

CONSULTATION PUBLIQUE N°2025-08

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

Consultation publique du 18 septembre 2025 relative au schéma décennal de développement du réseau de RTE élaboré en 2025

Participaient à la séance : **Emmanuelle WARGON**, présidente, **Anthony CELLIER**, **Ivan FAUCHEUX** et **Lova RINEL**, commissaires.

En février 2025, le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité, RTE, a publié une nouvelle version de son schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité¹ (ci-après « schéma décennal » ou « SDDR »).

Le SDDR constitue une proposition d'évolution du réseau de transport jusqu'à l'horizon 2040. Il présente les stratégies analysées et retenues en matière d'investissement pour le renouvellement et le développement du réseau, ainsi que les différentes trajectoires financières associées. Il s'agit ainsi d'un exercice prospectif : les investissements qui seront réellement mis en œuvre dans les quinze prochaines années pourront différer de ceux prévus dans le schéma, en fonction des besoins effectifs rencontrés par RTE.

Cette vision couvre l'ensemble des investissements qui seront réalisés par RTE pour le réseau de transport :

- renouvellement du réseau pour pallier son vieillissement ;
- adaptation des infrastructures au changement climatique ;
- besoins de numérisation pour améliorer la surveillance et la pilotabilité du réseau ;
- raccordements de nouveaux consommateurs industriels, de nouveaux postes électriques pour les besoins de la distribution, de nouveaux producteurs (EnR, nucléaire) ou de stockeurs ;
- évolution de la structure du réseau de transport d'électricité pour l'adapter à la modification des flux de production et de consommation ;
- développement de nouvelles interconnexions avec les pays voisins.

Pour l'élaboration du SDDR, RTE a tenu compte des objectifs que la France s'est fixés en matière économique, énergétique et climatique. Les politiques publiques mises en œuvre pour réindustrialiser la France et accroître sa souveraineté industrielle impliquent la création de nouvelles zones industrielles et l'augmentation des besoins en électricité dans les bassins existants. Par ailleurs, les politiques de réduction des émissions de gaz à effet de serre dans lesquelles se sont engagées la France et l'Union européenne nécessitent des programmes volontaristes d'électrification des usages qui devraient se traduire par une hausse de la consommation d'électricité, notamment dans le secteur du transport et pour la décarbonation de l'industrie.

Afin d'accompagner ces évolutions, la production d'électricité sera en croissance avec le développement d'énergies renouvelables (EnR) terrestres et en mer ainsi que de nouveaux réacteurs nucléaires. Le recours accru aux flexibilités de la consommation et du stockage devrait également permettre une optimisation globale du système par l'adéquation au plus près entre l'offre et la demande en électricité.

¹ [Le schéma de développement du réseau \(SDDR\) de RTE](#)

Le schéma décennal de RTE s'appuie sur différentes hypothèses concernant les besoins de renouvellement et de numérisation du réseau, l'évolution des demandes de raccordement ainsi que la modification des mix de production français et européens. Concernant l'évolution de la consommation et de la production, RTE a étudié deux scénarios d'évolution issus de son Bilan prévisionnel 2023 : les scénarios « A » (atteinte des objectifs publics) et « B » (moindre développement de la consommation et de la production). Ces scénarios sont cohérents avec ceux envisagés par l'État dans sa consultation publique relative à la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), publiée en mars 2025². Certaines trajectoires ne dépendent pas de ces scénarios : c'est notamment le cas des investissements liés au renouvellement du réseau, à sa numérisation et à l'adaptation au changement climatique qui ne dépendront pas du rythme d'évolution de la consommation électrique.

La loi prévoit que le schéma décennal est soumis à l'examen de la Commission de régulation de l'énergie (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-E³ (ci-après « TYNDP⁴ »). La CRE peut imposer au gestionnaire du réseau public de transport la modification du schéma décennal de développement du réseau.

Conformément aux dispositions de 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 fera également l'objet d'un avis de l'autorité environnementale au titre de l'évaluation environnementale des plans et programmes et a été transmis au ministre chargé de l'énergie. De plus, le SDDR de RTE fait actuellement l'objet d'un débat public lancé par la Commission nationale du débat public le 4 septembre 2025 et dont la fin est prévue le 14 janvier 2026.

Le Schéma Décennal de Développement du Réseau 2025 de RTE (SDDR) présente une analyse approfondie des 100 Md€ d'investissements envisagés dans le réseau de transport d'électricité d'ici à 2040

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 réseau et de raccordement de nouveaux utilisateurs, mais également en matière de renouvellement et de numérisation du réseau.

Dans cet exercice, RTE a maintenu un niveau élevé de concertation des parties prenantes. En particulier, RTE a organisé en mars 2024 une consultation publique sur les hypothèses du schéma et présenté à plusieurs reprises son projet de schéma décennal au sein du comité des clients utilisateurs du réseau de transport d'électricité (CURTE).

Pour cette édition, RTE a approfondi les analyses des choix techniques et des conditions de réussite des différentes stratégies. Chaque section du SDDR présente ainsi des stratégies alternatives chiffrées et les raisons expliquant les choix retenus. RTE a également mené des analyses non financières, s'agissant en particulier des impacts environnementaux et des capacités d'approvisionnement auprès de ses fournisseurs. La CRE salue ces améliorations qui renforcent la qualité et la profondeur des analyses.

Au global, RTE estime que les investissements dans le réseau de transport s'élèveront à environ 100 milliards d'euros⁵ sur une période de quinze ans (entre 2025 et 2039). Ils seront en forte croissance, passant d'environ 3 milliards d'euros pour l'année 2025 à 8 milliards d'euros par an à l'horizon 2040.

² [Consultation du public sur le projet de troisième édition de la Programmation pluriannuelle de l'énergie \(PPE\)](#)

³ *European network of transmission system operators in electricity*

⁴ *Ten-year network development plan*

⁵ Les montants présentés dans ce document sont, sauf mention contraire, exprimés aux conditions économiques de l'année 2024.

Les principaux éléments de cette trajectoire sont les suivants :

- 20 milliards d'euros pour le renouvellement des infrastructures existantes (et leur adaptation en parallèle au changement climatique). Cela inclut en particulier le renouvellement d'environ 21 000 km de lignes existantes, soit presque un quart du réseau actuel ;
- 4 milliards d'euros pour l'ossature numérique du réseau, notamment le renouvellement du contrôle-commande et la connexion des postes électriques aux réseaux de fibres optiques ;
- 37 milliards d'euros pour le raccordement des parcs éoliens en mer, représentant une puissance totale installée de 22 GW en 2040 ;
- 16 milliards d'euros pour le raccordement d'utilisateurs terrestres, qu'il s'agisse de nouveaux consommateurs (industriels, gestionnaires de réseaux de distribution), de producteurs (EnR, nucléaire) ou de stockeurs. La majeure partie de ces dépenses (10 Md€ environ) sera supportée par les demandeurs de raccordement et non par le tarif d'utilisation des réseaux ;
- 14 milliards d'euros pour adapter la structure du réseau à très haute tension à la croissance de la consommation électrique, notamment dans les zones industrielles, et au développement de nouveaux moyens de production ;
- 2,5 milliards d'euros pour le développement de nouvelles interconnexions avec les pays voisins.

RTE estime également que 11 Md€ supplémentaires pourraient être investis sur la période du SDDR pour des projets qui seraient mis en service après 2040, principalement pour le raccordement de parcs éoliens en mer et les adaptations de la structure du réseau. Le raccordement de nouveaux réacteurs nucléaires sur la décennie 2040-2050 appartient également à cette catégorie mais n'a pas été chiffré précisément faute d'information précise sur la localisation des sites.

RTE propose également dans son SDDR différentes évolutions du cadre réglementaire pour le raccordement des consommateurs, producteurs et stockeurs et sollicite l'avis de la CRE et du ministre chargé de l'énergie sur leur mise en œuvre.

La CRE présente dans cette consultation ses principales conclusions préliminaires (résumées ci-dessous)

Compte tenu du vieillissement des lignes, le renouvellement du réseau doit impérativement s'accélérer dans la prochaine décennie, ce qui constituera une opportunité pour adapter le réseau au changement climatique

Le rythme de renouvellement du réseau va croître dans les prochaines années en raison du vieillissement des lignes construites après la Seconde Guerre mondiale.

À ce stade, la CRE est favorable aux stratégies d'investissement proposées par RTE dans son SDDR pour le renouvellement du réseau, visant à trouver un optimum entre la prolongation de la durée de vie des ouvrages et les risques d'avaries associés à des actifs plus âgés. Des études pourront être réalisées afin de confirmer les critères de renouvellement prévus par RTE dans le SDDR.

Cet important programme de renouvellement permettra en outre d'adapter progressivement le réseau aux conséquences du changement climatique, avec un surcoût limité estimé à 5 % des dépenses associées à la création de nouveaux ouvrages.

Pour atteindre les objectifs que la France s'est fixés, les infrastructures de réseaux doivent être planifiées et pour certaines anticipées, même si des incertitudes subsistent sur les évolutions de la consommation et de la production

Le développement des infrastructures du réseau public de transport nécessite des temps de développement longs, jusqu'à 10 ans pour les ouvrages les plus importants. Ces travaux mobiliseront l'ensemble des filières industrielles, pour les approvisionnements de matériels ou la réalisation des études et des travaux. Ces entreprises ont besoin de visibilité pour pouvoir s'adapter à la croissance prévue de l'activité et planifier les investissements nécessaires.

La CRE soutient donc à ce stade la stratégie générale proposée par RTE dans son SDDR, consistant à lancer immédiatement la construction des ouvrages présentant le plus de bénéfices pour la collectivité et à planifier la réalisation d'ouvrages supplémentaires en fonction de la dynamique d'évolution de la consommation. Cette stratégie comporte des risques de coûts échoués à la charge du TURPE mais permettra au réseau de ne pas être limitant dans la concrétisation des projets qui concourent à la décarbonation de l'économie et à la transition énergétique.

RTE adaptera, sous contrôle de la CRE, les trajectoires d'investissements présentées (~100 Md€) à la réalité du développement de la consommation et de la production

Une part majoritaire de la trajectoire d'investissements proposée par RTE est liée au développement de nouveaux usages : raccordements de nouveaux consommateurs et producteurs, adaptation de la structure du réseau à la modification des flux. Seule une partie de ces investissements sera lancée sans attendre par RTE, le reste des investissements étant conditionné à la matérialisation effective des besoins. Les trajectoires d'investissements s'adapteront donc à l'évolution de la consommation électrique dans les prochaines années. À titre d'exemple, RTE estime que ces investissements pourraient s'élever à 82 Md€ dans le scénario B de croissance plus modérée de la consommation électrique.

De nouvelles lignes à très haute tension (400 kV) devront être construites dans les prochaines années et la CRE considère que le recours à la technologie aérienne sera nécessaire à la soutenabilité du SDDR

La CRE soutient la proposition de RTE visant à lancer seulement les renforcements du réseau à très haute tension qui présentent le plus de bénéfices pour la collectivité. Néanmoins, même en appliquant cette stratégie prudente, de nouvelles lignes à très haute tension seront nécessaires d'ici 2040.

Pour le niveau de tension 400 kV, les technologies souterraines sont beaucoup plus coûteuses (de l'ordre de 10 fois plus chères) et présentent des inconvénients notables concernant l'emprise foncière, la disponibilité des matériels et les impacts environnementaux. L'écart de prix répercuté au consommateur serait de nature à freiner l'électrification des usages, avec un surcoût de 40 à 70 Md€ supplémentaires sur la période du SDDR pour la mise en souterrain des nouvelles lignes à très haute tension.

L'utilisation de la technologie souterraine peut être envisagé pour les réseaux haute tension (63 – 225 kV) lorsque les avantages sont significatifs ou que les surcoûts sont limités

À ce stade, la CRE soutient la nouvelle stratégie proposée par RTE pour le recours à la technologie souterraine pour les réseaux à haute tension (HTB 1 et HTB 2) dans les situations suivantes :

- afin d'accélérer le raccordement des nouveaux utilisateurs (sous réserve de leur accord) ;
- en zone urbaine et dans certaines zones présentant des enjeux environnementaux forts ;
- pour les lignes simples à 63 kV et 90 kV, en raison du faible écart de coût.

Le recours accru aux nouvelles flexibilités du système électrique devra nécessairement accompagner le plan d'investissement de RTE

La CRE soutient le recours aux différentes flexibilités du système électrique afin de maîtriser les investissements. En particulier, accepter un volume limité d'écrêtements de la production EnR permettra de réduire les dépenses d'investissements pour la création de nouveaux ouvrages. La flexibilité permise par le stockage permettra également de limiter le recours aux écrêtements ou de réduire les investissements dans des zones présentant des contraintes prévisibles (forte production solaire en journée, forte consommation dans la matinée et en fin de journée).

Le raccordement efficace et rapide des nouveaux utilisateurs est une priorité qui nécessite mutualisation, anticipation et priorisation

La CRE estime à ce stade que les propositions formulées par RTE pour le raccordement de nouveaux utilisateurs sont pertinentes, en particulier en ce qui concerne :

- la priorisation de certaines zones pour le raccordement mutualisé de nouveaux consommateurs industriels, en anticipant les travaux de renforcement ;
- le lissage dans le temps de la trajectoire de raccordement des futurs parcs éoliens en mer, en cohérence avec les capacités industrielles en France et en Europe, et permettant de maîtriser les coûts associés ;
- la meilleure prise en compte des coûts associés aux réseaux lors des futures révisions des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) et la mise en cohérence des objectifs régionaux avec la planification nationale ;
- la mise en place d'un cadre permettant d'orienter les stockeurs vers les zones les plus favorables et d'être raccordés rapidement grâce à des offres de raccordement adaptées à leur mode de valorisation envisagé ;
- un raccordement accéléré de consommateurs industriels dans des zones favorables pour le réseau et identifiées préalablement par l'État.

De manière générale, la CRE considère comme pertinent de faire évoluer les procédures de raccordement afin de mieux prendre en compte l'état d'avancement des projets, de permettre une meilleure utilisation des capacités de raccordement disponibles sur le réseau et d'identifier des projets pouvant bénéficier à plusieurs utilisateurs lorsque cela est possible.

La France a mené un vaste programme d'interconnexions ces dernières années (projets réalisés ou en cours avec l'Irlande, l'Espagne, l'Italie, l'Allemagne, la Belgique et le Royaume-Uni). Aller plus loin nécessitera de renforcer les réseaux internes et de s'assurer de la rentabilité des projets

Le SDDR de RTE prévoit l'achèvement de plusieurs projets en cours de réalisation : Golfe de Gascogne avec l'Espagne, Celtic avec l'Irlande, et divers projets avec l'Allemagne et la Belgique, dont les travaux sont majoritairement situés de l'autre côté de la frontière. Ces projets permettront d'accroître les capacités d'échange aux frontières d'environ 6 GW, alors que celles-ci sont de l'ordre de 20 GW aujourd'hui.

Au-delà de ce programme, l'accroissement des capacités d'échange aux frontières nécessite désormais dans la plupart des cas de réaliser des renforcements internes du réseau de transport d'électricité. La CRE partage à ce stade les analyses de RTE à ce sujet, et lui demande de mener à bien les études sur les renforcements internes nécessaires, conjointement avec ses homologues. De nouvelles lignes d'interconnexion pourront alors être envisagées, sous réserve d'analyses coût-bénéfice positives.

La CRE considère également que le SDDR est cohérent avec le TYNDP élaboré par l'ENTSO-E, malgré les différences méthodologiques entre les deux exercices.

Dans les scénarios présentés, l'effet des investissements de RTE et d'Enedis sur le niveau des tarifs de réseaux d'électricité (TURPE) serait d'environ l'inflation +1 % par an jusqu'à 2040 pour les clients domestiques

L'augmentation des investissements de RTE devra être financée par les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE). La CRE a réalisé une estimation de l'effet de ce plan d'investissements sur les factures des utilisateurs de réseau, en prenant en compte également le plan d'investissements d'Enedis ainsi que différentes hypothèses d'évolution de la consommation et des coûts d'exploitation du réseau.

Le résultat de ces simulations conduit à une croissance des factures de TURPE des clients directement raccordés au réseau public de transport (TURPE HTB) de +2 % à +3 %/an en plus de l'inflation. De nombreux clients industriels, représentant l'essentiel de l'énergie soutirée par les clients directement raccordés au réseau public de transport, bénéficient néanmoins de la réduction prévue à l'article L. 341-4-2 du code de l'énergie. Pour ces clients, la hausse de facture TURPE sera très limitée. Les évolutions seront plus modérées pour les clients domestiques raccordés aux réseaux publics de distribution, avec une hausse du TURPE de l'ordre de +1 %/an en plus de l'inflation.

La réalisation de ces prévisions dépendra de nombreux facteurs externes, comme les coûts de l'énergie pour la couverture des pertes électriques des gestionnaires de réseaux, sachant également que le niveau des investissements réalisés s'ajustera en fonction de l'évolution de la demande d'électricité.

Paris, le 18 septembre 2025.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 15 novembre 2025, en la saisissant 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, une version occultant ces éléments devra également être transmise. 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.

Sommaire

1. Liste des questions	9
2. Cadre d'élaboration du schéma décennal de développement du réseau	10
2.1. Cadre juridique.....	10
2.2. Cadre d'analyse du SDDR par la CRE	10
2.3. Bilan de la mise en œuvre du SDDR précédent	11
3. Principales hypothèses utilisées par RTE	12
3.1. Différents scénarios d'évolution du système électrique considérés	12
3.2. Référentiel de chiffrage des coûts des projets.....	15
4. Trajectoires prévisionnelles d'investissements et scénarios d'évolution des tarifs	16
4.1. Une croissance des investissements variable selon les scénarios considérés.....	16
4.2. Une hausse des investissements entraînant une hausse maîtrisée des tarifs de réseau.....	19
5. Le rythme de renouvellement du réseau devra augmenter en raison de son vieillissement	20
5.1. La trajectoire de renouvellement des lignes et des postes électriques sera en croissance d'ici 2040	21
5.2. Une trajectoire maîtrisée pour le renouvellement et le renforcement de l'ossature numérique du réseau	25
6. L'adaptation au changement climatique du réseau de transport	26
6.1. Les effets du changement climatique sur le réseau public de transport.....	26
6.2. Une mise en résilience suivant le rythme de renouvellement du réseau	26
6.3. Dimensionnement des ouvrages face au changement climatique	27
7. Une part importante des investissements concerne le raccordement de parcs éoliens en mer	28
7.1. Trajectoire de référence pour le raccordement de parcs éoliens en mer	28
7.2. Une trajectoire fortement dépendante du rythme effectif de développement des parcs éoliens en mer.....	31

7.3. Les conditions de marché peuvent justifier une anticipation des commandes mais la stratégie doit tenir compte des risques de coûts échoués	32
8. Une trajectoire pour le raccordement de nouveaux producteurs et consommateurs terrestres qui devra mobiliser tous les leviers d'optimisation et de flexibilités.....	33
8.1. Raccordement de la production renouvelable terrestre	34
8.2. Raccordement de nouveaux consommateurs industriels sur le réseau de transport	39
9. Une stratégie d'adaptation du réseau à très haute tension prudente face aux incertitudes sur l'évolution de la consommation et de la production	41
9.1. Trajectoire de référence du SDDR pour l'adaptation du réseau à très haute tension	41
9.2. Des investissements nécessaires pour faire face aux nouveaux enjeux de gestion de la tension	43
10. Une trajectoire fondée sur le recours à la technologie aérienne pour maîtriser les coûts	45
10.1. Un nécessaire recours à la technologie aérienne en HTB 3.....	45
10.2. Choix de technologie en HTB 1 et HTB 2	47
11. Développement des interconnexions.....	48
11.1. Les bénéfices des projets en cours de développement pour une mise en service à horizon 2030 sont confirmés.....	48
11.2. Le développement de nouveaux projets doit être analysé à l'aune des évolutions de coûts des projets et des contraintes sur les réseaux internes.....	50
11.3. Cohérence des résultats du SDDR avec le TYNDP	55
12. Incitation à la réalisation de projets réseaux prioritaires prévue par le TURPE 7 HTB	59

1. Liste des questions

Question 1 Avez-vous des remarques s'agissant des scénarios retenus et des hypothèses utilisées par RTE dans son SDDR ?

Question 2 Avez-vous des remarques quant à l'analyse de la CRE sur l'effet du plan d'investissements de RTE sur les factures des consommateurs d'électricité ?

Question 3 Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant la trajectoire proposée par RTE pour le renouvellement du réseau ?

Question 4 Etes-vous favorable à l'étude d'une stratégie de renouvellement des systèmes de contrôle-commande moins ambitieuse que celle retenue dans le SDDR ?

Question 5 Partagez-vous l'analyse de la CRE sur la stratégie de mise en résilience du réseau au changement climatique ?

Question 6 Avez-vous des remarques sur les coûts de raccordement présentés par RTE ? Partagez-vous l'analyse de la CRE sur l'importance de l'optimisation de la localisation des parcs éoliens en mer afin d'en réduire les coûts de raccordement ?

Question 7 Partagez-vous l'analyse de la CRE sur la stratégie à suivre pour la contractualisation des matériels de raccordement de parcs éoliens en mer ?

Question 8 Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant les hypothèses retenues dans le SDDR pour le développement de la production renouvelable terrestre ?

Question 9 Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant l'optimisation possible des dépenses d'investissement dans le réseau lors des futures révisions des S3REnR ?

Question 10 Êtes-vous favorable à la poursuite du dimensionnement optimal du réseau pour le raccordement des producteurs EnR ?

Question 11 Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant le recours au stockage pour limiter les écarts et les besoins d'investissements ?

Question 12 Partagez-vous l'analyse de la CRE sur les raccordements des industriels ?

Question 13 Partagez-vous l'analyse de la CRE sur la stratégie de renforcement du réseau très haute tension présentée dans le SDDR ?

Question 14 Partagez-vous l'analyse de la CRE sur les investissements nécessaires pour la gestion de la tension ?

Question 15 Partagez-vous l'analyse de la CRE sur le recours à la technologie aérienne pour le renforcement du réseau très haute tension ?

