets en cours de construction, apparaît très dépendante du contexte et d'hypothèses encore très incertaines. RTE considère donc qu'en fonction des scénarios, entre 0 et 2 interconnexions nouvelles pourraient présenter un intérêt économique et propose une clause de revoyure afin de statuer sur ces projets une fois IFA2 et ElecLink mis en service et l'issue des négociations sur la sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne (*Brexit*) clarifiée. Ainsi, RTE a inclus 2 projets dans le paquet 2. Toutefois, dans les analyses de RTE, les projets ne semblent pertinents d'un point de vue économique que dans certains scénarios, en considérant des hypothèses de coûts du projet relativement basses et sans prendre en compte l'impact de ces projets sur les pertes et sur les congestions du réseau interne.

La CRE a publié en juillet 2019 une étude ayant pour objectif de déterminer le niveau d'interconnexion électrique entre la France et le Royaume-Uni pertinent du point de vue de la collectivité, c'est-à-dire pour lequel les bénéfices de la dernière interconnexion construite dépassent les coûts associés à cette interconnexion. Cette étude conclut que les bénéfices apportés par les projets actuellement à l'étude ne sont pas suffisants pour justifier de nouveaux investissements au-delà des projets déjà en construction, et ce alors même que les conséquences potentielles négatives du *Brexit* sur la valeur des interconnexions ne sont pas considérées. Comme la CRE l'avait déjà identifié lors de ses précédents travaux menés en 2017, les risques pesant sur les bénéfices sont d'autant plus grands, compte tenu de ce contexte de *Brexit*.

Ainsi, la CRE s'accorde avec RTE sur la nécessité d'avoir plus de visibilité sur les évolutions des marchés et sur les modalités de mise en œuvre du *Brexit* avant de décider de lancer de nouveaux projets d'interconnexion sur la frontière France/Royaume-Uni.

9.3 Des incertitudes majeures pèsent sur les projets d'accroissement de l'interconnexion avec l'Espagne

La capacité d'échange sur la frontière France-Espagne s'élève aujourd'hui à 2,8 GW grâce à un projet datant de 1982 et à la mise en service d'une interconnexion de 1,4 GW entre Baixas (France) et Santa Llogaia (Espagne) en 2015. La réalisation de cette interconnexion, traversant les Pyrénées, s'est avérée complexe et son coût a été multiplié par 8 par rapport à l'évaluation réalisée en 2003 pour le projet initial mis en débat public.

En complément des deux projets existants, RTE développe actuellement avec son homologue espagnol (REE) une interconnexion de 2,2 GW entre Bordeaux et Bilbao : le projet Golfe de Gascogne. Afin d'éviter les difficultés rencontrées par la traversée des Pyrénées lors du précédent projet, le projet Golfe de Gascogne relie les deux pays en passant par l'océan. Toutefois, le projet a rencontré des difficultés liées au franchissement du Gouf de Cap-Breton. Des études complémentaires sont en cours. Ce projet a, par ailleurs, obtenu un soutien financier à hauteur de 578 M€¹³ auprès du Mécanisme pour l'Interconnexion en Europe (MIE). La CRE considère que sa réalisation est prioritaire.

A ces projets, s'ajoutent les projets transpyrénéens aujourd'hui en phase d'étude, qui permettraient d'augmenter la capacité d'échange de 3 GW additionnels. Le SDDR met en avant des incertitudes techniques, économiques et sociétales rencontrées lors de la phase d'étude, ainsi que des coûts de congestion très importants sur le réseau français (entre 50 et 150 M€/an selon le scénario et l'horizon étudiés) pouvant entraîner des renforcements réseau conséquents. Par ailleurs, ces projets soulèvent des questions d'acceptabilité locale majeures. C'est pourquoi ces projets ont été placés dans le paquet 3, c'est-à-dire la catégorie de projets n'étant pas en situation d'être mis en service dans le cadre du SDDR. La CRE partage l'analyse de RTE et considère que RTE doit focaliser ses ressources, s'agissant de l'interconnexion France-Espagne, sur la réussite du projet Golfe de Gascogne.