Question 16 Partagez-vous l'analyse de la CRE sur la nécessité de dimensionner les mesures d'insertion des projets 400 kV au cas par cas, en fonction des spécificités locales ?

Question 17 Etes-vous favorable aux critères de mise en souterrain envisagés pour les réseaux HTB 1 et 2 ?

Question 18 Partagez-vous l'analyse de la CRE sur les interconnexions en développement ?

Question 19 Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant les opportunités de développement de nouvelles interconnexions ?

Question 20 Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant la cohérence entre le TYNDP et le SDDR ?

Question 21 Etes-vous favorable à la liste de projets prioritaires et de jalons associés envisagée par la CRE ? Identifiez-vous des projets qu'il serait opportun de rajouter à cette liste ?

Question 22 Avez-vous toute autre remarque concernant le SDDR présenté par RTE ?

2. Cadre d'élaboration du schéma décennal de développement du réseau

2.1. Cadre juridique

L'article L. 321-6 du code de l'énergie prévoit que le gestionnaire du réseau public de transport (GRT) d'électricité soumet tous les deux ans à la CRE un SDDR. En application des dispositions susmentionnées, ce schéma contient des mesures effectives pour garantir l'adéquation du réseau et la sécurité d'approvisionnement.

L'article L. 321-6 susmentionné 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 TYNDP de l'ENTSO-E.

La CRE est chargée 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. La CRE peut 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.

La présente consultation publique sera suivie d'une délibération de la CRE relative à l'examen du schéma décennal élaboré par RTE en 2025.

2.2. Cadre d'analyse du SDDR par la CRE

Conformément à l'article L. 321-6 du code de l'énergie, RTE a publié en février 2025 un nouveau schéma décennal de développement du réseau et l'a soumis, pour examen, à la CRE le 1^{er} avril 2025.

L'examen du SDDR n'a pas vocation à approuver les niveaux d'investissements annuels de RTE mais il permet de valider la méthodologie et les principes retenus par RTE pour décider du dimensionnement de ses réseaux ainsi que les choix technologiques mis en œuvre dans ses projets.

Le dernier SDDR a été publié par RTE fin 2019.

La CRE considère que les grands principes de dimensionnement du réseau définis dans le SDDR ont plutôt vocation à être mis à jour tous les trois à cinq ans. Au regard des objectifs que le SDDR poursuit et de la durée nécessaire pour l'élaborer, la CRE considère qu'une périodicité de trois à cinq ans pour son élaboration pourrait être adaptée.

La CRE dispose par ailleurs d'une compétence d'approbation annuelle des investissements de RTE lui permettant de s'assurer régulièrement de la cohérence des investissements réalisés par RTE.

- Le schéma décennal de développement du réseau est un document important permettant de décrire les différentes stratégies d'investissements et les trajectoires financières associées. La mise en œuvre de ces investissements pourra différer de ce qui est prévu dans le schéma décennal en fonction des besoins effectifs, notamment les évolutions de la consommation et de la production. La CRE s'assure par ailleurs annuellement de la pertinence des programmes d'investissements de RTE.
- Étant donné que le SDDR contient des orientations stratégiques de long terme et nécessite une large consultation des parties prenantes, une périodicité d'élaboration de 3 à 5 ans pourrait s'avérer plus adaptée.

2.3. Bilan de la mise en œuvre du SDDR précédent

RTE a publié un bilan de la mise en œuvre du précédent SDDR⁶, qui présentait des dépenses prévisionnelles de l'ordre de 33 Md€₂₀₁₉ pour 2021-2035. Il ressort de ce bilan d'exécution que :

- le renouvellement du réseau s'est accéléré avec la mise en œuvre des grands plans industriels identifiés dans le dernier SDDR :
 - le « plan corrosion » a permis un triplement du nombre de pylônes en acier noir remplacés dans des zones de corrosivité forte entre 2021 et 2024 ;
 - le nombre de câbles électriques remplacés ou déposés s'est accru, en lien avec le vieillissement des ouvrages, pour atteindre entre 700 et 900 km/an sur la période 2021-2024 ;
 - la mise en œuvre du « plan PSEM » a permis la baisse d'environ 45 % des émissions de SF₆ en 2024 par rapport à la période 2015-2018.

La mise en place de ces programmes industriels a engendré un doublement des dépenses d'investissement pour le renouvellement du réseau entre 2019 et 2024 ;

- le dimensionnement optimal du réseau, principal levier de maîtrise des coûts identifié pour les adaptations du réseau et le raccordement de nouveaux utilisateurs (cf. partie 8.1.4), a été mis en œuvre par RTE et a permis de libérer sans travaux environ 18 GW de capacité d'accueil des renouvelables. RTE a en parallèle mené des travaux pour préciser les besoins de renforcement du réseau 400 kV dans les quatre zones de fragilité identifiées dans le dernier SDDR (Normandie-Manche-Paris, Massif central-Centre, façade atlantique, et Rhône-Bourgogne) ;
- RTE a développé les automates de zones pour une meilleure gestion des congestions (automates NAZA⁷), avec un rythme de déploiement inférieur à ce qui était envisagé dans le précédent SDDR (seulement 15 automates déployés à fin 2024). De plus, comme demandé par la CRE, RTE a lancé une expérimentation concernant le recours à la flexibilité du stockage en remplacement d'investissements dans le réseau, qui a été contractualisée dans la zone de Perquié en 2024 ;
- la première étape du programme de raccordement de parcs éoliens en mer a été un succès, avec la mise en service des premiers raccordements dans le respect des coûts et des délais envisagés (cf. partie 7.1). RTE a en parallèle mis en place une stratégie d'approvisionnement anticipée, standardisée et regroupée pour les prochains raccordements (cf. partie 7.3) ;
- les projets d'interconnexion bénéfiques pour la collectivité, en particulier les projets Celtic avec l'Irlande et Golfe de Gascogne avec l'Espagne, ont bien été engagés. Les études se sont poursuivies concernant l'opportunité de lancer d'autres projets (cf. partie 11) ;
- le programme de développement et de renouvellement de l'ossature numérique du réseau a été révisé en profondeur après l'examen par la CRE lors du SDDR précédent : la stratégie suivie par RTE prévoit désormais le renouvellement des systèmes de contrôle-commande sur critère d'obsolescence uniquement, et le développement de l'infrastructure de télécommunication de RTE s'est concentré sur les postes présentant un enjeu pour la sûreté du système électrique.

Des évolutions de la politique énergétique française, comme les nouvelles ambitions de décarbonation de l'industrie ou de développement du parc éolien en mer, ont engendré de nouveaux besoins en développement de réseau depuis la publication du précédent SDDR. Ces besoins sont étudiés dans le SDDR 2025.

⁶ [Point d'étape sur la mise en œuvre du SDDR 2019 \(période 2019-2024\)](#)

⁷ Nouvel Automate de Zone Adaptatif

3. Principales hypothèses utilisées par RTE

3.1. Différents scénarios d'évolution du système électrique considérés

Dans son SDDR 2025, RTE a modélisé deux grandes familles de scénarios, dont chacune a fait l'objet de multiples variantes (plusieurs centaines au global) :

- **le scénario A** correspond à la fois à une accélération réussie de l'électrification de l'économie et à une forte croissance des moyens de production électrique. Ce scénario est cohérent avec la PPE mise en consultation en mars 2025⁸ ;
- **le scénario B** correspond à un moindre développement de la consommation et des moyens de production électrique. Il correspond à un retard d'environ 5 ans par rapport au scénario A.

La stratégie de référence choisie par RTE dans son SDDR se fonde sur l'étude de ces deux scénarios :

- les trajectoires liées aux raccordements (EnR, éolien en mer, industriels, nucléaire) sont globalement établies sur le scénario A. Ces trajectoires s'adapteront néanmoins en fonction des besoins effectifs liés à ces raccordements (cf. partie 4.1.2) ;
- les trajectoires liées à la structure du réseau à très haute tension prennent en compte des investissements rentables dans les deux scénarios étudiés (A et B) ainsi que des différentes variantes sur l'électrification ou le développement de nouvelles capacités.

Les stratégies de renouvellement et d'adaptation au changement climatique du réseau sont indépendantes de l'évolution du mix électrique et ne sont pas construites sur ces scénarios.

Les paragraphes suivants proposent une analyse des hypothèses utilisées pour la France. Les hypothèses utilisées pour les autres pays européens sont étudiées dans la partie 11.3 en comparaison des hypothèses du TYNDP.

3.1.1. Hypothèses de consommation d'électricité en France

Dans les deux scénarios étudiés, RTE prévoit une croissance significative de la consommation d'électricité en France entre 2025 et 2040. Cette croissance est principalement portée par le développement de la mobilité électrique, l'électrification de l'industrie et le développement de nouveaux usages (*data centers*, production d'hydrogène par électrolyse).

Le scénario A prévoit ainsi une croissance forte de la consommation, qui passerait d'environ 450 TWh en 2025 à 615 TWh en 2035 puis 670 TWh en 2040. Le scénario B retient une croissance plus modérée, mais néanmoins soutenue par rapport à la consommation actuelle, avec une demande estimée à 555 TWh en 2035 et 615 TWh en 2040.

La CRE constate que les deux scénarios reposent sur une croissance marquée de la consommation électrique, ce qui constitue une inflexion notable par rapport aux évolutions constatées ces dernières années. En effet, la consommation d'électricité a diminué d'environ 6 % entre le milieu de la décennie 2010 (consommation de l'ordre de 480 TWh/an) et le niveau constaté aujourd'hui (environ 450 TWh/an). Depuis 18 mois, la consommation stagne alors que les prix de l'électricité ont retrouvé un niveau modéré. Ces éléments ont par ailleurs été soulignés par RTE dans le bilan prévisionnel et dans les bilans électriques annuels.

⁸ [PPE 3 mise en consultation en mars 2025](#)

Il existe de nombreuses incertitudes sur l'évolution de la consommation électrique dans les prochaines années, notamment concernant la mobilité électrique, l'électrification de l'industrie ou la production d'hydrogène par électrolyse. Par exemple, alors que RTE a reçu de nombreuses demandes de raccordement de clients industriels, qui au total représenteraient une croissance de la consommation estimée à +180 TWh/an (avec un facteur de charge de 100 %), à ce jour, seules 15 % de ces demandes se sont effectivement concrétisées par le lancement des travaux de raccordement⁹. La mise en service d'installations industrielles nécessite également des périodes de montée en charge pouvant s'étaler sur plusieurs années.

Le niveau élevé d'incertitude justifie pleinement d'étudier des scénarios contrastés, prenant en compte un retard de l'électrification et une concrétisation limitée des projets industriels. La CRE constate toutefois que tous les scénarios, y compris le moins ambitieux retenu par RTE (scénario B), constituent une rupture marquée par rapport à la tendance récente.

La CRE considère donc à ce stade que l'analyse réalisée par RTE dans le SDDR, fondée sur l'étude de deux scénarios, est pertinente. Elle permet de rendre compte des dynamiques et des stratégies d'investissements sur un horizon de temps long.

Avant de décider de lancer les investissements les plus importants (voir partie 9), la CRE envisage de demander à RTE de confronter les analyses technico-économiques des projets à des études de sensibilité tenant compte de scénarios de plus faible croissance de la consommation et de la production électrique. Pour ces études décisionnelles, des analyses reposant sur une hausse encore plus faible de la consommation et de la production permettraient de refléter un ensemble plus large de futurs possibles.

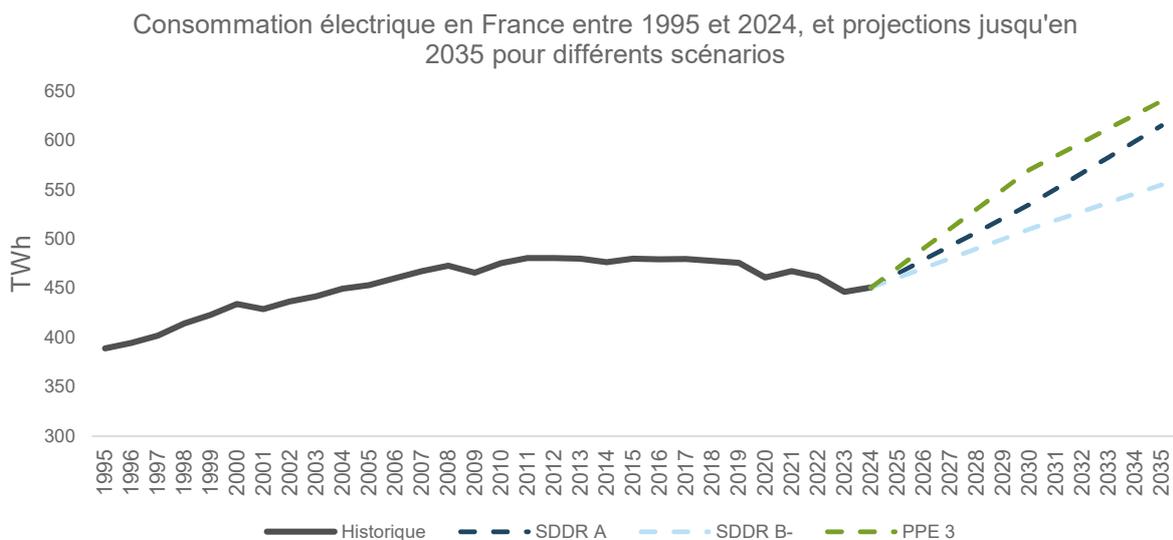


Figure 1. Consommation annuelle d'électricité en France en fonction des scénarios (sources : RTE, PPE mise en consultation en mars 2025).

⁹ Signature de la convention de raccordement correspondant au début des travaux.

- L'utilisation de plusieurs scénarios contrastés constitue une bonne pratique en matière d'analyse prospective des investissements. Bien que les scénarios étudiés par RTE dans son SDDR soient ambitieux en termes de croissance de la consommation électrique, la CRE estime à ce stade que ces derniers sont suffisants pour des visées de planification et d'étude des stratégies d'investissements.
- RTE a reçu de nombreuses demandes de raccordement pour des nouveaux projets industriels ou l'augmentation de la puissance de soutirage sur des sites existants. L'ensemble de ces demandes pourrait représenter jusqu'à + 180 TWh/an de consommation électrique. Bien que la concrétisation de ces demandes soit limitée à ce jour (seulement 15 %), elles devraient conduire à une croissance de la consommation électrique dans les prochaines années.

3.1.2. Hypothèses de production d'électricité en France

Les hypothèses utilisées par RTE dans les scénarios du SDDR pour la production d'électricité sont adaptées en fonction de l'évolution envisagée de la consommation :

- le scénario A retient les hypothèses les plus élevées, avec la mise en service de deux paires d'EPR (Penly et Gravelines) d'ici 2040 et un rythme de développement des EnR légèrement supérieur à l'historique des dernières années ;
- le scénario B retient un retard dans la mise en service des EPR après 2040 et des rythmes moins rapides de développement des EnR, en ligne avec le rythme observé ces dernières années pour l'éolien et en baisse par rapport à la tendance récente pour le solaire.

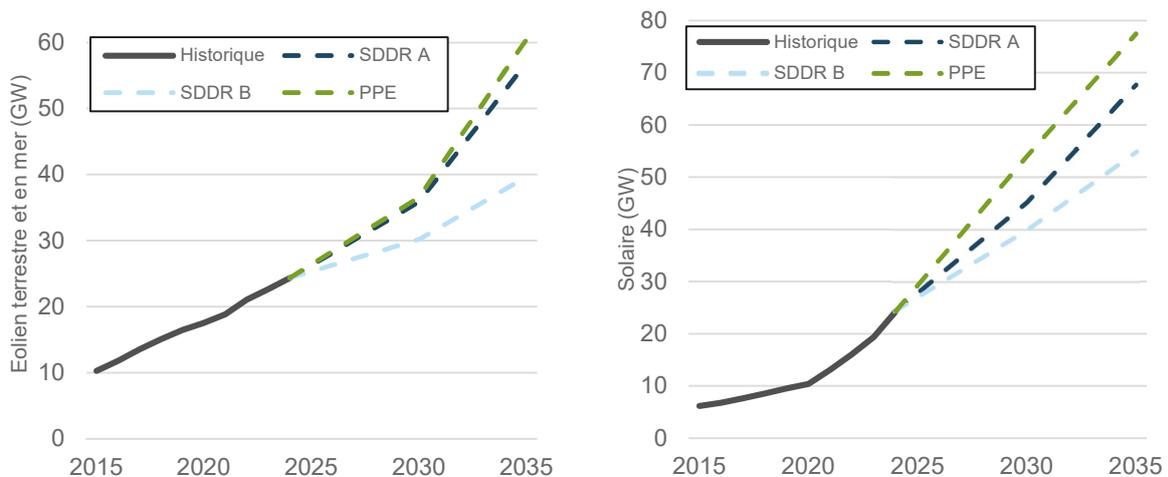


Figure 2. Trajectoires d'évolution des filières solaire et éolienne (terrestre et en mer) (sources : SDDR 2025 RTE, PPE mise en consultation en mars 2025¹⁰).

La CRE considère à ce stade que les hypothèses retenues par RTE concernant le développement des capacités de production sont cohérentes avec les rythmes de développement récemment observés. Le rythme de développement réel dépendra de l'évolution de la consommation électrique dans les prochaines années.

¹⁰ Les données utilisées pour la trajectoire PPE, mise en consultation en mars 2025, pour la période 2030-2035 correspondent à la moyenne de la fourchette haute et de la fourchette basse.

3.2. Référentiel de chiffrage des coûts des projets

Le chiffrage des projets retenu par RTE dans son SDDR 2025 repose sur deux méthodologies différentes selon les horizons temporels considérés :

- pour la période 2025-2030, les trajectoires se fondent essentiellement sur les coûts des projets identifiés dans le programme d'investissements 2025 approuvé par la CRE ;
- pour la période 2030-2040, RTE retient un chiffrage simplifié fondé sur des coûts de référence par type d'investissements.

La CRE a notamment demandé à RTE de justifier la pertinence des références de coûts retenues dans le SDDR. RTE a ainsi transmis une analyse comparative entre ces références de coûts et les coûts réalisés pour des projets récemment mis en service (lorsqu'il existe des projets récents comparables). La CRE considère que cette analyse est satisfaisante et estime que les références de coûts utilisées dans le SDDR sont cohérentes avec l'historique des projets récents.

Catégorie d'ouvrages	Références de coûts du SDDR
Création d'une ligne aérienne double circuit à 400 kV (pour une capacité d'environ 4 GW et incluant les coûts d'insertion issus de la concertation des projets)	2,5 à 3,9 M€/km
Création d'une ligne souterraine à courant continu d'une capacité de 2 GW (fourchette pour des distances comprises entre 50 et 100 km, incluant le coût des stations de conversion)	20 à 35 M€/km
Remplacement des conducteurs pour une ligne 400kV à un seul terne	0,9 à 1,5 M€/km
Création d'une ligne aérienne simple circuit 225 kV	0,6 à 1,5 M€/km
Création d'une ligne souterraine simple circuit en HTB 2 (incluant les coûts d'insertion issus de la concertation des projets et les coûts de compensation de l'énergie réactive)	1,1 à 2,2 M€/km
Création d'une ligne souterraine 63-90 kV (incluant les coûts d'insertion issus de la concertation des projets et les coûts de compensation de l'énergie réactive)	0,8 à 1,4 M€/km
Renouvellement à l'identique d'une ligne aérienne 400 kV (partiel ou total)	0,4 à 1,5 M€/km
Renouvellement à l'identique d'une ligne aérienne 225 kV	0,5 à 1,3 M€/km
Renouvellement à l'identique d'une ligne aérienne 63-90 kV	0,4 à 1,1 M€/km
Création d'un poste électrique 400 kV	50 à 100 M€/poste
Transformateur 225 kV/63-90 kV	6,4 M€/transformateur
Cellule de poste électrique (disjoncteur, sectionneur, transformateur de mesure)	0,6 à 0,9 M€/cellule
Raccordement de parc éolien en mer à courant continu 320 kV ou 525 kV (poste en mer, câble sous-marin, station terrestre)	1,8 à 2,7 Md€/GW

Tableau 1. Exemples de références de coûts du SDDR 2025.

Question 1 Avez-vous des remarques s'agissant des scénarios retenus et des hypothèses utilisées par RTE dans son SDDR ?

4. Trajectoires prévisionnelles d'investissements et scénarios d'évolution des tarifs

4.1. Une croissance des investissements variable selon les scénarios considérés

4.1.1. Trajectoire d'investissements de référence

La trajectoire d'investissements de référence présentée par RTE dans son SDDR présente des dépenses totales de 105 Md€, en euros constants 2024, sur 15 ans (2025-2039). Sur ce montant, 11 Md€ concernent des projets qui seront mis en service après 2040.

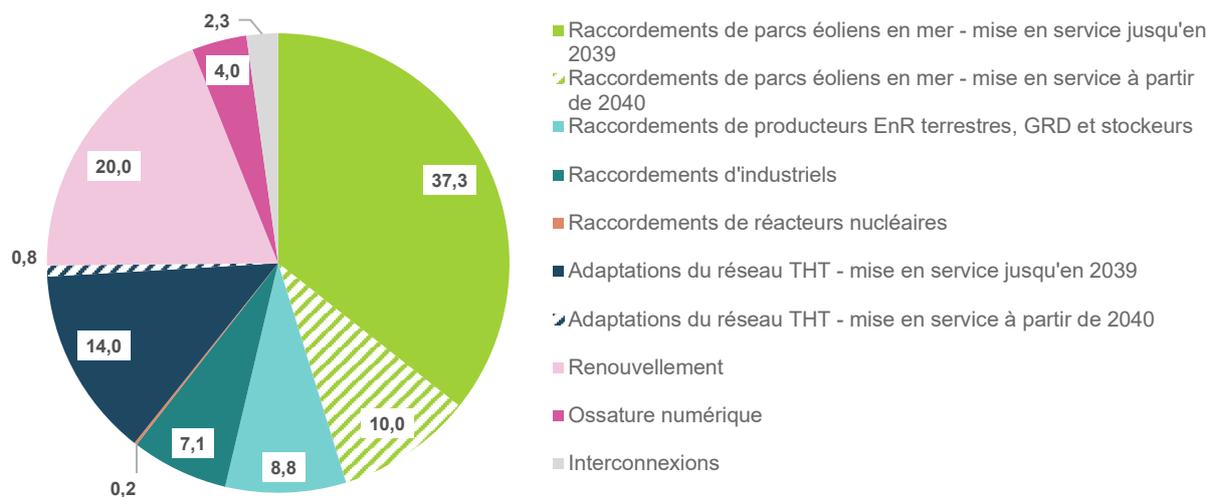


Figure 3. Dépenses d'investissements prévisionnelles sur la période 2025-2039 (Md€2024).

Cette trajectoire de référence prévoit une forte hausse des investissements de RTE, qui passeraient de 2,1 Md€/an sur la période 2021-2025 à 7,9 Md€/an sur la période 2035-2039 (cf. figure 4). Cette hausse des dépenses d'investissements s'explique principalement par :

- le raccordement de parcs éoliens en mer (de 0,4 Md€/an sur 2021-2025 à 3,9 Md€/an sur 2035-2039, cf. partie 7) ;
- le renouvellement du réseau (de 0,7 Md€/an sur 2021-2025 à 1,9 Md€/an sur 2035-2039, cf. partie 5.1) ;
- l'adaptation du réseau à très haute tension aux évolutions de la consommation et de la production (de 0,3 Md€/an sur 2021-2025 à 1,0 Md€/an sur 2035-2039, cf. partie 9) ;
- le raccordement de nouveaux utilisateurs terrestres (de 0,2 Md€/an sur 2021-2025 à 0,9 Md€/an sur 2035-2039, cf. partie 8) ;
- la stabilité des dépenses dans l'ossature numérique du réseau (0,2 Md€/an sur 2021-2024 et sur 2035-2039) après une légère hausse sur la période 2025-2030 (0,4 Md€/an en moyenne) liée à la fermeture de la boucle locale cuivre d'Orange (cf. partie 5.2).

La suite de ce document inclut une analyse détaillée des inducteurs de cette hausse par catégorie d'investissement.

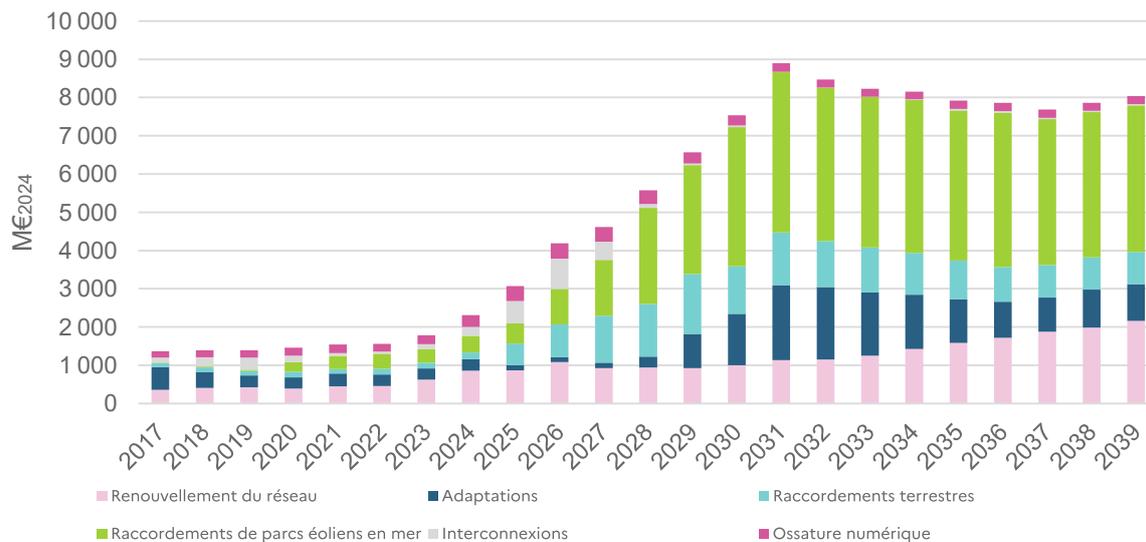


Figure 4. Dépenses d'investissements « réseau » de RTE sur la période 2017-2039 (M€2024).

La majorité de ces dépenses d'investissements sera financée par les tarifs d'utilisation du réseau de transport d'électricité. Leur effet sur les évolutions de facture du TURPE pour les utilisateurs des réseaux est abordé en partie 4.2.

Une part de ces investissements est financée directement par les demandeurs (contributions de raccordement), et n'aura donc pas d'effet sur la facture TURPE des utilisateurs. RTE estime qu'entre 8 et 12 Md€ seront perçus des demandeurs de raccordements sur la période 2025-2039, sur un total d'investissements de RTE pour le raccordement de 16 Md€ (cf. partie 8). En revanche, la totalité des investissements de raccordement des parc éoliens en mer (voir partie 7) est supportée par le TURPE, conformément à la loi.

➤ La CRE rappelle qu'une partie des dépenses prévues dans le SDDR sera financée directement par les demandeurs de raccordement. Ces financements s'élèveraient à environ 10 Md€ sur la période et ne seront donc pas à la charge du TURPE.

4.1.2. Sensibilité de la trajectoire d'investissements aux évolutions du système électrique

Les dépenses d'investissements qui seront réellement engagées sur la période 2025-2039 dépendront des évolutions effectives du système électrique sur cette période (cf. partie 3.1). La trajectoire de référence présentée par RTE dans son SDDR, soit 105 Md€, s'appuie ainsi :

- sur des hypothèses d'évolution rapide du système électrique, de type scénario A, pour les trajectoires de raccordement d'utilisateurs terrestres ou en mer ;
- sur des hypothèses de moindre développement de la consommation et de la production, de type scénario B, pour la trajectoire d'adaptation du réseau très haute tension.

Une partie de ces dépenses, incluant le renouvellement du réseau, l'ossature numérique ou l'adaptation au changement climatique, sont indépendantes des choix du scénario d'évolution du système électrique. Ces dépenses ont vocation à être réalisées quel que soit le scénario retenu.

L'autre partie des dépenses d'investissements prévisionnelles sur la période 2025-2039 dépendra du choix du scénario d'évolution du système électrique. La trajectoire de dépenses présentée par RTE est paramétrable et sera adaptée en fonction des évolutions effectives du système électrique. Les dépenses prévisionnelles sur la période 2025-2039 varient ainsi entre 82 Md€ dans le scénario B et 110 Md€ dans le scénario A.

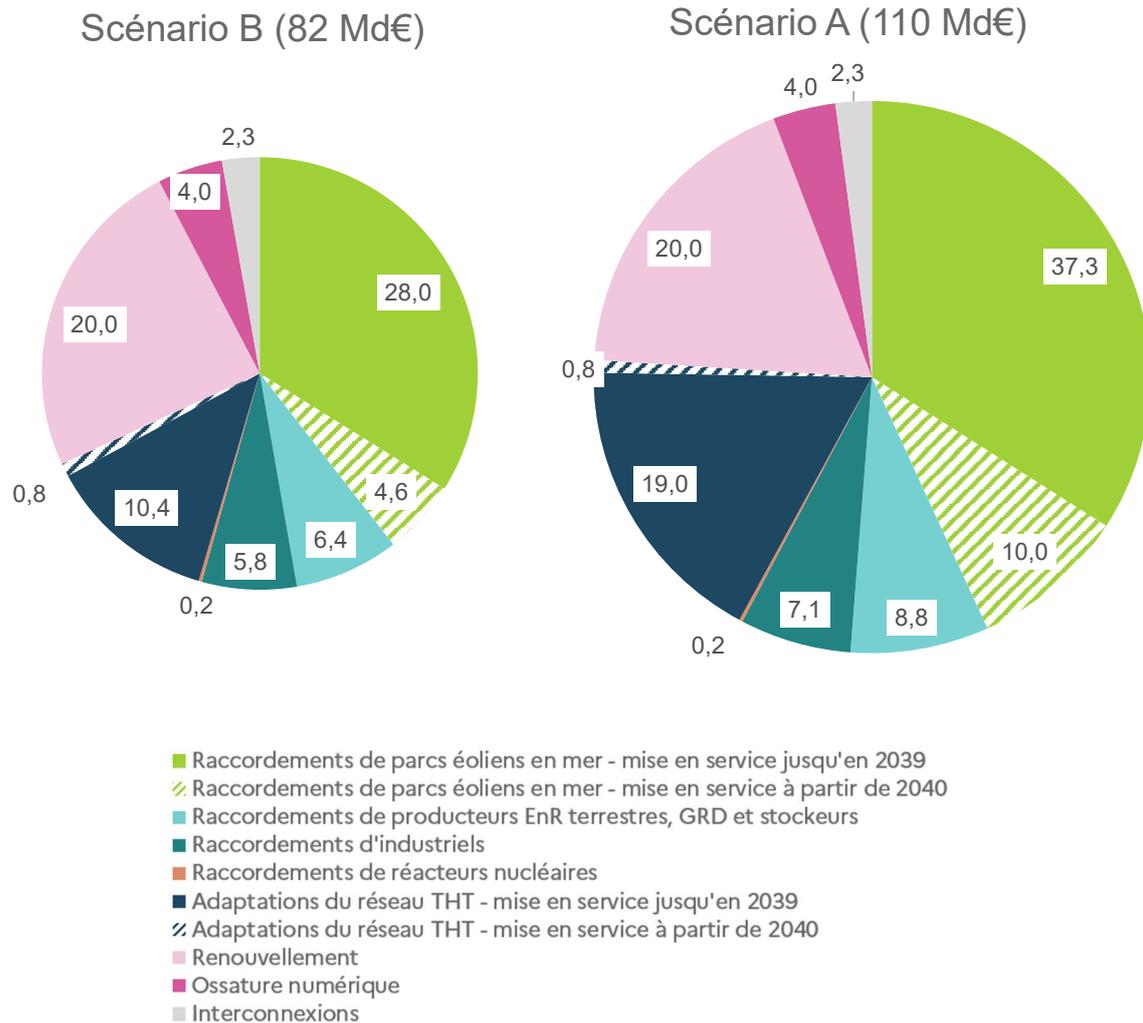


Figure 5. Dépenses d'investissements dans les scénarios A et B.

- La trajectoire de dépenses d'investissements sur la période 2025-2039 s'élève à 105 Md€ dans le scénario de référence retenu par RTE et en considérant les projets dont les mises en service sont prévues après 2040.
- Une part des dépenses se réalisera indépendamment des scénarios de transition énergétique retenus, notamment le renouvellement du réseau et son adaptation au changement climatique, qui constituent des enjeux essentiels des investissements proposés par RTE dans son SDDR (de l'ordre du quart du montant total).
- Le reste des dépenses sera adapté en fonction des évolutions réelles du système électrique. Le montant total des dépenses prévues sur la période du SDDR serait ainsi de 82 Md€ dans un scénario de moindre croissance de la consommation électrique (scénario B). Il serait de 110 Md€ dans un scénario d'accélération réussie (scénario A).

4.2. Une hausse des investissements entraînant une hausse maîtrisée des tarifs de réseau

4.2.1. Évolution du TURPE HTB

Les investissements réalisés par RTE sont financés par le TURPE via les charges de capital : les investissements (hors financement de tiers) intègrent la base d'actifs régulés et sont ensuite amortis et rémunérés sur l'ensemble de leur durée de vie économique (généralement de l'ordre de 40 ans). La hausse des investissements de RTE entraînera ainsi une hausse plus modérée des charges de capital, du fait de leur étalement sur la durée de vie des actifs.

La CRE a estimé l'effet des investissements prévus par le SDDR sur le revenu autorisé de RTE dans une variante haute (scénario A) et une variante basse (scénario B) prenant en compte les investissements selon les scénarios (110 Md€ dans le scénario A et 82 Md€ dans le scénario B), les hypothèses de consommation d'électricité de ces scénarios, des hypothèses de coût du capital et de charges d'exploitation de RTE et une stabilité des recettes d'interconnexions au niveau du TURPE 7.

Ces hypothèses conduisent à un revenu autorisé de RTE pour l'année 2040 compris entre 9,0 Md€₂₀₂₅ dans la variante basse (scénario B) et 11,8 Md€₂₀₂₅ dans la variante haute (scénario A).

Le niveau de cette hausse du revenu autorisé de RTE dépendra de l'évolution du système électrique et notamment de la hausse de la consommation. La hausse de la consommation électrique viendra en effet amoindrir la hausse de facture individuelle des clients, car les charges additionnelles seront réparties sur une plus grande quantité d'électricité consommée. Par ailleurs, les effets seront différents entre les clients directement raccordés au réseau de transport (HTB), dont les factures dépendent uniquement des charges de RTE, et les utilisateurs raccordés au réseau de distribution (HTA-BT), dont les factures dépendent aussi des charges des gestionnaires de réseau de distribution¹¹. Dans les estimations ci-après relatives aux clients résidentiels, la CRE a également inclus le plan d'investissements prévu par Enedis d'ici 2040.

4.2.2. Effet sur la facture des clients directs de RTE

La CRE estime que la facture TURPE moyenne pour les clients directement raccordés au réseau de transport devrait augmenter d'environ 10,2 €₂₀₂₅/MWh en 2025 à 13,7 €₂₀₂₅/MWh dans le scénario B (+1,9 %/an hors inflation) et à 16,2 €₂₀₂₅/MWh dans le scénario A (+3,1 %/an hors inflation).

La hausse de la facture TURPE moyenne pour les clients directement raccordés au réseau de RTE est significative. Ce constat doit être nuancé pour deux raisons.

D'une part, le poids de la facture TURPE dans la facture d'électricité des clients industriels reste minoritaire, de l'ordre de 10 à 20 % considérant les niveaux des factures d'électricité constatés avant la crise observée de 2021-2023¹². La hausse envisagée du TURPE ne conduit pas à revoir ce caractère minoritaire de la facture.

D'autre part, environ 40 % des clients directs de RTE sont éligibles à la réduction des tarifs prévue pour les consommateurs électro-intensifs¹³. Ces clients électro-intensifs représentent la majorité des consommations des clients directement raccordés au réseau public de transport. La facture TURPE moyenne de ces clients s'élève à environ 2 €/MWh en 2025 et une hausse d'environ 50 % du niveau du TURPE HTB porterait ce montant à environ 3 €/MWh en 2040. Le maintien de ce dispositif permettrait donc de limiter très fortement l'impact de cette hausse sur cette catégorie de clients.

¹¹ En vertu du principe de cascade des coûts retenu dans les TURPE HTB et HTA-BT, la facture TURPE des consommateurs résidentiels couvre les coûts du réseau de distribution ainsi qu'une partie des coûts du réseau de transport.

¹² Avant la crise observée sur les marchés de l'électricité sur la période 2021-2023, les factures d'électricité des entreprises consommant plus de 0,5 GWh en France métropolitaine se situaient entre 40 et 100 €/MWh. Source : publications annuelles du ministère de la transition écologique sur les prix de l'électricité en France et dans l'Union européenne.

¹³ Dispositif prévu à l'[article L. 341-4-2 du code de l'énergie](#).

- Les consommateurs HTB non éligibles à l'abattement électro-intensif connaîtraient une hausse significative de leur facture moyenne du TURPE HTB (+2 à +3 %/an hors inflation). Cette hausse demeurerait néanmoins maîtrisée en raison du poids minoritaire du TURPE HTB dans la facture totale de ces clients (entre 10 et 20 % hors crise rencontrée ces dernières années).
- Environ 40 % des clients directs de RTE, représentant la majeure partie de la consommation d'électricité industrielle sur le réseau de transport, sont éligibles à l'abattement électro-intensif. Cette réduction limitera fortement l'effet de la hausse sur ces clients industriels. Pour ces clients, le rôle joué par ce dispositif dans les prochaines années continuera donc à être important.

4.2.3. Effet sur la facture des clients résidentiels

Une part majoritaire du TURPE HTB est acquittée par les gestionnaires de réseau de distribution, et donc *in fine* supportée, via le TURPE HTA-BT, par les utilisateurs raccordés au niveau de la distribution. La hausse des charges de RTE aura donc également un effet sur la facture des consommateurs résidentiels. Le niveau de cette hausse sera cependant inférieur à celle des clients directs de RTE : elle sera amortie par la hausse de la consommation et par l'évolution plus faible du niveau des charges d'Enedis sur la même période. Le plan d'investissements d'Enedis, d'un montant de 96 Md€₂₀₂₁ sur la période 2022-2040, prévoit en effet une hausse des investissements moins importante que le SDDR de RTE par rapport au niveau des investissements constaté actuellement.

Sur cette base, le tarif d'acheminement (TURPE HTA-BT) pour un consommateur domestique moyen pourrait augmenter d'environ 68,1 €₂₀₂₅/MWh en 2025 à 79,1 €₂₀₂₅/MWh dans le scénario B (+1,0 %/an hors inflation) et à 76,3 €₂₀₂₅/MWh dans le scénario A (+0,8 %/an hors inflation).

Cette hausse du TURPE HTA-BT conduirait ainsi à une hausse de la facture d'électricité, pour un client domestique moyen, comprise, hors inflation et hors évolution des autres composantes (fourniture et fiscalité), entre +0,3 %/an dans le scénario A (+8,3€₂₀₂₅/MWh entre 2025 et 2040) et +0,4 %/an dans le scénario B (ou +11,1 €₂₀₂₅/MWh) entre 2025 et 2040.

- Les trajectoires d'investissements présentées par RTE dans le SDDR et par Enedis dans son plan d'investissements conduisent à une hausse modérée du tarif d'acheminement pour un client domestique moyen, de l'ordre de +1 %/an hors inflation. Cela représente une hausse de la facture totale de ces utilisateurs comprise entre +0,3 %/an et +0,4 %/an hors inflation et hors évolution des autres composantes (fourniture et fiscalité).

Question 2 Avez-vous des remarques quant à l'analyse de la CRE sur l'effet du plan d'investissements de RTE sur les factures des consommateurs d'électricité ?

5. Le rythme de renouvellement du réseau devra augmenter en raison de son vieillissement

Le réseau de transport d'électricité est, en moyenne, âgé d'environ 50 ans. À partir de 2030, un nombre croissant de lignes aériennes, construites après la Seconde Guerre mondiale, vont atteindre leur durée de vie normative. Cette tendance va se poursuivre dans les décennies suivantes avec le renouvellement des lignes construites pour accompagner le développement du parc électronucléaire dans les décennies 1970 et 1980. Dans le SDDR 2025, les investissements relatifs au renouvellement du réseau évoluent d'environ 850 M€ en 2025 à 970 M€ par an sur la période 2025-2029 puis à 1,5 Md€ par an en moyenne sur la période 2030-2039 dans le scénario de référence de RTE.

5.1. La trajectoire de renouvellement des lignes et des postes électriques sera en croissance d'ici 2040

5.1.1. Trajectoire d'investissements de référence pour les lignes et les postes électriques

La trajectoire globale de dépenses de renouvellement prévue par RTE pour les lignes et les postes électriques totalise 20 Md€ sur la période 2025-2039. Ces dépenses concernent :

- 12,8 Md€ pour le renouvellement des lignes aériennes, comprenant notamment le remplacement de 21 000 km de liaisons ;
- 1,5 Md€ pour le renouvellement des lignes souterraines ;
- 3,4 Md€ pour la reconstruction ou la réhabilitation de 278 postes électriques en technologie aérienne et 44 en technologie PSEM ;
- 2,1 Md€ pour le renouvellement de matériels (transformateurs de puissance, disjoncteurs, sectionneurs et transformateurs de mesure principalement) dans les postes électriques existants.

5.1.2. Doctrine de renouvellement appliquée par RTE

Pour la majorité de ses actifs, RTE retient un critère de renouvellement sur la base d'une durée de vie normative, fixée au regard des retours d'expérience, des types de matériels et de leur technologie. À titre d'exemple, la durée de vie normative des câbles électriques est de 85 ans et celle des pylônes situés en zone de corrosivité normale (ZCN) est de 100 ans. RTE effectue un suivi régulier de ses actifs et les contrôles réalisés peuvent conduire à des renouvellements avant la durée de vie normative lorsque des dégradations significatives sont constatées.

Les durées de vie normatives utilisées par RTE pour les câbles électriques et les pylônes se situent dans le haut de la fourchette de celles utilisées par les autres gestionnaires de réseau de transport européens.

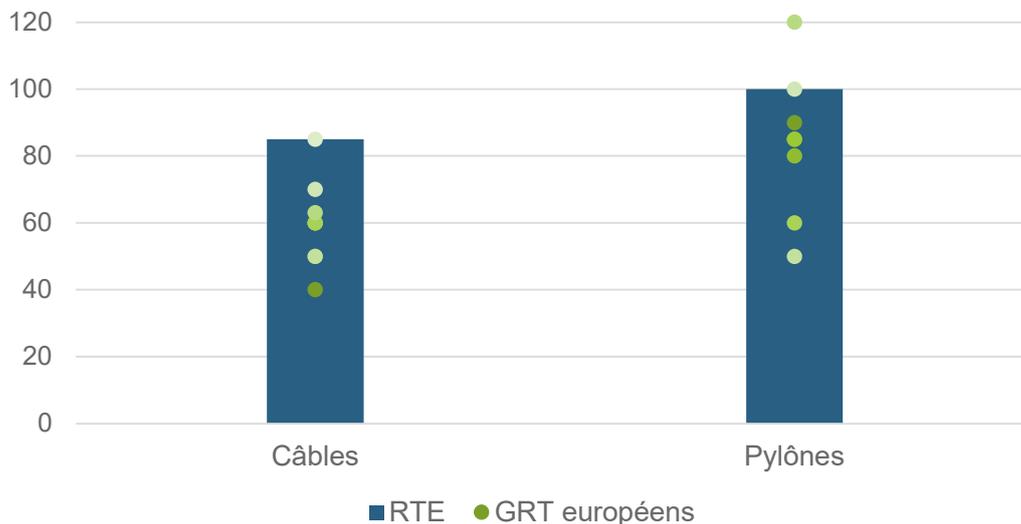


Figure 66. Durée de vie normative des actifs liaison de différents gestionnaires de réseau de transport en Europe (années)¹⁴

¹⁴ Les noms des GRT concernés par l'étude sont masqués pour des raisons de confidentialité.