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

¹³ https://ec.europa.eu/inea/sites/inea/files/2017_cef_energy_call_selection_decision_annex.pdf

10. LA PLANIFICATION ET L'ANTICIPATION DU DEVELOPPEMENT DES ENERGIES RENOUVELABLES TERRESTRES ET MARITIMES PEUVENT PERMETTRE D'OPTIMISER LES COÛTS MAIS LE RISQUE DE COÛTS ECHOUÉS DOIT ÊTRE CONSIDÉRÉ

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. La prévision des évolutions du système électrique, notamment en termes de localisation des nouveaux moyens de production, est un exercice complexe, d'autant plus à un horizon de 15 ans. Les besoins en investissements du réseau électrique présentés dans le SDDR doivent être mis en regard des incertitudes pesant sur ceux-ci.

En outre, les constituants du réseau électrique ont des durées de vie relativement longues (entre 15 et 110 ans). Par conséquent, certains investissements de RTE pourraient s'avérer, dans la durée, inadaptés voire, à l'extrême, inutiles. L'exercice du SDDR permet d'analyser les besoins d'investissements dans le réseau en fonction de nombreuses hypothèses de développement du système électrique. En revanche, il ne peut se substituer à des analyses précises et intégrant les incertitudes et les solutions plus flexibles lors des décisions individuelles d'investissements.

10.1 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 en matière de développement des EnR, les S3REnR prévoient et optimisent 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. L'ensemble des acteurs a notamment partagé l'importance de trouver des solutions pour réduire les coûts et les délais de raccordement au réseau pour les énergies renouvelables. Ce dernier point est particulièrement important pour les producteurs car les délais d'adaptation du réseau dépassent largement le temps de construction de leurs parcs. Pour limiter ce problème, RTE propose d'anticiper les études, la concertation et des procédures administratives sur les ouvrages dits « structurants », tels que les postes sources, pour le développement de capacités de raccordement EnR.

Les analyses de RTE montrent que l'anticipation des études détaillées et de l'instruction des démarches administratives présente un fort intérêt économique et pour l'atteinte des objectifs de développement des EnR. En effet, ces phases représentant une part importante du calendrier des projets (environ 70%) mais une part relativement faible des coûts des projets (environ 15%), il semble pertinent de les anticiper.

Comme souligné par RTE dans le SDDR 2019, l'intérêt d'anticiper les études et les procédures administratives est partagé par les différentes parties prenantes du groupe de travail « Anticipation ». La principale interrogation soulevée par cette anticipation est la couverture des potentiels coûts échoués. Dans le cas où des études et des procédures administratives sont abandonnées, les coûts associés pourraient être en partie couverts par les producteurs afin de donner une incitation sur la robustesse des hypothèses de gisements prospectifs servant de base aux anticipations.

La CRE estime que l'anticipation des études et des démarches administratives est une solution pertinente pour accompagner une transition énergétique rapide, avec un risque de coûts échoués limité. Elle y est, à ce stade, favorable.

Une deuxième évolution du dispositif des S3REnR envisagée par RTE 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. 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. C'est le cas des créations d'ouvrages, financés par la quote-part payée par les producteurs, pour lesquelles les producteurs n'ont pas intérêt à ce que les RTE surdimensionne inutilement. RTE propose donc que les postes sources à créer soient concernés par cette approche. La CRE y est favorable à ce stade.

Question 14 Etes-vous favorable, comme la CRE, aux principes d'anticipation des études et démarches administratives et de surdimensionnement des ouvrages à créer, afin d'anticiper les besoins de raccordement au-delà des S3RENr en cours, financés par les producteurs, dans le cadre des travaux liés aux S3RENr ?

10.2 Les mesures d'optimisation des coûts envisagées pour le raccordement de la production d'électricité renouvelable en mer peuvent être appropriées mais sont conditionnées à une planification précise et fiable du développement des parcs éoliens en mer

Le projet de PPE de janvier 2020 prévoit un développement massif de l'éolien *offshore* 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. Toutefois, jusqu'à présent, les raccordements sont traités au fil de l'eau et ne permettent pas une 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 poste de dépenses majeur nouveau par rapport aux investissements passés de RTE : ces dépenses sont stables 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. Au regard de ces montants, la réflexion de RTE sur un meilleur dimensionnement du réseau est positive.

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. Toutefois, certaines de ces mesures présentent des risques de coûts échoués. La condition *sine qua non* pour les limiter est que l'État donne de la visibilité et des informations précises et fiables sur la localisation des prochains parcs éoliens en mer, et s'engage sur cette feuille de route.