Le SDDR 2025 prévoit plusieurs évolutions de la doctrine de renouvellement. En premier lieu, RTE propose de mutualiser le renouvellement des câbles électriques et des pylônes lorsque l'un des deux composants est éligible à un renouvellement et que la durée de vie restante de l'autre composant est inférieure à 15 ans. RTE estime en effet que la généralisation des renouvellements complets de lignes aériennes permettrait de dégager des gains sur les coûts fixes associés à ces opérations (consignations et accès aux ouvrages, autorisations administratives, pilotage des travaux) et d'optimiser les tracés (un renouvellement complet permet d'adapter à la marge les tracés des lignes électriques pour limiter le recours à des fondations spéciales onéreuses).

RTE a transmis à la CRE une analyse technico-économique montrant que cette stratégie permettrait une réduction des dépenses d'investissements de l'ordre de 10 à 20 % par rapport à des opérations désynchronisées. Au regard de ces éléments, la CRE considère à ce stade que cette évolution est pertinente. La CRE prévoit de veiller à la matérialisation effective de ces gains, via un suivi spécifique du coût de ces opérations.

Concernant les postes électriques, RTE propose d'adapter le renouvellement de certains de ses actifs (transformateurs de puissance et transformateurs de mesure) selon leur état réel de dégradation et non plus de façon systématique sur la base de critères normatifs d'âge. RTE estime notamment que le renouvellement anticipé de 5 % du parc des transformateurs de puissance, présentant la plus forte criticité en termes d'âge (de 55 à 75 ans) et de risques de coupures en cas d'avarie, permettrait des économies pour le système électrique de l'ordre de 50 à 100 M€ sur la période 2025-2039. Ces gains résulteraient notamment de la réduction des coupures qui pourraient être causées par des avaries de ces appareils en fin de vie.

À ce stade, la CRE est favorable à cette démarche, qui vise à optimiser la gestion des actifs âgés en réduisant les risques critiques et en acceptant une part de risques résiduels. Des approches similaires sont mises en œuvre par les autres gestionnaires de réseaux européens. La CRE estime important de généraliser cette approche, notamment s'agissant du renouvellement des lignes électriques, qui représentent la majorité des dépenses sur la période du SDDR. Il s'agit notamment d'adapter les critères de renouvellement des lignes électriques en fonction de leur état réel et de leur criticité vis-à-vis du risque de coupure en cas d'avarie.

Enfin, conformément aux éléments transmis à la CRE dans le cadre de l'analyse du programme d'investissements 2025¹⁵, RTE propose de revoir le plan de reconstruction des postes sous enveloppe métallique (plan PSEM), pour lesquels un renouvellement anticipé n'apparaît plus justifié. RTE procédera désormais à un renouvellement fondé sur l'obsolescence de ces matériels, notamment vis-à-vis des pièces de rechange ou de l'utilisation du gaz isolant SF₆. Les conditions de cette obsolescence doivent encore être précisées par RTE.

- La démarche de synchronisation des renouvellements des câbles et de pylônes proposée par RTE est pertinente et permet des gains associés à la mutualisation des opérations.
- La mise en œuvre de critères de renouvellement fondés sur l'état réel des actifs et leur criticité, en lieu et place de durées de vie normatives, constitue une bonne pratique. En plus des postes électriques, ces évolutions devraient s'appliquer prioritairement au renouvellement des lignes électriques qui représentent les plus forts enjeux financiers sur la période du SDDR.

5.1.3. Stratégie proposée pour faire face au vieillissement du réseau

Le SDDR 2025 présente les pyramides des âges des câbles électriques et des pylônes. Entre 2025 et 2030, le volume de liaisons aériennes éligibles au renouvellement est stable, soit environ 800 km/an. À partir de 2030, et principalement après 2035, RTE identifie une forte croissance du volume de liaisons aériennes éligibles au renouvellement, jusqu'à 2 000 km/an en 2040 (vieillessement des liaisons aériennes ayant été construites pour accompagner le développement du parc électronucléaire).

¹⁵ [Délibération de la CRE du 13 mars 2025 portant approbation du programme d'investissements 2025 de RTE](#)

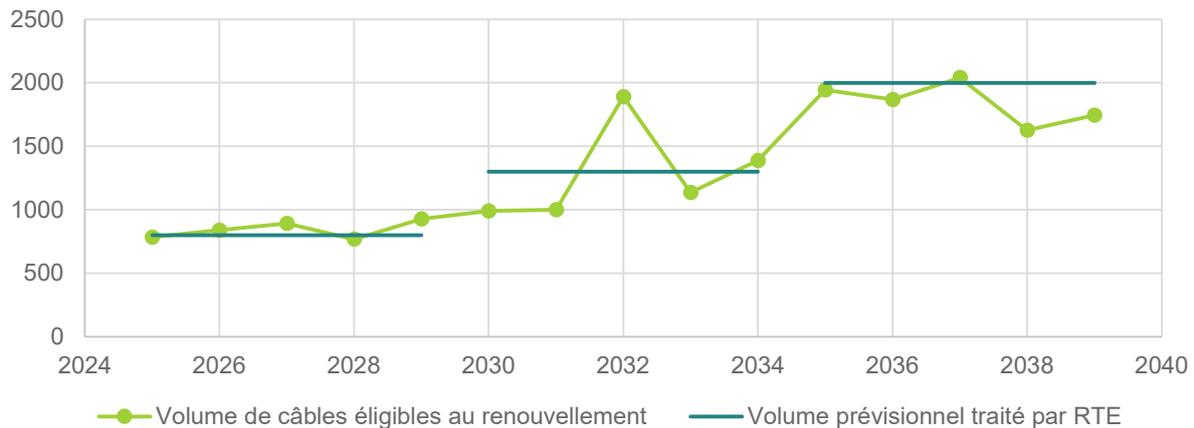


Figure 77. Evolution du gisement de câbles éligibles au renouvellement et du volume prévisionnel traité par RTE (km)

Les dynamiques sont différentes pour les matériels de postes électriques, dont la durée de vie normative est plus courte (généralement de l'ordre de 45 ans). RTE anticipe néanmoins une croissance des reconstructions complètes de postes électriques anciens et de postes sous enveloppe métallique.

Afin de répondre à cette problématique, le SDDR présente 5 scénarios de renouvellement différents dans les 15 prochaines années, pouvant aller de 12 Md€ à 29 Md€ sur la période du SDDR.

La stratégie proposée par RTE (20 Md€ sur la période) ne consiste pas à renouveler l'ensemble des matériels ayant atteint leur durée de vie normative. En effet, RTE exploite déjà une partie de ses actifs au-delà de cette durée normative, sans conséquence visible sur la qualité d'alimentation. Ce résultat s'explique notamment par les actions mises en œuvre pour suivre et améliorer l'état des matériels ainsi que par les incertitudes sur le risque d'avarie pour des actifs âgés. La stratégie proposée par RTE vise ainsi à maintenir constant le volume d'actifs ayant atteint les critères de renouvellement actuels et à renouveler en priorité les actifs les plus critiques (âge, importance pour le réseau, résilience au changement climatique).

La stratégie proposée par RTE est progressive : le rythme de renouvellement serait stabilisé au niveau actuel jusqu'à 2030 et une accélération serait opérée sur la période 2030-2040. À titre d'exemple, RTE prévoit le remplacement d'environ 800 km de câbles électriques par an d'ici 2030, 1 300 km/an entre 2030 et 2035 et 2 000 km/an sur la période 2035-2040 (voir figure 10).

La stratégie de renouvellement doit rechercher l'optimum technico-économique entre la prolongation de la durée de vie des ouvrages (permettant de réduire les dépenses d'investissements) et la limitation du risque d'avarie pour les actifs âgés (pouvant engendrer des coupures et donc des coûts importants). De ce point de vue, la CRE estime que la stratégie proposée par RTE est adaptée et permet de respecter les critères de renouvellement définis actuellement. Néanmoins, comme évoqué en partie 5.1.2, la CRE estime que ces critères de renouvellement devraient être améliorés, notamment s'agissant des lignes aériennes, afin de tenir compte de l'état réel des actifs et les risques d'avarie associés.

La CRE considère ainsi à ce stade que la première phase de consolidation du rythme actuel de renouvellement du réseau d'ici 2030 est justifiée au regard du volume d'actifs atteignant leur durée de vie normative. La CRE estime également qu'une croissance du volume de renouvellement sera nécessaire dans les prochaines années, en lien avec le vieillissement des lignes construites après la Seconde Guerre mondiale. Elle estime néanmoins à ce stade prématuré de se prononcer sur le rythme de renouvellement proposé sur la période 2030-2040. La CRE envisage plutôt de demander à RTE de réinterroger en premier lieu les critères utilisés pour le renouvellement de ses actifs, notamment des lignes aériennes, en vue de confirmer le rythme d'accélération du renouvellement dans le prochain SDDR.

Enfin, la CRE envisage également de mettre en œuvre un suivi de différents indicateurs de renouvellement lors des programmes d'investissements annuels. Cette liste se trouve en annexe 1.

- Le nombre de lignes électriques atteignant leur durée de vie normative va s'accroître à partir de 2030, en raison du vieillissement des lignes construites pour accompagner le développement du parc électronucléaire en France.
- La stratégie proposée par RTE vise à trouver le meilleur compromis entre la prolongation de la durée de vie et les risques liés aux actifs les plus âgés. La CRE considère à ce stade que la stratégie proposée d'ici 2030 permettant de renouveler les actifs ayant atteint leur durée de vie normative est pertinente.
- Bien que la nécessité d'accélération des investissements soit établie et partagée par la CRE, elle demande à RTE de réinterroger les critères utilisés pour le renouvellement de ses actifs, en particulier s'agissant des lignes aériennes. Ces éléments permettront de confirmer l'ampleur de l'accélération des renouvellements prévue à partir de 2030 à l'occasion du prochain SDDR.
- RTE devrait poursuivre les efforts engagés concernant le pilotage et le suivi des opérations de renouvellement. Une liste d'indicateurs sera définie par la CRE pour réaliser un suivi lors des programmes d'investissements annuels.

5.1.4. Mutualisation entre les opérations de renouvellement et d'adaptation du réseau

Dans la construction de sa trajectoire prévisionnelle, RTE a considéré une mutualisation possible entre les opérations de renouvellement du réseau et les opérations d'adaptation et de renforcement du réseau (voir partie 9). RTE prévoit ainsi qu'environ 10 % des liaisons anciennes seront déposées et reconstruites dans le cadre de projets d'adaptation et de renforcement du réseau existant.

La CRE estime pertinent de rechercher la mutualisation la plus importante possible entre les opérations de renouvellement et d'adaptation du réseau. Néanmoins, l'hypothèse retenue par RTE équivaut à environ 150 km de lignes déposées par an, ce qui se situe à un niveau bien inférieur aux 300 km par an constatés sur la période 2020-2023. La CRE envisage donc de demander à RTE de réinterroger l'hypothèse du volume de lignes déposées¹⁶ au regard du réalisé des dernières années et de la croissance des travaux d'adaptation du réseau prévus dans la période du SDDR. Le coût unitaire d'une dépose étant très inférieur au coût d'un renouvellement, une telle mise à jour pourrait mener à une baisse de 1 à 2 Md€ des dépenses d'investissements prévues dans le SDDR, sans modification du nombre de lignes renouvelées sur la période du SDDR.

- La recherche de la plus grande mutualisation possible entre opérations de renouvellement et opérations d'adaptation du réseau est pertinente.
- L'hypothèse retenue par RTE concernant le volume de lignes aériennes déposées devrait être réinterrogée au regard de l'historique récent et de la croissance des travaux d'adaptation du réseau prévus dans le SDDR.

5.1.5. Plan « zéro-phyto » pour l'entretien des postes électriques

La gestion de la végétation dans les postes électriques de RTE a historiquement été effectuée grâce à l'utilisation de produits phytosanitaires. En raison de l'évolution de la réglementation, RTE a proposé un plan dit « zéro-phyto » visant à réduire l'utilisation de produits phytosanitaires pour l'entretien des postes électriques. La CRE a approuvé ce plan dans sa délibération portant approbation du programme d'investissements 2022¹⁷, qui prévoit l'arrêt de l'usage de produits phytosanitaires pour les sites faisant l'objet d'une obligation légale ou d'une vulnérabilité forte en raison de la proximité d'une source d'eau. Environ 300 des 500 sites exploités par RTE (hors postes sources exploités avec Enedis) sont ainsi concernés par le programme « zéro-phyto » approuvé en 2022.

¹⁶ Déposes sèches et dans le cadre d'une mutualisation avec des projets d'adaptation du réseau.

¹⁷ [Délibération de la CRE du 20 janvier 2022 portant approbation du programme d'investissements 2022 de RTE.](#)

Dans le SDDR 2025, RTE propose d'étendre ce plan à l'ensemble des sites exploités par RTE. Cette politique élargie représenterait des investissements supplémentaires de 100 M€ environ par rapport au plan approuvé en 2022.

À ce stade, la CRE considère que le plan approuvé en 2022, qui inclut un large éventail de sites vulnérables, est déjà ambitieux au regard des obligations réglementaires. RTE n'a notamment pas été en mesure de justifier l'intérêt des surcoûts prévus par l'extension de ce plan à l'ensemble des postes électriques. La CRE est donc défavorable à la proposition d'extension et envisage de demander à RTE de poursuivre le plan actuel.

- L'arrêt de l'utilisation des produits phytosanitaires pour l'entretien de l'ensemble des postes électriques n'est pas justifié d'un point de vue technico-économique. La réduction de l'utilisation de ces produits doit cibler les sites à obligation légale ou présentant une vulnérabilité spécifique.

Question 3 Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant la trajectoire proposée par RTE pour le renouvellement du réseau ?

5.2. Une trajectoire maîtrisée pour le renouvellement et le renforcement de l'ossature numérique du réseau

5.2.1. Trajectoire d'investissements de référence

Dans son SDDR 2025, RTE a présenté une trajectoire prévisionnelle de dépenses relative à l'ossature numérique du réseau de 4 Md€ sur la période 2025-2039. Cette trajectoire vise à renouveler les systèmes de contrôle-commande du réseau de transport (2,7 Md€ sur 2025-2039), à renouveler et étendre le réseau de télécommunication de RTE (0,8 Md€ sur la période) ainsi qu'à assurer la protection du réseau et à déployer des outils de supervision du réseau et d'action en temps réel (0,5 Md€ sur la période).

Les éléments présentés par RTE dans le SDDR pour ce volet s'inscrivent dans la continuité des derniers programmes d'investissements annuels approuvés par la CRE.

5.2.2. Rythme de renouvellement du contrôle-commande

La stratégie retenue par RTE dans le SDDR prévoit un renouvellement des systèmes de contrôle-commande sur critère d'obsolescence. Cette approche est cohérente avec la stratégie approuvée par la CRE dans la délibération portant approbation du programme d'investissements 2023 de RTE¹⁸, et mène RTE à retenir un rythme de renouvellement en légère croissance sur la période, passant de 550 tranches renouvelées par an sur 2025-2030 à 600 tranches par an en 2040.

La CRE est favorable à ce stade au maintien de la politique de renouvellement des systèmes de contrôle-commande sur critère d'obsolescence. RTE présente dans son SDDR une stratégie alternative, moins ambitieuse, prévoyant le renouvellement de 500 tranches par an sur la période 2025-2039. Cette stratégie consisterait à revoir les critères d'obsolescence utilisés afin de prolonger la durée de vie de certains actifs. RTE estime que la faisabilité de cette stratégie n'est pas acquise, en particulier car elle nécessiterait la réutilisation de pièces détachées récupérées de matériels déposés.

¹⁸ [Délibération n°2023-39 portant approbation du programme d'investissements de RTE pour l'année 2023.](#)

Sous réserve de sa faisabilité, cette stratégie pourrait permettre des économies d'investissements de 300 M€ sur la période. Ces investissements entraîneraient un développement plus lent des systèmes numériques qui n'apparaît pas préjudiciable étant donné que la numérisation des systèmes de contrôle-commande n'apporte pas, à ce jour, de gains de fonctionnalité importants. La CRE envisage de demander à RTE une analyse détaillée de la faisabilité de cette stratégie et, le cas échéant, de la mettre en œuvre.

- La CRE considère à ce stade que la stratégie de renouvellement du contrôle-commande sur critère d'obsolescence est pertinente et permettra sa numérisation progressive dans les prochaines décennies. RTE devrait néanmoins approfondir la faisabilité de la stratégie de prolongation de la durée de vie de certains matériels envisagée dans le SDDR, qui pourrait permettre des économies de l'ordre de 300 M€ sur la période.

Question 4 Etes-vous favorable à l'étude d'une stratégie de renouvellement des systèmes de contrôle-commande moins ambitieuse que celle retenue dans le SDDR ?

6. L'adaptation au changement climatique du réseau de transport

6.1. Les effets du changement climatique sur le réseau public de transport

Le SDDR 2025 inclut pour la première fois une analyse des risques associés aux effets du changement climatique sur le réseau. Cette analyse est importante car les infrastructures de transport d'électricité ont des durées de vie élevées (85 ans pour les lignes aériennes) et la question de leur mise en résilience aux phénomènes climatiques futurs se pose donc.

RTE identifie plusieurs risques liés à aux effets du changement climatique sur son réseau :

- la température extérieure et les transits d'électricité entraînent un échauffement des lignes aériennes, ce qui conduit à leur dilatation et donc à les rapprocher du sol. L'augmentation des températures extérieures liée au changement climatique pourra donc conduire à réduire la capacité de transit des liaisons aériennes afin de limiter leur échauffement total ;
- l'augmentation des températures extérieures pourrait entraîner un vieillissement prématuré des câbles souterrains, si ces derniers dépassent leur température de conception ;
- l'intensification du risque d'inondation (submersion marine, crues, sécheresse des sols) peut limiter la disponibilité de certains postes électriques et détériorer les matériels concernés.

Afin de réaliser son analyse, RTE a notamment pris en compte la trajectoire de réchauffement de référence pour l'adaptation au changement climatique (TRACC) définie par le gouvernement ainsi que les scénarios RCP 4.5 et 8.5 du GIEC¹⁹.

6.2. Une mise en résilience suivant le rythme de renouvellement du réseau

La stratégie proposée par RTE prévoit de traiter les risques liés au changement climatique au moment de la construction de nouveaux actifs et du renouvellement des actifs existants, plutôt que de réaliser des travaux spécifiquement dédiés à l'adaptation au changement climatique.

¹⁹ Scénarios Representative Concentration Pathways du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat

Cette stratégie tient notamment compte du fait que les ouvrages présentent des vulnérabilités différentes vis-à-vis du changement climatique selon leur âge. Les ouvrages anciens présentent généralement une vulnérabilité plus importante en raison d'exigences moins importantes au moment de leur conception. La stratégie proposée par RTE dans son SDDR permettra ainsi de mutualiser la mise en résilience des ouvrages au changement climatique et leur renouvellement. À titre d'exemple, RTE prévoit de renouveler un quart des lignes aériennes du réseau dans la période du SDDR. Ces lignes sont globalement les plus anciennes et les moins résilientes au changement climatique. Les autres lignes seront renouvelées dans les décennies suivantes.

Au global, RTE estime que l'adaptation des ouvrages créés ou renouvelés au climat futur engendrera un surcoût d'environ 1,7 Md€ sur la période du SDDR soit 5,4 % des dépenses d'investissements pour la création et le renouvellement de lignes et des postes électriques terrestres. Ce surcoût n'est pas isolé et est intégré à l'ensemble des trajectoires décrites dans cette consultation publique (renouvellement du réseau et création de nouveaux ouvrages pour les raccordements ou adapter la structure du réseau).

La CRE est favorable à ce stade à la stratégie proposée par RTE, en ce qu'elle permet une mise en résilience progressive au changement climatique, tout en ciblant prioritairement les ouvrages les plus critiques. Une mise en résilience suivant le rythme de renouvellement du réseau permet notamment d'éviter des surcoûts importants de renouvellement anticipé des ouvrages.

6.3. Dimensionnement des ouvrages face au changement climatique

Pour chaque catégorie d'actif, RTE envisage un dimensionnement spécifique des nouveaux ouvrages (création de nouveaux ouvrages ou renouvellement) permettant leur résilience au climat actuel et futur.

Concernant les lignes aériennes, RTE doit respecter une distance au sol réglementaire selon le niveau de tension. Cela implique une température maximale d'exploitation des lignes aériennes pour une référence de pylône et de câble donnée, dite température de répartition. La température de répartition actuelle des nouveaux ouvrages se situe à 65°C et RTE propose une augmentation à 85°C pour ses futures lignes, dont 10°C de marge afin de faire face à l'évolution du climat d'ici 2100, afin de pouvoir exploiter son réseau à plus haute température. Cette évolution augmente le coût des liaisons aériennes d'environ 4 %, en raison notamment d'une augmentation de la taille des pylônes et des câbles.

Concernant les lignes souterraines, RTE retient l'utilisation de câbles souterrains à plus grande section, permettant un échauffement plus important. RTE propose notamment de mutualiser ce nouveau dimensionnement avec une réduction du nombre de références utilisées pour les câbles souterrains dans son nouveau marché de fourniture. Le surcoût associé est ainsi d'environ 6 % pour la création d'une nouvelle ligne souterraine, dont environ un tiers provient du surdimensionnement issu de la réduction du nombre de références dans le marché-cadre.

Concernant les postes électriques, l'enjeu réside principalement dans la protection contre les inondations extrêmes. Plusieurs solutions sont retenues par RTE en fonction du degré du risque inondation de chaque poste : mise en place de barrières ou de boîtiers étanches, rehaussement des matériels postes lors de la création de nouveaux postes ou pour les matériels à très haute tension les plus critiques. En particulier, le rehaussement entraîne un surcoût global de l'ordre de 10 % du coût de création d'un nouveau poste électrique.

La CRE constate que les choix de dimensionnement adoptés par RTE sont cohérents avec les scénarios d'évolution du climat et notamment la TRACC définie par les pouvoirs publics.