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. Cette approche de développement modulaire reviendrait à dimensionner dès le départ la plateforme en mer à la puissance finale visée, puis à ajouter au fur et à mesure les équipements électriques modulaires, tels que les transformateurs. Elle permettrait de réaliser des économies de près de 80 M€ par an.

Cependant, sans planification et engagement ferme de l'État, le risque de coûts échoués pourrait être conséquent au regard des montants en jeu.

La CRE estime qu'une telle planification, et ce d'autant plus si elle est conjointe entre réseaux de transport et la production éolienne en mer, est un facteur de réduction de coûts et de délais. Par conséquent, elle est favorable à une planification des parcs éoliens en mer coordonnée à celle du réseau afin notamment de veiller à la maîtrise des coûts de raccordement.

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.

Dans le cadre de la mise en œuvre du levier « puissance cible », le producteur éolien aurait la possibilité de dimensionner son parc à une puissance supérieure à celle qui est garantie par le raccordement. Dans ce cas, des limitations de production – à sa charge - seront réalisées lors des périodes de forte production. C'est notamment le choix qui a été fait aux Pays-Bas où une certaine puissance de raccordement est garantie, tout en laissant aux lauréats la possibilité d'installer une capacité supérieure, et d'augmenter le productible du parc éolien en mer.

Les gains associés à une optimisation de la puissance du raccordement sont estimés par RTE à près de 45 M€ par an dans le scénario PPE. La CRE considère que ce levier est pertinent et propose d'activer ce levier dès le prochain appel d'offres de 1 GW au large de la Normandie annoncé dans le projet de PPE.

Standardisation des plateformes en mer

Parallèlement à ces deux méthodes de dimensionnement du réseau 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. La CRE accueille favorablement cette proposition.

Par ailleurs, la CRE estime, à ce stade, que la méthode de dimensionnement optimal avec un recours ponctuel à l'écrêtement est également pertinente d'un point de vue économique et environnemental s'agissant des adaptations du réseau terrestre nécessaire pour l'accueil de l'éolien en mer.

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

10.3 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'incertitude ayant une influence 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 » et peuvent avoir un impact conséquent sur les besoins d'adaptation du réseau. RTE note, à raison, que la minimisation des coûts de réseau ne peut être le seul critère de localisation des énergies renouvelables. 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.

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 la réduction du 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.

La CRE est, à ce stade, 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 observe que les S3REnR, dont la maille est régionale, envoient des signaux de localisation peu précis.

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

Question 17 Avez-vous toute autre remarque à faire concernant le SDDR 2019 présenté par RTE ?

11. RECAPITULATIF DES QUESTIONS

- Question 1 Pensez-vous que des améliorations devraient encore être apportées au processus de concertation mis en œuvre par RTE ?
- Question 2 Avez-vous des remarques s'agissant des scénarios retenus et des hypothèses associées ?
- Question 3 Partagez-vous l'analyse de la CRE sur la cohérence globale du TYNDP et du SDDR ?
- Question 4 La comparaison par RTE des hypothèses prises dans les scénarios des plans européen et français est-elle suffisamment claire ?
- Question 5 Etes-vous favorable, comme la CRE, à la stratégie proposée par RTE de dimensionnement optimal du réseau avec un recours occasionnel aux limitations de production renouvelable ?
- Question 6 Que pensez-vous de la proposition de la CRE de rendre systématique l'étude de l'ensemble des flexibilités y compris le stockage pour tous les projets de RTE ?
- Question 7 Partagez-vous l'analyse de la CRE sur (i) la nécessité de construire le cadre contractuel visant à permettre aux actifs de stockage de répondre aux besoins de réseau et (ii) la nécessité de publier les contraintes de réseau actuelles et estimées à moyen terme afin de transmettre des signaux économiques pertinents pour le développement de flexibilités là où elles sont les plus utiles ?
- Question 8 En l'absence de mesures correctives, partagez-vous la position préliminaire de la CRE selon laquelle la valeur tutélaire du carbone ne doit être utilisée par RTE que pour les émissions hors EU-ETS ?
- Question 9 Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle le recours à la technologie souterraine sur le réseau HTB1 doit être systématique dans certaines zones prioritaires identifiées dans le contrat de service public de RTE et analysé au cas par cas dans les autres cas ?
- Question 10 Etes-vous, comme la CRE, favorable à la prise en compte de l'état patrimonial du réseau et de son utilisation dans la stratégie de renouvellement ?
- Question 11 Par ailleurs, êtes-vous d'accord avec l'analyse préliminaire de la CRE sur les trois plans de renouvellement « corrosion », « PSEM » et « zéro-phyto » ?
- Question 12 Partagez-vous l'approche de la CRE quant à la stratégie de numérisation du réseau envisagée par RTE ?
- Question 13 Etes-vous, à l'instar de la CRE, favorable à cette approche séquencée des projets d'interconnexion et aux priorités données aux différents projets ?
- Question 14 Etes-vous favorable, comme la CRE, aux principes d'anticipation des études et démarches administratives et de surdimensionnement des ouvrages à créer, afin d'anticiper les besoins de raccordement au-delà des S3RENr en cours, financés par les producteurs, dans le cadre des travaux liés aux S3RENr ?
- Question 15 Etes-vous favorable, comme la CRE, à une planification par l'État du développement et de la localisation des éoliennes en mer, et aux mesures d'optimisation des coûts identifiées par RTE ?
- Question 16 Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle la mise en place de signaux de localisation plus fins serait pertinente pour inciter les producteurs à mieux prendre en compte les coûts du réseau dans leurs décisions et, ainsi, pour minimiser les coûts globaux du système électrique ? Quelle typologie de signaux serait à même d'orienter plus efficacement l'équilibre global coûts de production / coûts de réseaux (maille, investissement/fonctionnement, etc.) ?
- Question 17 Avez-vous toute autre remarque à faire concernant le SDDR 2019 présenté par RTE ?