Le choix de la température de répartition des lignes aériennes est cohérent avec ceux opérés par les autres gestionnaires de réseau européens, qui retiennent des températures comprises entre 75 et 85°C²⁰. La CRE estime néanmoins que le choix de RTE devrait être justifié au regard d'une analyse statistique des périodes caniculaires futures et des capacités de transit nécessaires lors de tels événements. Cette analyse pourrait également être régionalisée pour tenir compte des dynamiques locales. La CRE envisage donc à ce stade de demander à RTE d'approfondir les justifications apportées quant à ce dimensionnement.

²⁰ Les éléments de comparaison ont été transmis par RTE sur la base de données fournies par ses homologues.

Concernant le dimensionnement des lignes souterraines, RTE n'a pas pu justifier l'intérêt technico-économique du nouveau dimensionnement proposé afin de limiter le risque de vieillissement prématuré et notamment le gain permis en termes de réduction du risque d'avaries. La CRE estime qu'une telle analyse permettrait de mieux justifier le dimensionnement retenu pour les lignes souterraines, sans remettre en cause le besoin de dimensionner le réseau à une température de répartition adaptée au climat futur.

- L'adaptation du réseau de transport d'électricité au changement climatique ne nécessite pas d'anticiper le renouvellement des actifs avant leur fin de vie. La CRE est favorable à ce stade à la stratégie de RTE de mise en résilience du réseau face au changement climatique au rythme des renouvellements et des créations de nouveaux ouvrages.
- Le surcoût lié à l'adaptation du réseau de transport au changement climatique aura un coût globalement maîtrisé, de l'ordre 5 % des dépenses d'investissements pour la création et le renouvellement de lignes et des postes électriques terrestres. Ces investissements permettront de garantir que les infrastructures construites à partir de 2025 seront adaptées au climat futur.
- RTE doit encore approfondir les justifications quant au dimensionnement de certains ouvrages au changement climatique, notamment concernant la marge de 10°C pour la température de répartition des lignes aériennes et les risques associés au vieillissement des lignes souterraines.

Question 5 Partagez-vous l'analyse de la CRE sur la stratégie de mise en résilience du réseau au changement climatique ?

7. Une part importante des investissements concerne le raccordement de parcs éoliens en mer

7.1. Trajectoire de référence pour le raccordement de parcs éoliens en mer

7.1.1. Un rythme de raccordement lissé dans le temps

Les dépenses d'investissement prévues par RTE sur la période 2025-2039 pour le raccordement de parcs éoliens en mer s'élèvent à 37 Md€ pour les actifs mis en service sur cette période, auxquelles s'ajoutent 10 Md€ pour les raccordements qui seront mis en service à partir de 2040. Le raccordement de parcs éoliens en mer représente donc environ 45 % de l'enveloppe de 105 Md€ prévue par RTE sur la période 2025-2039.

La trajectoire présentée par RTE est lissée : elle prévoit la mise en service de deux raccordements au plus par an après 2030. Ce lissage prend en compte la saturation du marché de fourniture des matériels spécifiques à ces raccordements, ce qui permettra selon RTE de réduire les coûts et de localiser une partie de la production en France (jusqu'à 50 % de la chaîne de valeur serait localisée en France pour les raccordements des parcs lancés dans les prochains appels d'offres (AO) de soutien).

Cette trajectoire lissée permet d'atteindre une capacité installée de 15 GW en 2035 et 22 GW en 2040. L'atteinte du jalon 18 GW est prévue en 2037. Ce rythme de développement est moins rapide que celui prévu par la décision ministérielle du 17 octobre 2024²¹ et le projet de PPE mis en consultation en mars 2025, qui envisagent un objectif de 26 GW en 2040, ou par le « Pacte éolien en mer²² » de mars 2022, avec un objectif de 18 GW en 2035. Le projet de PPE mis en consultation en mars 2025 prévoit néanmoins la possibilité d'un décalage de deux ans par rapport à ces objectifs.

²¹ [Décision du 17 octobre 2024 consécutive au débat public « la mer en débat » portant sur la mise à jour des volets stratégiques des documents stratégiques de façade et la cartographie des zones maritimes et terrestres prioritaires pour l'éolien en mer.](#)

²² [Pacte éolien en mer entre l'Etat et la filière.](#)

- La CRE estime à ce stade pertinent de lisser la mise en service des raccordements, au rythme de deux nouveaux parcs par an au maximum, afin de construire une trajectoire réaliste du point de vue industriel, de maîtriser les coûts et de permettre d'accroître la part d'approvisionnement en France et dans l'Union européenne du programme de raccordement de parcs éoliens en mer.

7.1.2. Des coûts des raccordements des parcs éoliens en mer en forte hausse

Les marchés conclus par RTE pour les raccordements des parcs des AO 3 à 8 (cf. figure 8) ont révélé une hausse très importante des coûts de fourniture et d'installation des matériels nécessaires aux raccordements de parcs éoliens en mer par rapport aux raccordements des parcs des AO 1 et 2 (à périmètre équivalent²³). Cette hausse est due à la forte tension sur la chaîne d'approvisionnement de ce type de matériels, ainsi qu'à l'augmentation de la longueur de ces raccordements. Elle est constatée également dans les autres pays européens.

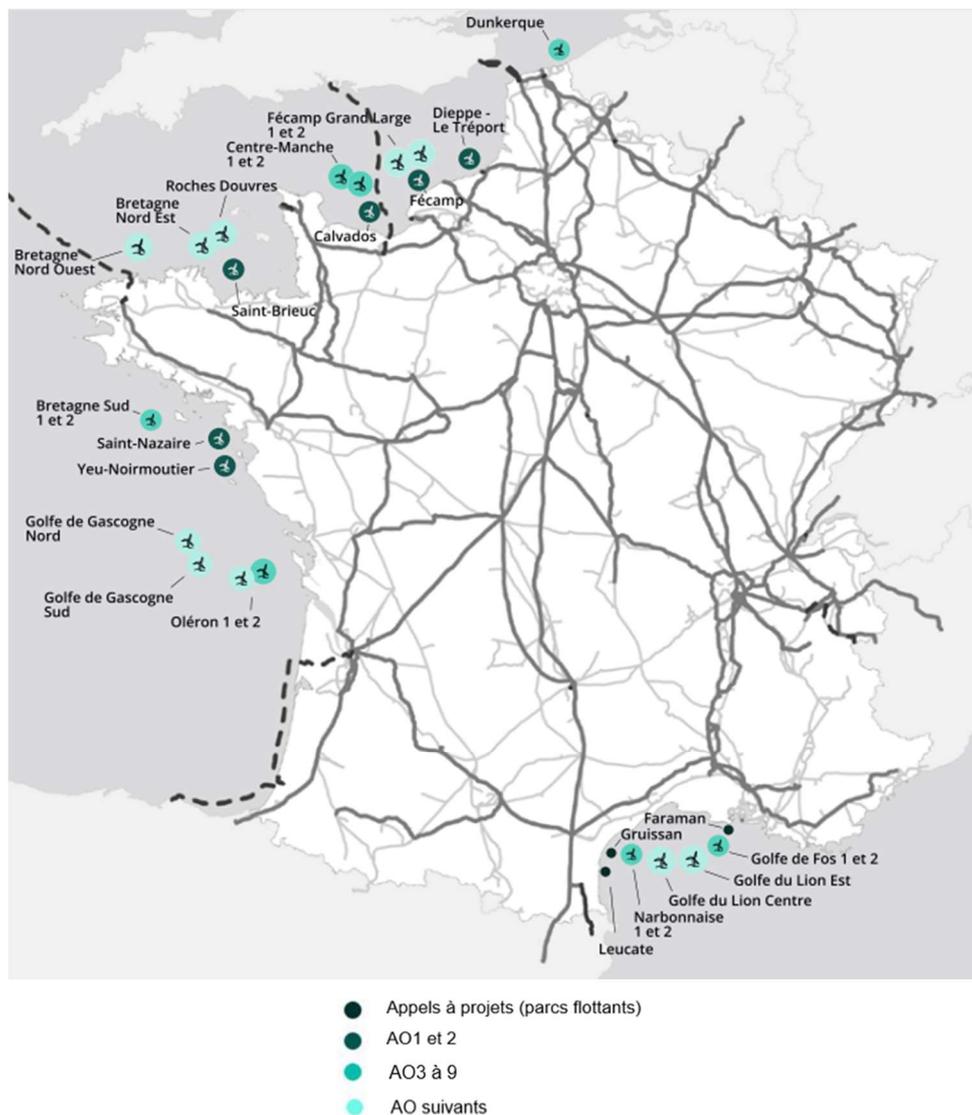


Figure 8. Carte des projets de parcs éoliens en mer (source : RTE).

²³ Pour les AO 1 et 2, RTE est uniquement maître d'ouvrage des câbles et de la sous-station terrestre. Ce périmètre a été élargi à la plateforme en mer à partir de l'AO 3.

Les résultats des appels d'offres passés récemment par RTE et ses homologues européens laissent prévoir, pour des raccordements d'environ 120 km (100 km en mer et 20 km à terre), des coûts unitaires de l'ordre de 2,0 Md€/GW pour les raccordements en 525 kV (parcs d'environ 2 GW) et 2,2 Md€/GW pour les raccordements en 320 kV (parcs d'environ 1,2 GW).

Dans ces conditions, le coût complet du raccordement serait compris entre 30 et 40 €/MWh, ce qui représente entre 35 et 40 % des coûts totaux de la filière pour les parcs posés et environ 30 % pour les parcs flottants, qui présentent des coûts de production plus importants.

Conformément à l'article L. 342-16 du code de l'énergie, ces coûts sont supportés en intégralité par RTE et seront donc financés par le TURPE HTB.

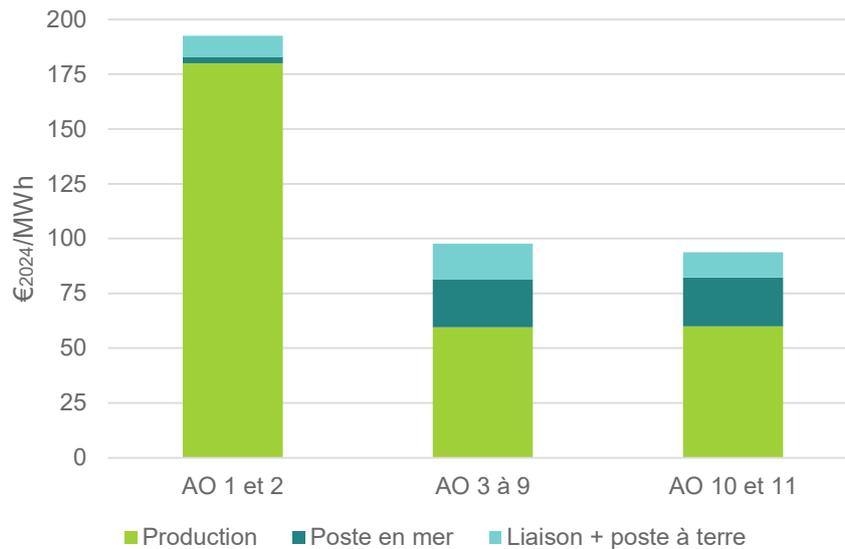


Figure 9. Coûts totaux de la filière éolienne en mer posée pour les parcs des différents appels d'offres de soutien (source : analyse RTE).

Ces coûts sont fortement dépendants de la longueur totale de raccordement. La figure 10 ci-dessous montre ainsi qu'une réduction de la longueur totale de raccordement permettrait de réduire fortement les coûts de ce programme. Une réduction de la longueur totale de raccordement de 100 à 50 km réduirait ainsi les coûts de raccordement d'un quart environ. Cela peut passer soit par un rapprochement des parcs des côtes, soit par une localisation des parcs prenant en compte le réseau terrestre existant afin de réduire la distance entre l'atterrage et le point de connexion au réseau existant.

En complément des coûts pour le réseau, l'éloignement des parcs des côtes a également un impact sur les coûts de construction et d'exploitation des parcs. RTE estime ainsi dans son SDDR que le recours à la technologie de parc flottant représente un surcoût de l'ordre de 30 €/MWh pour le parc. Même si le SDDR se concentre sur l'analyse des raccordements réalisés par RTE, la CRE estime qu'il importe de tenir compte de l'ensemble de ces éléments dans les choix de localisation des futurs parcs par les pouvoirs publics.

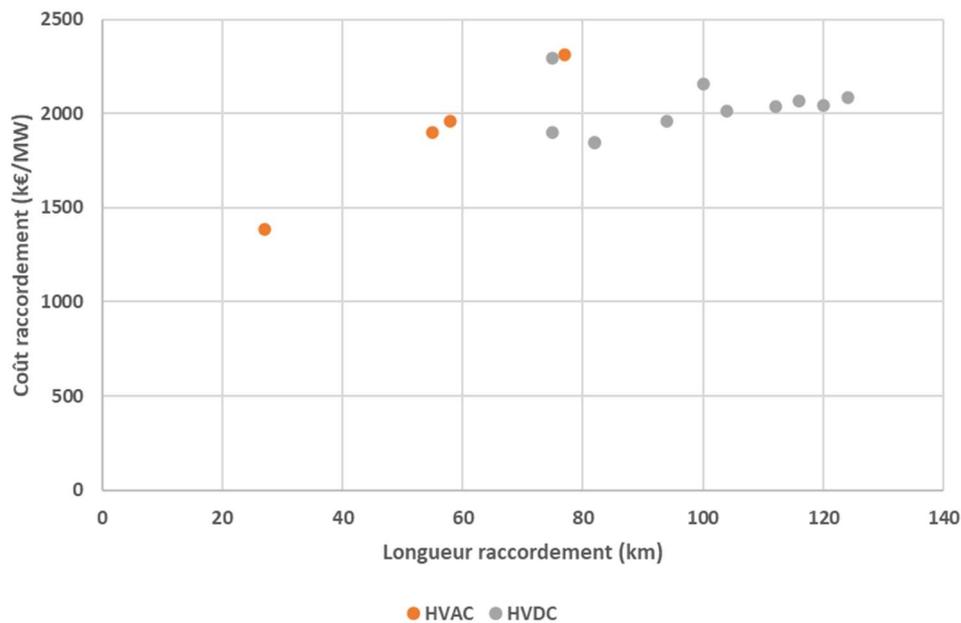


Figure 10. Coûts de raccordement en fonction de la longueur du raccordement (source : RTE).

- Le raccordement pourrait représenter environ 40 % des coûts complets de la filière éolienne en mer pour les parcs construits d'ici 2040. Les choix de la localisation des parcs éoliens en mer, et notamment la longueur totale des raccordements, ont une influence de premier ordre sur les coûts des raccordements. La longueur de raccordement ne dépend pas que de l'éloignement des côtes : le choix de sites présentant des conditions favorables à l'atterrage peut également permettre de réduire ces longueurs, et donc les coûts des raccordements.

Question 6 Avez-vous des remarques sur les coûts de raccordement présentés par RTE ? Partagez-vous l'analyse de la CRE sur l'importance de l'optimisation de la localisation des parcs éoliens en mer afin d'en réduire les coûts de raccordement ?

7.2. Une trajectoire fortement dépendante du rythme effectif de développement des parcs éoliens en mer

Les dépenses réellement engagées sur la période 2025-2039 pour le raccordement de parcs éoliens en mer dépendront du rythme effectif de développement de la filière en France. RTE prévoit que ces dépenses pourront ainsi varier entre 28 Md€ dans un scénario d'électrification moins importante (scénario B) et 46 Md€ pour atteindre 26 GW raccordés en 2040 :

- dans le scénario B (18 GW en 2040), RTE estime les dépenses sur la période 2025-2039 à 28 Md€ pour les mises en service avant 2040 et 5 Md€ mis en service en 2040 ou après ;
- ces dépenses s'élèvent à 37 Md€ pour les mises en service avant 2040 dans le scénario de référence du SDDR, prévoyant le raccordement de 22 GW en 2040, ainsi que 10 Md€ pour les projets mis en service en 2040 ou après ;
- l'atteinte de l'objectif de 26 GW en 2040 nécessiterait des dépenses plus importantes : 46 Md€ pour les raccordements mis en service avant 2040, et environ 10 Md€ mis en service en 2040 ou après.

- La trajectoire de référence de RTE pour le raccordement de parcs éoliens en mer s'élève à 37 Md€, auxquels s'ajouteraient 10 Md€ pour des raccordements mis en service après 2040. Ce scénario permet de raccorder 22 GW de capacité à horizon 2040. La trajectoire présente des incertitudes importantes : ces dépenses se limiteraient à 28 Md€ dans un scénario retardé atteignant 18 GW en 2040, et pourraient s'élever à 46 Md€ dans un scénario atteignant 26 GW en 2040 (montants auxquels s'ajouteraient des dépenses pour des raccordements mis en service après 2040).

7.3. Les conditions de marché peuvent justifier une anticipation des commandes mais la stratégie doit tenir compte des risques de coûts échoués

Le raccordement des premiers parcs éoliens en mer par RTE est un succès : les raccordements des parcs de l'AO 1 (Saint-Nazaire, Saint-Brieuc, Fécamp et Courseulles) ont été mis à disposition des producteurs dans les délais prévus contractuellement, et avec un coût maîtrisé inférieur à la cible définie dans le précédent SDDR (630 k€/MW, coût hors plateforme en mer, à la charge du producteur pour les parcs de l'AO 1). Les raccordements des parcs de l'AO 2 (Noirmoutier et Tréport) sont également en cours de construction avec des délais et des coûts maîtrisés.

En raison des fortes tensions sur la chaîne d'approvisionnement des matériels permettant ces raccordements, RTE a anticipé la passation des commandes principales pour les raccordements des parcs des AO 3 à 9 par rapport à la contractualisation des parcs des AO 1 et 2. Cette anticipation a été accompagnée d'une stratégie de regroupement des commandes (achats multi-projets) et de standardisation (un palier courant alternatif 225 kV et deux paliers courant continu 320 kV et 525 kV). Cette stratégie, proche de celle retenue par d'autres GRT européens, devrait permettre le raccordement des parcs des AO 3 à 9 dans le respect des délais contractuels, ce qui représente un enjeu financier important : les indemnités versées par RTE au producteur en cas de retard, définies à l'article D. 342-4-12 du code de l'énergie, peuvent atteindre plus de dix millions d'euros par mois de retard.

La stratégie d'anticipation et les conditions contractuelles associées entraînent cependant un important engagement financier de RTE avant les décisions finales d'investissement des producteurs.

<i>Durée avant la mise à disposition du raccordement</i>	8 ans	6 ans	4 ans	2 ans
Projet type HVDC 320 kV (1,2 GW, 2,5 Md€)	300	800	1 500	2 200
Projet type HVAC (750 MW, 1,4 Md€)	10	150	400	1 000

Tableau 22. Estimation de la borne haute des coûts échoués (en M€) portés par RTE en cas d'abandon du projet en fonction de la durée avant la mise à disposition du raccordement (source RTE).

L'abandon d'un projet de parc par un lauréat n'entraînerait pas forcément la matérialisation d'importants coûts échoués pour RTE. En effet, dans une telle situation, les pouvoirs publics ont la possibilité de désigner un autre lauréat pour le projet. Cela conduirait néanmoins à des surcoûts opérationnels pour RTE financés seulement en partie par le porteur du projet sortant via le prélèvement d'une garantie bancaire²⁴. L'essentiel des coûts échoués ne se matérialiserait ainsi qu'en cas d'abandon tardif du choix de localisation par les pouvoirs publics, RTE n'ayant alors plus intérêt à honorer les commandes signées pour les matériels.

Au vu de l'importance des montants en jeu, la CRE considère donc à ce stade que, pour les futurs marchés des raccordements des parcs des AO 10, 11 et suivants, RTE devra adopter un calendrier de contractualisation permettant d'équilibrer les risques entre d'éventuels retards de raccordement d'une part, et l'ampleur des coûts échoués en cas d'abandon éventuel des appels d'offres d'autre part.

²⁴ Lorsque l'abandon ne résulte pas de causes externes au producteur et hors de son contrôle.

En outre, la chronique de coûts échoués potentiels met en lumière, dans l'objectif de limiter les éventuels coûts échoués supportés par les utilisateurs des réseaux, l'importance du bon dimensionnement des garanties bancaires demandées aux lauréats d'appels d'offres, ainsi que la nécessité que les pouvoirs publics formalisent rapidement les éventuelles situations d'abandon de projet.

- RTE a respecté les délais et les coûts prévus pour les raccordements des parcs des AO 1 et 2. La stratégie de contractualisation anticipée et standardisée suivie par RTE pour les raccordements des parcs des AO 3 à 9 devrait permettre le respect des délais de raccordement.
- Cette stratégie s'accompagne cependant d'engagements précoces pour RTE et donc d'un risque de coûts échoués importants pour RTE en cas d'abandon des projets ou des choix de localisation. Pour les raccordements des parcs des prochains appels d'offres, la CRE considère à ce stade que RTE devra adopter un calendrier de contractualisation permettant de limiter les risques de coûts échoués tout en respectant les délais contractuels de raccordement.
- La CRE souligne également l'importance de bien dimensionner les garanties bancaires demandées aux lauréats dans les appels d'offres de soutien, et d'identifier rapidement les éventuelles situations d'abandon de projets.

Question 7 Partagez-vous l'analyse de la CRE sur la stratégie à suivre pour la contractualisation des matériels de raccordement de parcs éoliens en mer ?

8. Une trajectoire pour le raccordement de nouveaux producteurs et consommateurs terrestres qui devra mobiliser tous les leviers d'optimisation et de flexibilités

RTE présente dans le SDDR une trajectoire de dépenses prévisionnelles conduisant à un total de 16,2 Md€ pour le raccordement de nouveaux utilisateurs terrestres sur la période 2025-2039. Cette trajectoire comprend les ouvrages de raccordements et les renforcements des réseaux existants nécessaires à l'accueil des utilisateurs, à l'exception des adaptations de la structure du réseau à très haute tension (voir partie 9). Cette trajectoire se décompose de la façon suivante :

- 7,3 Md€ pour le raccordement de la production renouvelable terrestre dans le cadre des Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (S3REnR) ;
- 0,2 Md€ pour le raccordement des nouveaux EPR 2. Ces dépenses correspondent à la création ou l'adaptation des postes électriques d'évacuation des futurs réacteurs ;
- 1,5 Md€ pour le raccordement des gestionnaires de réseau de distribution. Ces investissements seront liés aux besoins des gestionnaires de réseau de distribution, notamment pour accompagner le développement de la mobilité électrique et la consommation industrielle raccordée sur les réseaux de distribution ;
- 0,1 Md€ pour le raccordement de stockeurs ;
- 7,1 Md€ pour le raccordement de nouveaux consommateurs industriels au réseau public de transport.

Ces investissements visent à répondre aux différentes demandes de raccordement formulées par les demandeurs, qui financeront la majorité de ces dépenses. Sur les 16,2 Md€ de dépenses prévisionnelles, entre 8 et 12 Md€ seront directement financés par les demandeurs de raccordement sur la période 2025-2039 (voir 4.1.1).

D'une manière générale, la question des délais est d'une importance primordiale s'agissant des raccordements d'installations de production, de consommation ou de stockage. La CRE considère qu'il convient de mobiliser tous les leviers possibles pour optimiser ces délais.

8.1. Raccordement de la production renouvelable terrestre

RTE présente une trajectoire prévisionnelle de dépenses pour le raccordement des producteurs EnR terrestres de 7,3 Md€ sur la période 2025-2039. Cette trajectoire repose sur la mobilisation de différents leviers de maîtrise des dépenses, comme des choix de localisation favorable des parcs du point de vue du réseau et la poursuite du dimensionnement optimal, qui consiste à accepter de moduler ponctuellement la production de certains sites afin d'éviter la construction ou le renforcement de nouveaux ouvrages de réseau non pertinents économiquement.

8.1.1. Trajectoire d'investissements de référence

La stratégie concernant le raccordement des EnR terrestres est fondée sur le scénario A du SDDR, à savoir 77 GW de production renouvelable terrestre raccordée à horizon 2030 et 136 GW à horizon 2040. La trajectoire proposée par RTE est construite différemment selon les horizons temporels considérés :

- pour la période 2025-2030, la trajectoire d'investissement totalise 2,7 Md€ de dépenses et repose sur les projets identifiés dans les S3REnR en vigueur sur cette période ;
- pour la période 2031-2039, la trajectoire d'investissement totalise 4,6 Md€ et n'est pas directement fondée sur les S3REnR existants. Elle a été élaborée à partir d'hypothèses sur la localisation des futurs parcs à raccorder et des coûts du réseau en résultant.

RTE précise dans son SDDR que la trajectoire présente des incertitudes, à la fois sur le volume effectif d'EnR terrestres à raccorder et sur les leviers d'optimisation, notamment la localisation des parcs renouvelables et la mobilisation du stockage qui permettent d'éviter respectivement des dépenses d'investissements de 2,1 Md€ et 0,5 Md€.

8.1.2. Une trajectoire qui s'adaptera en fonction du développement effectif de la production renouvelable terrestre

La trajectoire du SDDR s'adaptera naturellement en fonction des capacités qui seront effectivement développées à l'horizon 2040. RTE indique par exemple que le raccordement de 195 GW de capacité renouvelable terrestre à cet horizon au lieu de 136 GW, correspondant à la fourchette haute de la PPE mise en consultation fin 2024²⁵, nécessiterait des investissements supplémentaires d'environ 8 Md€²⁶. Le SDDR n'a en effet pas vocation à définir la capacité cible de production renouvelable terrestre à raccorder à cet horizon mais s'adaptera aux objectifs fixés par les pouvoirs publics.

Le développement des énergies renouvelables est notamment planifié au niveau régional, au sein des S3REnR. Les capacités déjà prévues par les schémas en vigueur atteindraient 126 GW de capacité de production EnR terrestre si l'ensemble des ouvrages prévus dans les schémas étaient mis en service. À fin 2024, la capacité mise en service ou réservée par des demandeurs au sein de ces schémas atteint 96 GW. Plusieurs schémas se retrouvent ainsi saturés sur le plan contractuel, c'est-à-dire que les capacités prévues sont presque toutes réservées. A l'inverse, 30 GW de capacités sont disponibles dans certains S3REnR.

Plusieurs révisions de S3REnR ont été lancées ou vont l'être dans les prochains mois, conformément à la loi relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables (APER). La CRE estime à ce stade que ces révisions devront intégrer les objectifs qui seront fixés dans la future programmation pluriannuelle de l'énergie afin d'assurer une cohérence entre le développement des EnR au niveau local et national.

²⁵ Le SDDR a été publié en février 2025 et l'analyse de RTE repose donc sur la fourchette publiée dans la première consultation sur la PPE fin 2024.

²⁶ Sans mise en œuvre des optimisations prévues dans le SDDR, RTE estime que la trajectoire associée aux raccordements de la production renouvelable, des besoins des gestionnaires de réseaux de distribution et des stockeurs serait de 19,8 Md€ dans un scénario avec 195 GW raccordés en 2040 contre 11,4 Md€ pour l'hypothèse de 135 GW retenue dans le SDDR.

Par ailleurs, la CRE considère à ce stade qu'il convient d'étudier la possibilité d'orienter les demandes de raccordement dans les zones où des capacités sont encore disponibles dans les S3REnR actuels, notamment dans les postes pour lesquels des capacités sont disponibles sans renforcements ou lorsque des travaux sont programmés d'ici quelques années. Les capacités disponibles sont notamment signalées par les gestionnaires de réseaux sur le site internet Caparéseau²⁷. Dans sa délibération relative au TURPE 7 HTB, la CRE a identifié la refonte de Caparéseau comme étant une action prioritaire pour les prochaines années. La CRE estime que les analyses réalisées dans le SDDR renforcent la priorité de ce sujet.

Les révisions à venir des S3REnR pourraient mener à remettre en cause l'intérêt d'une partie des capacités disponibles dans les schémas actuels. Cela conduirait à ne pas réaliser des ouvrages prévus dans les schémas actuels ou à libérer des capacités existantes sur le réseau de transport, pouvant être utilisées pour raccorder d'autres catégories d'utilisateurs, notamment des installations de stockage.

Enfin, la CRE constate qu'il existe un volume important de projets disposant actuellement d'un droit de raccordement dans les S3REnR (file d'attente), de l'ordre de 46 GW. Les projets de forte capacité se raccordant au réseau public de transport sont particulièrement incertains en raison de leur temps de développement plus important. Des évolutions des procédures de raccordement de RTE ont ainsi été approuvées par la CRE afin de renforcer les conditions de maintien dans la file d'attente pour les projets raccordés au réseau public de transport. La CRE considère à ce stade que RTE doit appliquer strictement ces dispositions afin d'éviter que les projets pouvant être mis en service rapidement soient bloqués par des projets non matures.

- Les investissements prévus dans le SDDR s'adapteront aux objectifs nationaux de développement de la production renouvelable.
- La CRE considère à ce stade que les pouvoirs publics devront veiller, lors de la révision des S3REnR, à la mise en cohérence des capacités de ces schémas avec les objectifs nationaux de la future programmation pluriannuelle de l'énergie.
- Les capacités de production renouvelable devraient être orientées prioritairement dans les zones où de la capacité est disponible au titre des S3REnR. A défaut, ces capacités devraient être libérées pour les autres utilisateurs, par exemple les stockeurs, à l'occasion des futures révisions des schémas. Dans les zones saturées, des travaux sont programmés par les gestionnaires de réseau pour créer de nouvelles capacités d'accueil.
- La CRE estime à ce stade que RTE devra appliquer strictement les conditions de maintien en file d'attente des projets prévues par les procédures de raccordement, afin de ne pas y conserver des projets qui n'ont pas de perspectives d'avancement et bloquent de la capacité.

Question 8 Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant les hypothèses retenues dans le SDDR pour le développement de la production renouvelable terrestre ?

8.1.3. Les choix de localisation des gisements à raccorder auront un impact sur les coûts des raccordements

La trajectoire construite par RTE sur la période 2031-2039 repose sur le raccordement de 53 GW²⁸ de capacité renouvelable définie parmi les gisements déclarés par les producteurs au sein de la base de données AERO²⁹. RTE estime qu'une trajectoire optimisée en fonction des coûts pour le réseau correspondrait à des dépenses de 4,6 Md€, alors que des localisations choisies aléatoirement entraîneraient des dépenses additionnelles de 2,1 Md€.

²⁷ [Caparéseau](#)

²⁸ Ces capacités permettent donc d'atteindre 130 GW en 2039 et 136 en 2040.

²⁹ Voir notamment [Déclarer et consulter les prévisions de projets d'EnR - RTE Portail Services](#)

La CRE estime à ce stade que l'approche de RTE est pertinente et souligne l'intérêt de prendre en compte les coûts pour le réseau lors des futures révisions des S3REnR. Cette optimisation pourrait permettre de réduire les coûts de renforcement d'environ 30 % lorsque les gisements choisis sont les plus favorables pour le réseau. En tout état de cause, la minimisation des coûts pour le réseau ne sera pas le seul critère de localisation des projets, le productible et la disponibilité du foncier étant par exemple des facteurs de premier ordre dans le développement des projets.

Par ailleurs, la CRE considère à ce stade que le chiffrage de la trajectoire financière sur la période 2031-2039 devrait être amélioré. En effet, une partie des travaux prévus sur cette période sont déjà connus et programmés dans les S3REnR actuels (même si une partie de ces ouvrages pourraient être remis en cause lors des prochaines révisions des S3REnR, comme décrit au paragraphe précédent). Pour les ouvrages connus, le chiffrage devrait donc plutôt reposer sur les coûts actuellement prévus de ces projets. Le cas échéant, ce travail pourra également intégrer les révisions des S3REnR qui seraient décidées dans les prochains mois.

- Pour les futures révisions des S3REnR, une meilleure prise en compte des coûts pour le réseau dans les choix des gisements pourrait permettre de diminuer jusqu'à 30 % les dépenses d'investissements. Ce critère ne sera néanmoins pas le seul dans le choix des gisements à raccorder.
- La CRE considère à ce stade que le chiffrage de la trajectoire financière proposée par RTE sur la période 2031-2039 devrait intégrer les coûts des ouvrages prévus dans les S3REnR lorsqu'ils sont connus.

Question 9 Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant l'optimisation possible des dépenses d'investissement dans le réseau lors des futures révisions des S3REnR ?

8.1.4. Le recours aux écrêtements ponctuels de production renouvelable permet des gains significatifs pour la collectivité

La trajectoire proposée par RTE dans son SDDR intègre la poursuite de la stratégie de dimensionnement optimal du réseau du précédent SDDR, consistant à écrêter une faible part de la production renouvelable, afin d'éviter la construction ou le renforcement de nouveaux ouvrages du réseau. En pratique, RTE ne dimensionne pas le réseau pour évacuer l'intégralité de la production renouvelable terrestre, ce qui permet de raccorder plus de capacité de production à réseau inchangé³⁰.

D'après RTE, l'application du dimensionnement optimal a d'ores et déjà permis de créer de l'ordre de 18 GW de capacité d'accueil sur le réseau entre 2021 et 2024³¹, sans réaliser d'investissements supplémentaires. RTE estime que le dimensionnement optimal a permis de réduire les dépenses d'investissements de 1,8 Md€ sur cette période. Ces gains sont significatifs comparativement aux coûts des écrêtements correspondants (environ 15 M€ pour l'année 2024).

Dans son SDDR 2025, RTE considère que la poursuite du dimensionnement optimal permettrait d'éviter des dépenses d'investissements pouvant atteindre jusqu'à 22 Md€ sur la période 2025-2039, en contrepartie de coûts liés aux écrêtements de l'ordre de 70 M€/an à l'horizon 2040 (1 TWh d'écrêtements par an soit de l'ordre de 0,5 % de la production EnR terrestre à cet horizon).

³⁰ Ces méthodes de dimensionnement sont approuvées par la CRE, voir notamment la [délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 janvier 2021 portant approbation des méthodes de calcul du coût prévisionnel des ouvrages à réaliser par RTE dans le cadre des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables](#).

³¹ Cette capacité d'accueil n'existerait pas sur le réseau sans mise en œuvre du dimensionnement optimal et nécessiterait de réaliser des investissements pour raccorder la production.

La CRE considère que la mise en œuvre du dimensionnement optimal du réseau est porteuse de bénéfices, notamment en réduisant les coûts complets du système électrique. Par ailleurs, pour un même réseau, le dimensionnement optimal permet d'augmenter la capacité disponible pour le raccordement des EnR et donc de réduire les délais de raccordement.

La CRE considère qu'il est important de limiter au juste besoin le recours aux écrêtements. La mise en œuvre opérationnelle des écrêtements peut conduire aujourd'hui à des limitations préventives allant au-delà du besoin effectif des gestionnaires de réseaux, ce qui constitue une perte de valeur économique. Une optimisation des écrêtements a été engagée par RTE et Enedis, et passera notamment par une meilleure coordination des gestionnaires de réseaux et le déploiement d'automates NAZA³².

- La mise en œuvre du dimensionnement optimal du réseau permet des gains significatifs pour la collectivité en réduisant les dépenses d'investissements d'un montant pouvant atteindre au maximum 22 Md€ d'ici 2040, en contrepartie des coûts liés à l'écrêtement d'un très faible volume de la production renouvelable (environ 70 M€/an en 2040). La CRE insiste sur l'importance de maîtriser le volume d'écrêtements associés, de l'ordre de 0,5 % de la production renouvelable, notamment grâce au développement des automates NAZA.

Question 10 Êtes-vous favorable à la poursuite du dimensionnement optimal du réseau pour le raccordement des producteurs EnR ?

8.1.5. Le recours à la flexibilité externe, notamment au stockage de l'électricité, est indispensable pour limiter les écrêtements et réduire les besoins d'investissements

Dans son SDDR, RTE a mené une étude spécifique sur l'intérêt de l'utilisation de la flexibilité permise par le stockage par batteries pour réduire les dépenses d'investissements dans le réseau. Le SDDR prévoit notamment que 6 GW de capacités de stockage seront raccordés à l'horizon 2030, et que cette capacité restera constante entre 2030 et 2040. Cette hypothèse est notamment celle qui avait été utilisée par RTE pour l'élaboration du Bilan prévisionnel 2023.

La CRE considère à ce stade que cette hypothèse de stabilité sur la période 2030-2040 n'est pas réaliste étant donné la croissance des besoins de flexibilité du système électrique à cet horizon. La CRE envisage donc de demander à RTE de revoir cette hypothèse dans la version finale de son SDDR. Cela n'empêche pas de tirer de premières conclusions sur la base de l'étude réalisée.

RTE a distingué dans son analyse deux modes de valorisation théoriques des moyens de stockage, afin d'en évaluer l'impact sur le réseau :

- un mode de valorisation reposant préférentiellement sur la fourniture de services système : RTE conclut qu'une localisation de ces moyens de stockage dans des zones avec de la capacité disponible sans limitation permet de raccourcir les délais de raccordement et d'éviter des renforcements coûteux (jusqu'à 2,5 Md€ d'économie sur la période par rapport à une situation où les moyens de stockage sont raccordés sans limitation dans des zones contraintes) ;

³² Nouveaux automates de zone adaptatifs.

- un mode de valorisation reposant essentiellement sur des arbitrages sur les marchés de l'électricité, notamment entre les périodes à forte production solaire en journée et les périodes à forte consommation en début de matinée ou fin de journée. RTE estime que la localisation de ces moyens de stockage dans des zones à forte concentration de production solaire, notamment dans le quart sud-ouest de la France, permettrait d'éviter de l'ordre de 500 M€ d'investissements dans les réseaux. Ce développement pourra être favorisé par la mise en place d'offres de raccordement standardisées (gabarits de raccordement, permettant un raccordement moins cher et plus rapide en contrepartie de limitations en injection durant les heures de forte production solaire) et d'appels d'offres locaux, à l'instar de la zone de Perquié attribuée en 2024.

La CRE considère que l'analyse de RTE est pertinente pour évaluer les enjeux liés au raccordement des stockages. Dans la pratique, les stockages seront, dans les prochaines années, de plus en plus gérés en optimisant l'ensemble des modes de valorisation disponibles. Il faut donc permettre à l'ensemble des moyens de stockage d'obtenir des offres de raccordement compétitives, adaptées aux caractéristiques du réseau.

A court terme, le développement d'offres de raccordement optimisées standardisées (gabarits de raccordement) prévu par le TURPE 7 dans des zones à forte concentration de production solaire permettra d'une part d'accélérer le raccordement des moyens de stockage acceptant un mode de fonctionnement contracyclique, d'autre part de limiter les congestions dans ces zones. De même, la cartographie publiée par RTE début 2025³³ orientera les stockeurs ne souhaitant pas de limitations vers une localisation cohérente avec les besoins du système.

Par ailleurs, RTE doit mener des appels d'offres lorsque la contractualisation de flexibilités s'avère plus avantageuse que des investissements ou des écrêtements. C'est particulièrement le cas lorsque les congestions locales du réseau sont dues à la forte concentration de production solaire. La survenue des congestions étant très prévisible et d'une durée réduite, l'ajout de stockages permet alors de gérer les congestions et/ou d'augmenter les capacités à raccorder à réseau équivalent. La CRE considère à ce stade que le lancement de nouveaux appels d'offres devrait constituer une priorité pour permettre de matérialiser les gains permis par la flexibilité du stockage. Le recours à cette solution devrait ainsi être généralisé.

Une expérimentation a été lancée par RTE et Enedis pour la mise en œuvre d'une plateforme commune pour la contractualisation de services pour la résolution de congestions. Cette expérimentation permettra de mettre en concurrence et sélectionner les moyens les plus efficaces pour la résolution de congestions, par exemple en mobilisant les stockages par batteries ou la flexibilité de la demande, en lieu et place des écrêtements. La CRE soutient la généralisation d'une telle plateforme pour l'ensemble des besoins liés à la résolution des congestions, telle que cela est envisagé dans le projet de code de réseau pour la flexibilité de la demande³⁴.

- La CRE envisage de demander à RTE de revoir l'hypothèse prise en compte dans son SDDR concernant les volumes de stockage, afin de prévoir une croissance au-delà de 2030.
- La CRE partage la proposition de RTE visant à permettre aux acteurs de stockage de bénéficier d'offres de raccordement compétitives et rapides pour répondre à la diversité des modes de valorisation. Cela passera par la publication de cartographies sur les capacités disponibles pour des raccordements sans limitation et par des offres standardisées de raccordement avec des limitations dans les zones à fort développement de production solaire.
- La CRE souligne le potentiel du stockage d'électricité afin de permettre de résoudre les contraintes sur le réseau, notamment liées à la production solaire. Les appels d'offres flexibilités locales pourraient notamment permettre de repousser ou d'éviter certains investissements, avec un gain pouvant aller jusqu'à 500 M€ sur la période du SDDR. La CRE envisage de demander à RTE de généraliser le recours à cette solution.

³³ [Capacités de raccordement de batteries](#).

³⁴ [Network code on demand response](#) dont le projet a été mis en consultation par la Commission Européenne.

Question 11 Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant le recours au stockage pour limiter les écrêtements et les besoins d'investissements ?

8.2. Raccordement de nouveaux consommateurs industriels sur le réseau de transport

8.2.1. Trajectoire d'investissements de référence du SDDR

RTE présente une trajectoire prévisionnelle de dépenses pour le raccordement des industriels de 7,1 Md€ sur la période 2025-2039. Ces dépenses correspondent aux raccordements de nouveaux sites industriels nécessitant des puissances importantes (industrie lourde, *data centers*, production d'hydrogène par électrolyse) ou l'électrification de procédés existants (par exemple l'utilisation de l'électricité pour la production de chaleur ou des fours électriques).

RTE a reçu ces dernières années de très nombreuses demandes de raccordement de la part de consommateurs industriels. Il existe une forte incertitude sur la concrétisation de ces demandes (cf. partie 3.1.1). Pour répondre à ces demandes, RTE a proposé dans son SDDR une stratégie de priorisation et de mutualisation des raccordements des industriels.

La moitié des dépenses d'investissements estimées par RTE concerne ainsi le raccordement dans des zones mutualisées, pour lesquelles les demandeurs se voient facturer une quote-part des investissements réalisés au prorata de leur puissance de raccordement. L'autre moitié des dépenses concerne des raccordements individuels sans mutualisation. De manière générale, 70 % de ces dépenses seront financées par les demandeurs et 30 % seront prises en charge par le TURPE.

8.2.2. Une trajectoire priorisée qui devra accompagner la concrétisation des demandes de raccordement

RTE propose dans son SDDR la stratégie suivante :

- le lancement des travaux de renforcement du réseau dans trois zones de mutualisation prioritaires dites « zones P1 », dès l'obtention des autorisations administratives. Ces zones représentent des dépenses d'environ 1,5 Md€ sur la période du SDDR : zones industrielles de Dunkerque, Fos et Le Havre ;
- la réalisation d'études de détail dans les zones de seconde priorité dites « zones P2 »³⁵, dont le lancement des travaux serait conditionné à un engagement des industriels concernés. Ces zones représentent des dépenses d'environ 700 M€ sur la période du SDDR ;
- dans les autres zones, dites « zones P3 »³⁶, RTE prévoit de mettre en place des plans d'accélération du développement du réseau en cas d'engagement des industriels. Ces zones représentent des dépenses d'environ 1,4 Md€ sur la période du SDDR.

Concernant les zones P2 et P3, RTE propose de mener un travail avec les services de l'État et la CRE pour identifier les travaux qu'il serait pertinent de lancer dans les prochaines années.

³⁵ Ces zones correspondent notamment aux zones de Loire-Estuaire, Île-de-France Sud, Saint-Avold, Sud Alsace, Vallée de la chimie, Plan de Campagne et Valenciennes.

³⁶ Ces zones correspondent notamment aux zones du Grand Lyon, des Pyrénées, de Port-La-Nouvelle, de Châteauroux, de la Haute-Vienne et de la Région parisienne. D'autres zones pourront être ajoutées en fonction des demandes de raccordement reçues dans les prochaines années.