Annexe : La valorisation de l'impact des projets de réseau sur les émissions de CO₂ doit prendre en compte l'interaction avec le marché du CO₂

L'approche proposée par RTE consistant à monétiser les émissions de CO₂ avec une valeur tutélaire supérieure au prix de marché anticipé, qui varie entre 28 et 80 €/2018/tCO_{2e} à horizon 2030 dans le World Energy Outlook de 2018, pose un problème d'interaction entre les investissements de réseau et le marché européen du carbone, le marché EU-ETS. Même si un projet sur le réseau de transport permet *a priori* une réduction du CO₂ émis à l'échelle du système électrique, le plafond des émissions de CO₂ à l'échelle du mécanisme EU-ETS restera inchangé. Etant donné le fonctionnement actuel de l'EU-ETS et en l'absence de mesures correctives, l'investissement de réseau va induire une réallocation des droits d'émissions, et non pas une réduction nette des émissions pour l'ensemble des secteurs couverts par l'ETS.

Le marché EU-ETS alloue un certain nombre de quotas *ex ante* aux différents secteurs couverts par le mécanisme. Le secteur de la production d'électricité est concerné par le système EU-ETS. Si un acteur souhaite émettre du CO₂, il doit acheter un nombre de quotas correspondant à ses émissions, sous peine de s'exposer à des pénalités. A l'inverse, si un acteur possède des quotas alors qu'il n'a pas l'intention d'émettre du CO₂, il est amené à revendre ses quotas sur le marché.

Ce mécanisme permet de révéler un prix du CO₂ correspondant au coût d'abattement marginal des acteurs en fonction du nombre de quotas mis sur le marché :

- les acteurs dont le coût de réduction des émissions est inférieur au prix de marché ont intérêt à ne pas émettre plutôt que d'acheter des quotas ;
- les acteurs dont le coût de réduction des émissions est supérieur au prix de marché ont intérêt à acheter des quotas afin de pouvoir émettre du CO₂.

Ce système permet donc une allocation efficace de la réduction des émissions de CO₂, les projets permettant une réduction des émissions à moindre coût sont implémentés avant ceux qui demandent un effort financier plus important.

En comparant une situation traditionnelle de congestion sur le réseau (figure 11) à une situation où un investissement permet de réduire les émissions de CO₂ en réduisant la congestion (figure 12), on comprend que l'investissement dans le réseau ne permet pas une réduction effective des émissions de CO₂ à l'échelle du mécanisme ETS. Il permet à un acteur qui avait l'intention de ne pas émettre de CO₂, d'émettre du CO₂ en achetant les quotas disponibles sur le marché.

Plus précisément, dans la situation avec congestion (figure 11), on suppose qu'une centrale thermique est appelée à produire plutôt qu'un champ éolien pour résoudre la congestion. Cette centrale thermique va émettre plus que prévu et le producteur va devoir acheter sur le marché EU-ETS pour pouvoir émettre le CO₂ correspondant.