La CRE est favorable à la mise en œuvre d'infrastructures mutualisées pour le raccordement des industriels dans les zones pour lesquelles plusieurs demandes ont été reçues. La mutualisation permet notamment de mieux dimensionner les travaux de renforcement nécessaires et d'accélérer les raccordements grâce à l'anticipation des travaux. En revanche, ces infrastructures présentent un risque plus élevé de coûts échoués que le cadre de raccordement classique : en cas d'abandon des projets, la part des investissements non utilisés pour le raccordement des industriels serait alors financée intégralement par le TURPE.

De nombreuses demandes de raccordement ont été reçues par RTE dans les zones industrielles identifiées comme P1. La CRE estime donc pertinent de lancer les travaux dans ces zones en anticipation.

Concernant les autres zones, identifiées P2 ou P3 par RTE, la CRE considère comme pertinent d'attendre un engagement suffisant des industriels avant de lancer effectivement les travaux.

Dans tous les cas, RTE doit soumettre à l'approbation de la CRE les investissements et la quote-part associés à ces raccordements mutualisés³⁷. Lorsque cela est possible, la CRE soutient la mise en œuvre de stratégies d'investissements par paliers permettant de séquencer les travaux au rythme de la concrétisation des demandes de raccordement et de limiter ainsi les risques de coûts échoués. C'est par exemple la stratégie envisagée par RTE concernant la zone Loire-Estuaire³⁸.

Enfin, la CRE a approuvé le 7 mai 2024 la nouvelle procédure, proposée par RTE, d'accélération du raccordement, à horizon 2028-2029, des consommateurs de très forte puissance (entre 400 MW et 1 GW) au réseau très haute tension de RTE³⁹. Sur des sites préalablement identifiés par l'Etat, cette procédure offre aux porteurs de projets la possibilité de demander un raccordement accéléré et sans limitation au réseau.

- La CRE soutient à ce stade la démarche proposée par RTE d'engager les travaux dans les zones P1, où de nombreuses demandes de raccordement ont été reçues, sans attendre les engagements définitifs des industriels.
- Pour les autres zones, la CRE estime pertinent d'attendre des engagements des industriels avant de lancer les travaux.

Question 12 Partagez-vous l'analyse de la CRE sur les raccordements des industriels ?

³⁷ Conformément au code de l'énergie et selon les principes définis dans la [délibération de la CRE du 7 novembre 2024 portant décision sur les conditions d'approbation, le contenu et l'élaboration des demandes de mutualisation des raccordements des consommateurs et des gestionnaires de réseaux de distribution au réseau public de transport](#).

³⁸ [Délibération de la CRE du 5 décembre 2024 portant décision sur l'anticipation et la mutualisation des raccordements des consommateurs et des gestionnaires de réseaux publics de distribution au réseau public de transport d'électricité dans la zone Loire-Estuaire](#).

³⁹ [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 mai 2025 portant approbation de la procédure de traitement des demandes de raccordement au réseau public de transport d'électricité d'installations de consommation dans le domaine de tension HTB3 sur des sites propices préalablement identifiés](#).

9. Une stratégie d'adaptation du réseau à très haute tension prudente face aux incertitudes sur l'évolution de la consommation et de la production

RTE présente dans le SDDR une trajectoire de dépenses prévisionnelles de 14 Md€ sur la période 2025-2039 pour le renforcement du réseau à très haute tension (THT, le réseau 400 kV et une partie du réseau 225 kV) et la mise en place d'un plan de gestion de la tension du réseau de transport. RTE prévoit par ailleurs 800 M€ de dépenses supplémentaires qui seront engagées sur la période du SDDR pour des projets mis en service à partir de 2040. Ces renforcements doivent permettre d'adapter le réseau THT aux évolutions du mix énergétique français, en particulier la hausse de la consommation d'électricité et le développement de la production d'origine renouvelable et nucléaire. Ils doivent permettre de limiter les coûts de désoptimisation du plan de production pour des contraintes liées au réseau (coûts de congestion).

9.1. Trajectoire de référence du SDDR pour l'adaptation du réseau à très haute tension

9.1.1. Un premier socle de projets déjà identifiés

La trajectoire proposée par RTE repose dans un premier temps sur un socle de projets de renforcement du réseau déjà identifiés, pour lesquels les études détaillées et les phases de concertation ont été lancées. Ces projets représentent des dépenses d'environ 700 M€ pour la construction ou le renforcement de près de 300 km de lignes aériennes :

- la construction pour environ 350 M€ d'une nouvelle ligne aérienne 400 kV entre les communes d'Amiens (Somme) et de Petit-Caux (Seine-Maritime), qui permettra en particulier l'évacuation de la production des réacteurs EPR 2 de Penly et des parcs éoliens en mer de la Manche ;
- la création pour environ 100 M€ d'une nouvelle ligne 400 kV en parallèle de l'axe existant entre Chaingy (Loiret) et Dambron (Eure-et-Loir), renforçant l'axe entre Paris et le centre de la France ;
- la rénovation pour environ 230 M€ de l'axe 400 kV entre les postes de Marmagne (Cher) et Tabarderie (Loiret) via un changement de conducteurs, permettant également de moderniser l'axe entre Paris et le centre de la France grâce à des matériels plus performants.

Dans sa délibération relative au programme d'investissements 2025 de RTE⁴⁰, la CRE a demandé à RTE de transmettre systématiquement une analyse coût-bénéfice détaillée pour les projets représentant des dépenses supérieures à 200 M€, afin de statuer individuellement sur l'approbation de ces projets. La CRE examinera donc l'intérêt des différents projets envisagés par RTE après transmission des analyses coût-bénéfice correspondantes.

La CRE constate qu'une partie de ces projets consiste à réaliser des travaux de renforcement sur des axes existants, ce qui nécessitera de les mettre temporairement hors service. Ces travaux nécessiteront donc d'être planifiés afin de limiter les impacts associés à l'indisponibilité des ouvrages. À ce titre, RTE prévoit d'organiser une concertation au sein du CURTE concernant les modalités de coordination avec ses clients pour la réalisation de travaux programmés. La CRE est favorable au lancement de cette consultation visant à tenir compte de l'accroissement du volume de travaux à réaliser sur le réseau.

⁴⁰ [Délibération de la CRE du 13 mars 2025 portant approbation du programme d'investissements 2025 de RTE.](#)

9.1.2. Une seconde phase de renforcements identifiés sur la base d'hypothèses prudentes

Les projets additionnels de renforcement du réseau THT envisagés par RTE dans le SDDR ont été identifiés sur la base d'analyses reposant sur le scénario B du SDDR. Ces analyses reposent donc sur des hypothèses d'évolution du système électrique moins rapide que celles prévues par les pouvoirs publics. Elles permettent d'identifier des projets rentables même en cas de moindre électrification du système énergétique français.

Cette trajectoire prévoit en particulier 4,3 Md€ pour le projet d'axe électrique « Gironde – Loire-Atlantique » (GiLA), dont la CRE a approuvé des dépenses d'études préliminaires en 2023⁴¹. Ce projet sous-marin en courant continu permet notamment de mutualiser le raccordement d'un ou plusieurs futurs parcs éoliens en mer de la façade atlantique avec le renforcement de la zone. Les premiers résultats des études confirment que l'intérêt économique du projet sera *a minima* conditionné à la mutualisation de ce renforcement avec le raccordement de parcs éoliens en mer.

Cette trajectoire prévoit également 7 Md€ sur la période 2025-2039 pour le renforcement de sept zones de réseau pour lesquelles RTE identifie des risques de hausse importante des coûts de congestion entre 2030 et 2040. Ces projets, prévus en technologie aérienne à courant alternatif, permettent le renforcement ou la création de près de 2 000 km de liaisons. Une fois la consistance technique de ces projets précisée, RTE réalisera des analyses coût-bénéfice complémentaires permettant de confirmer l'intérêt des projets. La CRE approuvera individuellement le lancement des projets les plus importants. La CRE considère à ce stade que les analyses au cas par cas de RTE devront intégrer un scénario alternatif de retard plus poussé de la consommation (voir 3.1.1), pour s'assurer de la robustesse des choix d'investissements dans un large éventail de futurs possibles.

Au niveau national, RTE estime que les renforcements identifiés permettent de limiter les coûts de congestion à horizon 2035 dans tous les scénarios identifiés : ces coûts seraient alors compris entre 200 et 400 M€ par an selon RTE. En revanche, ils augmenteraient fortement à l'horizon 2040 en cas d'atteinte des objectifs publics (environ 2 Md€/an selon RTE dans le scénario A avec les renforcements envisagés). Des renforcements complémentaires seront alors lancés à l'issue d'études futures, lorsque les incertitudes sur cette période seront moins fortes.

La CRE considère à ce stade que l'identification des renforcements permettant de limiter les coûts de congestion dans l'ensemble des scénarios est pertinente. Néanmoins, cette analyse devrait être complétée par une étude des principaux inducteurs influençant cette stratégie. Certaines évolutions pourraient notamment avoir une influence de premier ordre sur les choix d'investissements dans les prochaines années (poursuite de la localisation de la production solaire dans le quart sud-ouest de la France, choix de localisation des parcs éoliens en mer, développement de nouvelles interconnexions, emplacement de nouveaux réacteurs nucléaires, arrêt éventuel du fonctionnement de certains réacteurs nucléaires, flexibilité de la demande pour la mobilité électrique ou la production d'hydrogène, etc.). RTE a indiqué que l'étude de ces inducteurs sur les besoins d'investissements serait réalisée d'ici à la parution définitive du SDDR.

- La CRE est favorable à la stratégie de RTE de retenir les projets de renforcement de réseau présentant des bénéfices dans l'ensemble des scénarios étudiés, incluant les scénarios de moindre électrification.
- Certains projets sans regret ont déjà été lancés par RTE pour répondre à des besoins concrétisés. D'autres projets devront être confirmés dans les prochaines années en fonction de la dynamique de la transition énergétique. Pour ces derniers, la CRE envisage à ce stade de demander à RTE d'intégrer dans ses études un scénario de retard plus prononcé de la croissance de la consommation électrique.
- Les projets les plus importants, d'un montant supérieur à 200 M€, seront approuvés individuellement par la CRE.

⁴¹ [Délibération de la CRE du 21 septembre 2023 relative au bilan d'exécution du programme d'investissements 2022 et portant approbation du programme d'investissements 2023 révisé de RTE.](#)

Question 13 Partagez-vous l'analyse de la CRE sur la stratégie de renforcement du réseau très haute tension présentée dans le SDDR ?

9.2. Des investissements nécessaires pour faire face aux nouveaux enjeux de gestion de la tension

Pour la première fois dans son SDDR, RTE a réalisé des analyses spécifiques et chiffré les dépenses d'investissements nécessaires pour la gestion de la tension sur le réseau de transport. La comparaison réalisée avec les plans de développement d'autres pays européens montre que RTE est l'un des seuls gestionnaires de réseau à détailler de telles analyses. La CRE considère que ces études constituent une réelle amélioration du SDDR et devraient être pérennisées lors des futures éditions.

RTE prévoit dans son SDDR 1,9 Md€ de dépenses d'investissements dans des moyens de réglage de la tension :

- 1,4 Md€ pour l'installation de selfs⁴² pour la gestion des phénomènes de tension haute ;
- 0,3 Md€ pour l'installation de condensateurs pour la gestion des phénomènes de tension basse ;
- 0,2 Md€ pour l'installation de compensateurs statiques (STATCOM) pour la gestion des problématiques de stabilité.

Ces investissements visent à répondre aux problématiques anticipées par RTE concernant la gestion de la tension dans les prochaines années. En particulier, RTE observe une hausse de la fréquence des phénomènes de tension haute et prévoit une aggravation sur la période 2025-2039. Les causes de cette augmentation tendancielle des phénomènes de tension haute sont multiples : mise en souterrain du réseau, évolution des usages, augmentation de la fréquence des périodes de faible consommation ou de forte production renouvelable entraînant de faibles transits dans les ouvrages du réseau de transport.

RTE propose ainsi un plan reposant sur trois axes :

- l'installation de 210 selfs additionnelles nécessaires pour la gestion des phénomènes de tension haute à horizon 2040. Ce programme s'appuie sur des études prospectives pour l'horizon 2030 et sur un bilan national pour l'horizon 2040. En effet, les incertitudes sur la localisation de la production et de la consommation à cet horizon ne permettent pas de réaliser des études détaillées ;
- une participation accrue des producteurs, notamment EnR, raccordés sur le RPT en compensation statique lorsqu'ils ne produisent pas ;
- la réduction des injections d'énergie réactive en provenance des réseaux de distribution, incluant notamment la généralisation de consignes pour les absorptions de réactif des producteurs raccordés en distribution et la mise en œuvre de moyens de compensation.

La CRE estime que le programme d'investissements en moyens de réglage de la tension proposé par RTE est cohérent avec les anticipations d'injection d'énergie réactive sur le réseau de transport, qui constitue le principal inducteur de l'augmentation des tensions hautes. Ce programme est significatif et conduit à une multiplication par 3 des moyens de réglage sur le réseau.

⁴² Les selfs sont des composants électriques à haute tension composés d'enroulements de câbles.

Les études prospectives réalisées par RTE à l'horizon 2030 intègrent différents scénarios de consommation et de production EnR mais reposent sur des hypothèses fixes simulant une disponibilité réduite du réglage fourni par les centrales nucléaires et hydrauliques. Elles ne tiennent également pas compte d'éventuelles indisponibilités des moyens de réglage déjà installés. RTE a d'ores et déjà engagé un travail visant à améliorer la robustesse des études réalisées pour la gestion des tensions hautes et réalisé d'autres variantes sur ses analyses. La CRE estime que ce travail doit être poursuivi, notamment en incluant une estimation probabiliste de la disponibilité des moyens de production et de réglage, cohérente avec l'historique observé ces dernières années. Par ailleurs, le seuil de risque nécessitant l'installation de nouveaux moyens de réglage, fixé à 10h/an dans ces études, devrait être réinterrogé sur la base d'une analyse technico-économique.

Les évolutions relatives à la participation accrue des producteurs, des stockeurs et des gestionnaires de réseau de distribution au réglage de la tension feront l'objet de concertations dans les prochains mois. Ces concertations pourraient conduire à faire évoluer les règles relatives à la rémunération du réglage de la tension en HTB, qui sont approuvées par la CRE. RTE estime que ces évolutions permettraient d'éviter de l'ordre de 650 M€ d'investissements en moyens de réglage de la tension. Ces gains sont significatifs comparés aux surcoûts envisagés pour la rémunération des utilisateurs concernés (le montant total du service de compensation synchrone sur le réseau de transport est aujourd'hui de l'ordre de 5 M€/an).

- Les contraintes liées aux phénomènes de tension haute vont s'accroître dans les prochaines années. La gestion de ces situations nécessitera (i) des investissements significatifs sur le réseau de transport correspondant à une multiplication par 3 des moyens de réglages disponibles sur le réseau de RTE, (ii) une participation accrue des producteurs et des stockeurs, notamment ceux capables de fournir de la compensation statique, ainsi que des gestionnaires de réseau de distribution au réglage de la tension.
- Les règles relatives à la gestion de la tension et leur mise en œuvre effective par l'ensemble des acteurs devront évoluer dans les prochaines années. La CRE est favorable aux concertations ayant été lancées par RTE en ce sens. Cette mobilisation permettrait d'éviter de l'ordre de 650 M€ d'investissements supplémentaires sur la période du SDDR.
- La CRE envisage à ce stade de demander à RTE de poursuivre les travaux engagés visant à améliorer la méthodologie utilisée pour étudier les besoins d'investissement dans de nouveaux moyens de réglage de la tension, notamment en prenant en compte un éventail plus large de configurations du système électrique.

RTE identifie également dans son SDDR l'installation de 34 condensateurs additionnels nécessaires pour la gestion des phénomènes de tensions basses à moyen terme (au-delà de 2030). Cette identification ne repose pas sur des simulations et RTE réalisera des études technico-économiques plus précises dans les prochaines années afin de confirmer ce résultat.

Enfin, la trajectoire proposée dans le SDDR inclut l'installation de deux STATCOM pour faire face aux problématiques liées à la stabilité du réseau en raison d'interactions entre convertisseurs des parcs de production renouvelable. RTE anticipe un enjeu autour de ce phénomène à moyen terme (au-delà de 2030) sur le réseau de transport. Des études complémentaires seront nécessaires pour justifier l'installation de ces moyens et leur localisation. Ces études devront également intégrer les nouvelles exigences du code RfG⁴³ à la suite de sa révision, notamment s'agissant du fonctionnement des producteurs EnR en mode « grid-forming ».

- Des études complémentaires seront nécessaires afin de confirmer la nécessité des investissements proposés par RTE pour la gestion des tensions basses et la stabilité du réseau.

⁴³ Règlement (UE) 2016/631 de la Commission européenne du 14 avril 2016 dit « *Requirement for generators* » ou RfG

Question 14 Partagez-vous l'analyse de la CRE sur les investissements nécessaires pour la gestion de la tension ?

10. Une trajectoire fondée sur le recours à la technologie aérienne pour maîtriser les coûts

10.1. Un nécessaire recours à la technologie aérienne en HTB 3

10.1.1. Une stratégie fondée sur l'utilisation prioritaire de couloirs aériens existants

La stratégie de renforcement du réseau HTB 3 (400 kV) présentée par RTE en partie 9 s'appuie sur l'utilisation de la technologie aérienne pour l'intégralité des projets de renforcement du réseau HTB 3 envisagés. Seul le projet « Gironde – Loire-Atlantique » est envisagé en technologie sous-marine en raison de la possibilité de mutualisation de ce projet avec le raccordement de parcs éoliens en mer.

Pour ces projets, RTE envisage en priorité l'utilisation de couloirs aériens existants afin de faciliter leur insertion. Ainsi, deux des trois projets retenus par RTE pour la première phase de renforcement (cf. 9.1.1) se font sans création de ligne aérienne en site vierge. De même, pour la seconde phase (cf. 9.1.2), la grande majorité des projets envisagés ne prévoit pas de création de lignes en site vierge, mais des augmentations de capacité de lignes existantes ou des doubléments de lignes en parallèle de couloirs existants.

Certains renforcements nécessiteront cependant la création de nouvelles lignes aériennes en site vierge, dans les cas où le maillage du réseau existant ne permet pas l'utilisation de couloirs existants. C'est le cas du projet de création de ligne entre Fos-sur-Mer et Jonquières prévu par le SDDR.

10.1.2. Une stratégie nécessaire à la soutenabilité pour les consommateurs

Le choix de la technologie aérienne répond à un impératif économique : une stratégie exclusivement souterraine nécessiterait de recourir à la technologie à courant continu⁴⁴, et engendrerait des surcoûts importants. Le coût de création d'une ligne aérienne d'environ 100 km d'une capacité de transit d'environ 4 GW est compris entre 250 et 400 M€⁴⁵, contre près de 4 Md€ pour une ligne souterraine de longueur et capacité identiques. La technologie souterraine à ce niveau de tension présente donc un coût pouvant être 10 fois plus important que la technologie aérienne. Au niveau de l'ensemble du SDDR, une solution intégralement souterraine pour la très haute tension représenterait un surcoût de l'ordre de 40 à 70 Md€ pour un service rendu identique, alors que les renforcements aériens du réseau THT sont estimés à environ 8 Md€ sur la période 2025-2039. Par ailleurs, les tensions sur les approvisionnements de matériels à courant continu questionnent la faisabilité même d'une telle solution.

La CRE estime à ce stade que la stratégie proposée par RTE est pertinente et constitue le meilleur équilibre technico-économique entre les solutions. En particulier, l'utilisation préférentielle des couloirs de lignes existants permettra de faciliter l'intégration de nouveaux projets. Pour les nouveaux projets en site vierge, le recours à la technologie aérienne est justifié au vu de l'écart de coût avec la technologie souterraine à courant continu.

⁴⁴ Les lignes souterraines au niveau de tension 400 kV peuvent exister pour de très courtes distances, par exemple aux abords des postes électriques. Ces courtes distances nécessitent malgré tout le recours à des moyens additionnels de compensation de l'énergie réactive.

⁴⁵ En fonction du coût des mesures d'insertion, voir 6.2.1.

- La CRE soutient la proposition de RTE de privilégier la technologie aérienne pour le renforcement du réseau à très haute tension.
- Le recours systématique à la technologie souterraine à courant continu entraînerait des surcoûts très importants, de l'ordre de 40 à 70 Md€ sur la période 2025-2039 pour le renforcement du réseau très haute tension prévu par le SDDR pour accompagner la croissance de la consommation électrique. Un tel surcoût ne serait pas soutenable économiquement pour les utilisateurs du réseau électrique. La création de nouvelles lignes aériennes 400 kV apparaît donc nécessaire à l'accompagnement de la croissance de la consommation électrique.

Question 15 Partagez-vous l'analyse de la CRE sur le recours à la technologie aérienne pour le renforcement du réseau très haute tension ?

10.1.3. Des mesures d'insertion à dimensionner au cas par cas

La création, la reconstruction ou le renforcement d'axes aériens s'accompagnent de mesures d'insertion mises en place par RTE afin de compenser leurs impacts sur l'environnement et en faciliter l'acceptation par la population. Ces mesures d'insertion sont pour partie obligatoires (indemnités pour dommage permanent, indemnités pour préjudice visuel, plan d'accompagnement de projet, etc.) et pour partie déterminées au cas par cas à l'issue des concertations (mises en souterrain de lignes alentours, installation de pylônes esthétiques, rachat de maisons, etc.). Ces dépenses représentent environ un tiers des dépenses sèches (fournitures et travaux) des derniers projets de création de lignes 400 kV réalisés par RTE.

En plus des mesures existantes, lorsqu'il n'est pas possible d'utiliser un couloir de ligne existant, RTE propose dans le SDDR d'accompagner systématiquement la construction de nouvelles lignes aériennes 400 kV en site vierge par la mise en souterrain de réseaux de moindre tension aux alentours pour un linéaire au moins équivalent.

La CRE soutient la mise en œuvre de mesures d'insertion par RTE, y compris facultatives. Ces dernières permettent de réduire les impacts des projets sur l'environnement et d'accélérer la réalisation des projets. En revanche, la CRE estime à ce stade qu'il n'est pas pertinent d'opérer systématiquement la mise en souterrain d'un linéaire équivalent lors de la création de nouvelles lignes aériennes 400 kV en site vierge. En effet, une telle mesure pourrait générer des surcoûts importants, de l'ordre de 400 M€ sur la période du SDDR selon les estimations de la CRE, sans être nécessaire à l'insertion locale des projets considérés. La CRE considère plutôt que le choix des mesures d'insertion doit se faire au cas par cas, en fonction des caractéristiques de la zone et de la consultation des parties prenantes. La mise en souterrain de réseaux de moindre tension doit rester une solution parmi d'autres à envisager lors de ces consultations.