Dans la situation où des renforcements du réseau auraient permis d'éviter la congestion (figure 12), la centrale thermique ne produit pas d'électricité et, par conséquent, n'émet pas de CO₂. Toutefois, le nombre de quotas disponibles dans le cadre du mécanisme ETS n'est pas réduit du fait des renforcements du réseau effectués par RTE, car il est fixé *ex ante*. Ainsi, les quotas qui ne sont pas utilisés par ce producteur sont alors disponibles sur le marché et peuvent être achetés par un autre acteur sur le marché EU-ETS.

Afin de garantir que les émissions nettes soient effectivement réduites, la mise en œuvre de mesures correctives est nécessaire : par exemple, une annulation volontaire des quotas correspondant aux émissions évitées par la décision d'investissement fondée sur la valeur tutélaire du CO₂ empêcherait toute réallocation des droits d'émissions.

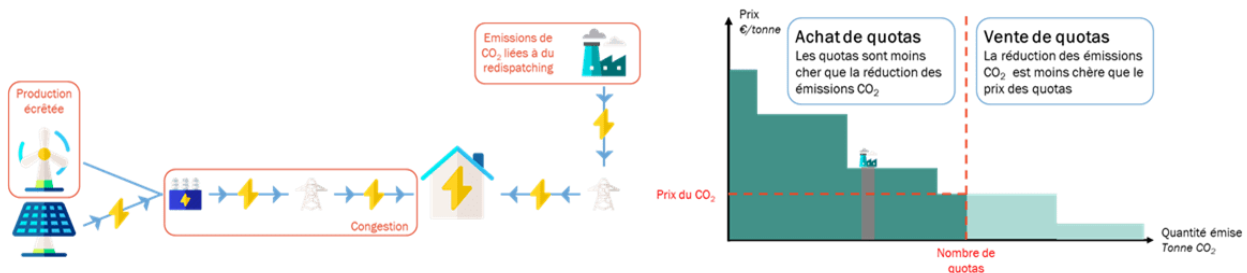


Figure 11 - Marché EU-ETS dans une situation de congestion réseau

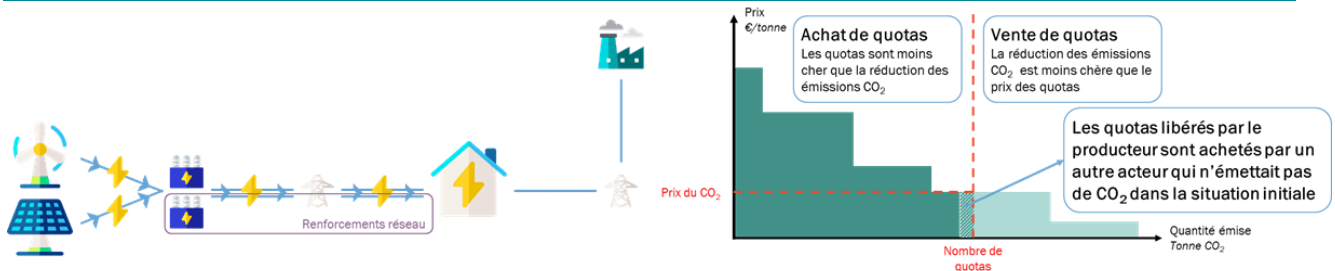


Figure 12 - Marché EU-ETS si un renforcement a permis d'éviter une congestion réseau

Ces interactions entre les différentes politiques d'actions en faveur du climat ont été identifiées dans des cas où les impacts étaient directement observables sur le marché du carbone. Les politiques de soutien aux énergies renouvelables ont participé à maintenir le prix marché à un niveau relativement faible¹⁴, ce qui n'a pas eu d'effet sur l'atteinte des objectifs d'émissions de CO₂, mais a eu deux effets regrettables. D'une part, les objectifs d'émissions de CO₂ ont été atteints en faisant porter à la collectivité un surcoût par rapport à une situation sans soutien aux EnR. D'autre part, les faibles prix du marché CO₂ ont retardé d'autres investissements dans des technologies bas-carbone, ce qui peut compromettre l'atteinte des objectifs dans le long terme. Les décisions politiques de sortie du charbon en Europe ont aussi eu des effets similaires¹⁵.

Afin de remédier au surplus de quotas sur le marché EU-ETS, la Commission européenne a instauré à partir de 2018 une réserve de stabilité du marché (*Market Stability Reserve* ou MSR). Cette réserve a deux objectifs :

- réduire l'excédent de quotas au moment de sa création ;
- accroître la résistance du système face à des chocs importants en ajustant l'offre de quotas pouvant être mis aux enchères.

Si cette réserve permet de retirer des quotas sur le marché lorsqu'ils sont en excédent, elle n'est déclenchée qu'en cas de déséquilibres structurels¹⁶. De la sorte, au regard du faible impact qu'auraient les investissements de RTE sur le marché du CO₂, aucune destruction de quotas n'est effectuée, et ces investissements ne permettront pas une réduction effective des émissions de gaz à effet de serre à l'échelle du mécanisme EU-ETS.

Afin de résoudre les interactions directes entre certaines politiques nationales et l'EU-ETS, la Commission européenne a également mis en place, pour la quatrième phase de l'EU-ETS, la possibilité pour les États membres de réaliser des annulations volontaires de quotas lors de la mise en place de politiques résultant en des fermetures de centrales. Une annulation des quotas correspondant à d'autres mesures interagissant avec l'EU-ETS, telles que la valorisation du CO₂ à sa valeur tutélaire pour les choix d'investissements, pourrait également sembler un mécanisme pertinent pour assurer la réduction effective des émissions couvertes par l'EU-ETS. Sa mise en œuvre pourrait toutefois soulever des difficultés importantes.

La prise en compte d'une valeur de la réduction des émissions de CO₂ supérieure à la valeur marché peut rendre positive l'analyse coût-bénéfice de projets dont les coûts sont supérieurs aux bénéfices monétaires pour les utilisateurs de réseau. Si ces projets sont effectivement réalisés, cela ferait subir aux utilisateurs du réseau un surcoût par rapport à un programme d'investissements optimal.

Au vu des écarts anticipés entre la valeur tutélaire du CO₂ et le prix de marché du CO₂, les coûts d'abattement des émissions de CO₂ des projets de réseau en question sont supérieurs à ceux d'actions qui auraient pu être mises en œuvre grâce au mécanisme ETS en l'absence de ces projets. Ces actions auraient permis de lutter à même hauteur

¹⁴ <https://europa.eu/capacity4dev/file/56762/download?token=1Uld-49v>

¹⁵ <https://www.i4ce.org/wp-core/wp-content/uploads/2019/05/2019-State-of-the-EU-ETS-Report.pdf>

¹⁶ Ce mécanisme est notamment régi par la décision (UE) 2015/1814 du Parlement européen et du Conseil du 6 octobre 2015 concernant la création et le fonctionnement d'une réserve de stabilité du marché pour le système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre de l'Union et modifiant la directive 2003/87/CE

contre les émissions de gaz à effet de serre, mais avec un surcoût plus faible à faire porter à la collectivité. En effet, l'utilisation d'une valeur tutélaire pour un secteur d'activité très spécifique, au sein d'un pays donné, ne garantit pas que la solution de réduction des émissions de gaz à effet de serre se fasse à moindre coût.

C'est d'ailleurs pour cette raison d'allocation efficace des dépenses que les différents organismes chiffrant les évolutions nécessaires du coût du CO₂ estiment des trajectoires d'évolutions croissantes dans le temps. Les gisements de réduction des émissions de gaz à effet de serre à bas coût doivent être mobilisés avant les gisements plus coûteux, comme l'indique d'ailleurs le rapport de la commission Quinet. S'assurer que la réduction des émissions se produise à moindre coût pour la collectivité est essentiel pour éviter l'opposition des consommateurs voyant leurs factures augmenter et le risque de retour en arrière.

Par ailleurs, il existe un risque de verrouillage technologique à prendre des décisions d'investissement prématurées dans le cas de projets à longue durée de vie, tels que les lignes électriques (environ 85 années) et les transformateurs (environ 70 années). Selon le rapport de la commission Quinet publié en 2019, « *Il y a en effet un risque à qualifier d'« indispensables » les solutions déjà connues, de les déployer massivement sur les bases d'analyses socioéconomiques trop court-termistes ou mécaniques et de décourager l'innovation qui permettrait de faire émerger des solutions potentiellement plus efficaces* ». La commission prend d'ailleurs précisément l'exemple du réseau de transport d'électricité en disant qu'un séquençage dans le temps permettrait de mieux prendre en compte les bénéfices que les flexibilités peuvent apporter au réseau.