- La CRE soutient la mise en œuvre de mesures d'insertion par RTE permettant de réduire les impacts des projets et d'en faciliter l'acceptabilité. Le choix des mesures d'insertion, qui représentent une part importante des coûts des projets de création de ces lignes, doit se faire au cas par cas afin de choisir les plus adaptées à chaque projet. La CRE est ainsi défavorable, à ce stade, à la proposition de RTE visant à systématiser la mise en souterrain des réseaux de moindre tension pour un linéaire au moins équivalent dans le cas d'une création de ligne aérienne à très haute tension en dehors de couloirs de lignes existants.

Question 16 Partagez-vous l'analyse de la CRE sur la nécessité de dimensionner les mesures d'insertion des projets 400 kV au cas par cas, en fonction des spécificités locales ?

10.2. Choix de technologie en HTB 1 et HTB 2

10.2.1. Écarts de coûts entre les technologies aériennes et souterraines

Contrairement au réseau 400 kV, la mise en souterrain du réseau de tension HTB1 (63-90 kV) ou HTB 2 (150-225 kV) ne nécessite pas le recours à la technologie à courant continu. Le surcoût de la mise en souterrain des réseaux HTB 1 et 2 est donc moindre qu'en HTB 3 :

- pour le réseau HTB 1, le surcoût associé à la mise en souterrain d'une ligne est ainsi compris entre quelques pourcents pour une ligne de capacité modérée en zone rurale et + 70 % pour une ligne de capacité importante (nécessitant la construction d'une double liaison souterraine) en zone semi-urbaine ;
- pour le réseau HTB 2, le surcoût associé à la mise en souterrain est plus important : il est compris entre + 50 % pour une ligne de capacité modérée en zone rurale et + 150 % pour une ligne de capacité importante en zone semi-urbaine.

Le coût de construction d'une liaison souterraine reste donc plus élevé que pour une liaison aérienne en HTB 1 et HTB 2, bien que ce surcoût soit limité par rapport au réseau HTB 3.

10.2.2. Le recours à la technologie souterraine doit être envisagé lorsqu'il apporte des bénéfices suffisants par rapport aux coûts

La CRE a, dans sa délibération portant examen du SDDR élaboré en 2019⁴⁶, demandé à RTE de suivre la politique de mise en souterrain des réseaux HTB 1 et 2 suivante :

- pour le réseau HTB 1, un recours préférentiel aux lignes souterraines dans les zones identifiées par le contrat de service public de 2017 (zones d'habitat regroupé et d'importance naturelle) et après analyse au cas par cas dans les autres zones ;
- pour le réseau HTB 2, recours possible aux lignes souterraines uniquement dans les zones identifiées par le contrat de service public.

Dans son SDDR 2025, RTE envisage plusieurs évolutions de cette doctrine de mise en souterrain :

- recours systématique à la technologie souterraine pour les ouvrages de raccordement en HTB 1 et HTB 2 (hors raccordements de moins de 1 km), en raison des délais raccourcis de mise en service ;
- recours privilégié à la technologie souterraine en HTB 1 et HTB 2 dans les zones urbaines ainsi que dans certaines zones à enjeu environnemental après analyse au cas par cas. Les zones à enjeu environnemental concernées sont les cœurs de parcs nationaux, les zones concernées par des arrêtés de protection de biotope, de géotope ou d'habitat naturel, les réserves biologiques, les zones centrales de biosphère, les réserves naturelles nationales, régionales ou de chasse et de faune sauvage, les aires spécialement protégées d'importance méditerranéenne, les zones Natura 2000, les conservatoires du littoral ou d'espaces naturels et les espaces naturels sensibles ;
- en HTB 1 uniquement, recours systématique à la technologie souterraine pour la création de nouvelles lignes de capacité modérée (ne nécessitant pas la création d'une ligne souterraine double) car le surcoût associé est faible.

La CRE estime à ce stade que les évolutions de la doctrine de mise en souterrain des lignes HTB 1 et 2 proposées par RTE sont pertinentes.

S'agissant des ouvrages de raccordement, la réduction des délais constitue un enjeu de premier ordre dans la réalisation des projets. Ces ouvrages étant majoritairement financés par les demandeurs, la CRE envisage de demander à RTE d'informer le demandeur, lors de l'établissement de la proposition technique et financière de raccordement, de l'existence d'une solution aérienne plus économique (solution de référence) et, le cas échéant, d'une solution souterraine plus rapide (solution alternative).

⁴⁶ [Délibération de la CRE du 23 juillet 2020 portant examen du Schéma Décennal de Développement du Réseau de transport de RTE élaboré en 2019.](#)

La doctrine de RTE ne concerne pas les éventuels ouvrages mutualisés et renforcements du réseau existant prévus dans le cadre de S3REnR ou des zones de mutualisation, qui ne présentent pas nécessairement les mêmes enjeux en termes de délais de réalisation.

La CRE est favorable à la mise en souterrain des lignes HTB 1 de capacité modérée, dont les surcoûts par rapport à la technologie aérienne apparaissent limités.

Enfin, la CRE envisage de demander à RTE de transmettre, lors de l'envoi du programme d'investissements annuel, un bilan de l'ensemble des nouveaux projets de création de lignes souterraines et des justifications associées (caractéristiques du projet, solutions étudiées, analyse au cas par cas), afin de suivre la mise en œuvre de cette doctrine.

- La CRE est favorable à ce stade à la mise en souterrain des réseaux HTB 1 et 2 dans les cas suivants : i) zones urbaines, ii) raccordements d'une longueur supérieure à 1 km (sous réserve d'une information du demandeur sur les écarts de coûts et de délais avec une solution aérienne), iii) zones à enjeux environnementaux importants après analyse au cas par cas, et iv) création de lignes HTB 1 de capacité modérée (ligne simple).
- La CRE est également favorable à la proposition de RTE de privilégier la technologie aérienne dans les autres cas pour le renouvellement et l'adaptation des réseaux HTB 1 et HTB 2. Cette stratégie est justifiée par des écarts de coûts importants entre les technologies : le recours au souterrain présente des surcoûts de l'ordre de + 70 % pour une ligne HTB 1 de capacité importante, et de l'ordre de + 50 % à + 150 % en HTB 2.

Question 17 Etes-vous favorable aux critères de mise en souterrain envisagés pour les réseaux HTB 1 et 2 ?

11. Développement des interconnexions

Les interconnexions sont un élément essentiel du marché intérieur européen de l'énergie. Par sa position géographique et son mix électrique, la France joue un rôle central dans le fonctionnement du marché européen de l'électricité. Au-delà de leurs bénéfices fondamentaux en termes d'optimisation économique et de sécurité d'approvisionnement, les interconnexions favorisent l'intégration des énergies renouvelables intermittentes en tirant parti des complémentarités entre pays.

11.1. Les bénéfices des projets en cours de développement pour une mise en service à horizon 2030 sont confirmés

Cinq projets d'interconnexion entre la France et les pays voisins sont actuellement en développement pour une mise en service à l'horizon 2030 :

- le projet d'interconnexion sous-marine à courant continu avec l'Irlande, Celtic, dont la mise en service est prévue en 2028 et qui portera la capacité d'échange entre la France et l'Irlande de 0 à 700 MW ;
- le projet d'interconnexion sous-marine à courant continu avec l'Espagne, Golfe de Gascogne, dont la mise en service est prévue en 2028 et qui augmentera la capacité d'échange entre la France et l'Espagne de 2 800 MW à 5 000 MW (voir 11.2.1.1) ;
- les projets d'interconnexion avec l'Allemagne dont les travaux sont majoritairement situés hors de France,
 - Muhlbach – Eichstetten, dont la mise en service est prévue en 2030 et qui devrait augmenter la capacité d'échange entre la France et l'Allemagne de 300 MW ;

- Vigy – Uchtelfangen, dont la mise en service est prévue en 2029 et qui devrait augmenter la capacité d'échange entre la France et l'Allemagne de 500 MW à l'import et de 1 500 MW à l'export ;
- le projet d'interconnexion avec la Belgique, Lonny-Achène-Gramme, dont la mise en service est prévue à l'horizon 2030-2032 et qui devrait augmenter la capacité d'échange entre la France et la Belgique de 800 MW à l'import et de 1 000 MW à l'export.

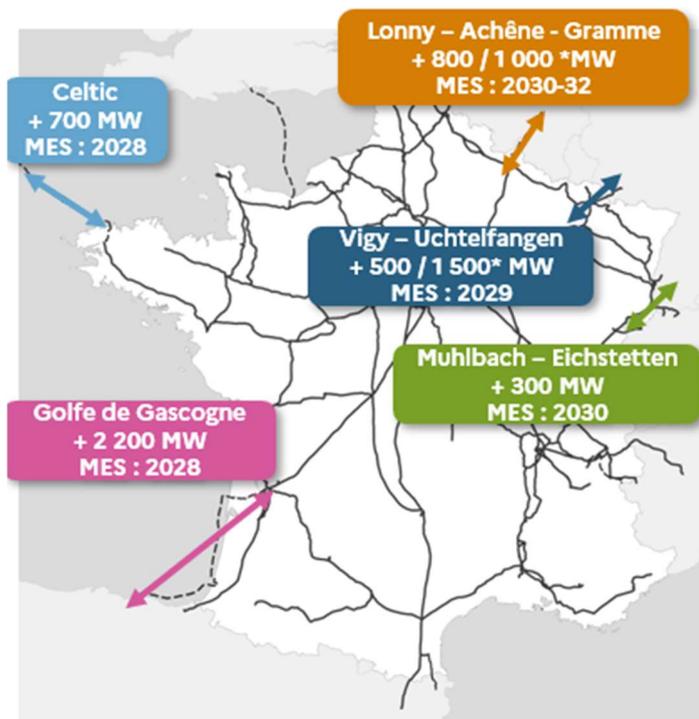


Figure 11. Carte des cinq projets d'interconnexion en cours de développement

Dans son SDDR 2025, RTE confirme que ces projets sont porteurs de bénéfices économiques. Dans ses délibérations du 3 novembre 2022⁴⁷ et 2 mars 2023⁴⁸, la CRE a approuvé la poursuite des projets Celtic et Golfe de Gascogne sur la base des nouveaux partages de coûts convenus avec les régulateurs des pays concernés.

Les projets avec l'Allemagne et la Belgique n'ont pas fait l'objet de décision spécifique d'approbation ou de partage des coûts avec les pays voisins car ils ont des coûts faibles⁴⁹ et consistent en des renforcements du réseau existant.

➤ Les cinq projets d'interconnexion en cours de développement (Celtic, Golfe de Gascogne, Muhlbach-Eichstetten, Vigy-Uchtelfangen, Lonny-Achène-Gramme) sont porteurs de bénéfices et doivent être achevés dans les meilleurs délais.

Question 18 Partagez-vous l'analyse de la CRE sur les interconnexions en développement ?

⁴⁷ [Délibération de la CRE du 3 novembre 2022 adoptant la décision de réexamen de la décision conjointe de répartition transfrontalière des coûts du projet Celtic](#)

⁴⁸ [Délibération de la CRE du 2 mars 2023 portant modification de la décision conjointe de répartition transfrontalière du projet Golfe de Gascogne](#)

⁴⁹ Muhlbach-Eichstetten : 148 M€ ; Vigy-Uchtelfangen : 144 M€ ; Lonny-Achène-Gramme : 148 M€ (la majorité des coûts est portée par le GRT voisin)

11.2. Le développement de nouveaux projets doit être analysé à l'aune des évolutions de coûts des projets et des contraintes sur les réseaux internes

Dans son SDDR, RTE a mené des analyses approfondies sur l'intérêt économique de nouvelles interconnexions et les conditions éventuelles de leur intégration sur le réseau. Ces analyses se fondent sur les scénarios A et B du SDDR présentés en partie 3.1.

11.2.1. Les contraintes sur les réseaux internes doivent être intégrées dans le développement de nouveaux projets d'interconnexion

Les capacités d'interconnexion mises à disposition des marchés fluctuent quotidiennement en fonction des capacités de transit disponibles dans les réseaux internes. Ainsi, les capacités d'interconnexion réellement utilisées ne sont pas en permanence égales aux capacités techniques maximales des lignes transfrontalières et il est fréquent que le réseau interne soit le facteur limitant des échanges transfrontaliers.

En fonction de la localisation des contraintes réseau limitantes, un renforcement du réseau interne peut être aussi, voire plus, efficace pour augmenter la capacité d'échanges transfrontaliers qu'un nouveau projet de ligne d'interconnexion.

Dans son SDDR, RTE a mené des études approfondies à la frontière avec l'Espagne qui démontrent l'importance de tenir compte des contraintes des réseaux internes dans l'étude de nouveaux projets d'interconnexion. RTE considère ainsi dans son SDDR que le développement de nouvelles interconnexions nécessite de prévoir un renforcement simultané du réseau interne français.

La CRE considère à ce stade que l'analyse réalisée par RTE est pertinente et constate que de telles analyses ne sont pas réalisées lors de l'élaboration du TYNDP (voir 11.3.3). Les transformations envisagées des systèmes énergétiques permettent d'anticiper un accroissement des contraintes sur les réseaux internes des pays européens, qui pourraient être un facteur limitant des échanges transfrontaliers. De ce point de vue, les études prospectives des évolutions des capacités d'échange devraient être généralisées à l'ensemble des frontières et faire l'objet d'études conjointes avec les homologues de RTE dans les pays concernés.

- La CRE soutient le développement des interconnexions dans une approche intégrant les renforcements internes des réseaux des pays concernés. La CRE souligne l'importance de tenir compte des contraintes des réseaux internes et des mécanismes réels de couplage de marchés dans les études prospectives.

11.2.2. Le développement de nouveaux projets nécessite un financement adéquat

La CRE soutient le développement de nouveaux projets d'interconnexions lorsque ces derniers présentent des bénéfices au niveau européen. En effet, les implications du développement d'une nouvelle interconnexion ne peuvent être appréciées qu'au niveau du système interconnecté européen dans son ensemble.

Cette évaluation ne permet néanmoins pas de garantir l'équilibre économique pour les pays qui financent l'interconnexion, étant donné que celle-ci peut entraîner des modifications de mix de production dans plusieurs autres pays. Du fait de sa situation géographique et des nombreuses interconnexions dont elle dispose, la France peut ainsi se retrouver dans une situation de pays de transit pour des échanges d'électricité en provenance de la péninsule ibérique ou du Royaume-Uni et à destination de l'est de l'Europe.

Dans les évaluations qu'elle a réalisées des projets d'interconnexion, la CRE a considéré de manière constante que l'analyse coût-bénéfice des projets devait également être positive au périmètre de la France. Lorsque la répartition des bénéfices attendus d'une nouvelle interconnexion ne permet de garantir l'équilibre économique pour chaque pays, la CRE estime qu'une répartition du financement entre les Etats et/ou l'obtention de subventions européennes apparaissent nécessaires afin de garantir l'équilibre.

- La CRE soutient le développement de projets d'interconnexion rentables au périmètre européen et français. Cette rentabilité peut être atteinte par des partages asymétriques des coûts d'investissement du projet ou par des financements européens.

11.2.3. Frontière France – Espagne

La déclaration de Madrid de 2015, faisant suite au sommet pour les interconnexions énergétiques, prévoyait l'atteinte d'un premier palier de capacité d'échange entre la France et l'Espagne de 5 GW avec la mise en service du projet Golfe de Gascogne, puis le développement de deux projets d'interconnexion traversant les Pyrénées, les projets transpyrénéens, afin d'augmenter la capacité d'interconnexion jusqu'à 8 GW.

11.2.3.1. Atteinte du palier de 5 GW d'échange

Dans son SDDR 2025, RTE a réalisé de nouvelles études concernant l'évolution de la capacité d'interconnexion entre la France et l'Espagne dans les prochaines années. Ces études intègrent les dernières prévisions d'évolution de la consommation et de la production en France et en Europe, ainsi que les projets de renforcement des réseaux en développement.

En prenant en compte les renforcements du réseau prévus d'ici 2030, RTE estime que la capacité maximale de 5 GW serait loin d'être atteinte sur tous les pas de temps. Plusieurs renforcements du réseau interne français planifiés dans le SDDR permettraient toutefois d'atteindre 5 GW de capacité d'échange au moins 70 % du temps⁵⁰. Ces renforcements comprennent plusieurs projets de réhabilitation ou de création de lignes aériennes à 400 kV dans le sud-ouest de la France et le Massif central. Les mises en service de ces projets sont prévues entre 2030 et 2035 dans le SDDR.

L'étude de RTE n'a pu être réalisée qu'au périmètre de la France mais il apparaît très probable que des renforcements soient également nécessaires en Espagne. La CRE soutient ainsi la réalisation d'une étude commune entre les gestionnaires de réseau français et espagnol sur les conditions permettant d'atteindre et de maintenir une capacité de 5 GW d'échange à la frontière.

11.2.3.2. Projets transpyrénéens

Les projets transpyrénéens sont deux projets de 2 GW en courant continu d'une tension de 320 kV qui doivent permettre d'augmenter la capacité d'échange de 3 GW. Au regard des conditions de marché pour le matériel à courant continu, le coût pourrait atteindre 2,5 à 3 Md€ par projet⁵¹. Sur la base des données transmises par RTE, la CRE estime qu'un nouveau design des projets, avec une capacité de 1,5 GW et une tension de 525 kV, permettrait de réduire le coût à environ 2 Md€ par projet. Ce changement de design nécessite néanmoins de revoir l'ensemble des études réalisées jusqu'à présent et pourrait conduire à une augmentation de la capacité d'échange inférieure à 3 GW. Des incertitudes existent également concernant les coûts de la technologie 525 kV, qu'il sera nécessaire de mettre à jour à l'aune des appels d'offres de RTE pour les raccordements de parcs éoliens en mer.

RTE a également mené des études concernant les conditions d'intégration des projets transpyrénéens dans le réseau existant. Comme pour le cas de Golfe de Gascogne, ces études n'ont été menées que pour le réseau français. Dans le cas d'un premier projet transpyrénéen, des renforcements supplémentaires (création ou réhabilitation de plusieurs lignes 400 kV) prévus dans le SDDR entre 2035 et 2040 sont nécessaires pour atteindre 6,5 GW une majorité du temps. La CRE estime à ce stade que la planification de ces renforcements doit constituer un prérequis à la réalisation d'un premier projet transpyrénéen.

⁵⁰ A noter que en cas de convergence des prix, la capacité d'échange n'est pas utilisée au maximum. En 2024, sur la frontière France – Espagne, les prix ont convergé 32% du temps.

⁵¹ Ce coût est supérieur à celui rapporté par les porteurs de projets dans le TYNDP 2024 (2,3 Md€ par projet) en raison des hausses observées récemment sur les matériels à courant continu.

Enfin, RTE a analysé les bénéfices apportés par les projets transpyrénéens (sous réserve qu'ils permettent effectivement de créer des capacités d'échange). Ces analyses montrent des bénéfices importants, entre 190 et 220 M€/an environ par GW de capacité additionnelle⁵². Une nouvelle interconnexion permettrait ainsi de mieux valoriser les surplus de production renouvelable en Espagne (principalement la production solaire en journée) et de réduire le recours à la production thermique (principalement la nuit). Les analyses réalisées par RTE montrent que l'Espagne bénéficierait de 75 % des bénéfices socio-économiques générés par une nouvelle interconnexion. En particulier, les imports depuis l'Espagne seraient pour partie réexportés vers d'autres pays européens, ce qui confirme la tendance observée actuellement⁵³. Cette répartition poserait donc la question d'un partage asymétrique des coûts d'un nouveau projet.

Les résultats obtenus par RTE dans son SDDR apparaissent toutefois inférieurs à ceux du TYNDP 2024, qui évalue à environ 300 M€/an les bénéfices socio-économiques pour 1 GW de nouvelle capacité. La CRE constate que cet écart pourrait provenir d'hypothèses erronées sur la production d'hydrogène par électrolyse dans le TYNDP. En complément des études sur les réseaux internes, la CRE soutient la réalisation d'études communes entre les gestionnaires de réseaux français et espagnol concernant les bénéfices apportés par ces projets.

- L'accroissement des capacités d'échange entre la France et l'Espagne, notamment par la réalisation des projets Golfe de Gascogne et transpyrénéens, constitue une priorité stratégique affichée au niveau européen.
- La CRE considère que RTE doit améliorer en priorité, conjointement avec son homologue espagnol, l'atteinte de la capacité maximale de 5 GW de capacité d'échange après la mise en service du projet Golfe de Gascogne.
- Les deux projets transpyrénéens ont un coût très élevé (de l'ordre de 2 à 3 Md€ par projet). Ces coûts doivent être réévalués à l'aune des derniers appels d'offres pour la fourniture de matériel en courant continu. Une optimisation de la consistance des projets pourrait permettre de réduire le coût, mais ces évolutions nécessiteront des études complémentaires.
- La planification des renforcements significatifs des réseaux internes sont nécessaires préalablement à la mise en service des projets transpyrénéens. Pour le premier projet, ces travaux nécessiteraient la création ou le renforcement de plusieurs lignes 400 kV. Une étude coordonnée entre les gestionnaires de réseaux français et espagnol sera nécessaire pour identifier les renforcements nécessaires de part et d'autre de la frontière.
- Les analyses des bénéfices apportés par les projets transpyrénéens présentent des écarts significatifs en matière d'hypothèses et de résultats. De nouvelles études devraient être réalisées et partagées entre les gestionnaires de réseau pour confirmer ces résultats.
- Si les études prospectives confirment que les bénéfices demeurent déséquilibrés en faveur de l'Espagne, la CRE estime nécessaire d'envisager un partage des coûts asymétrique de ces projets.

11.2.4. Frontière France – Royaume-Uni

La CRE a publié en mars 2024 une évaluation des bénéfices d'une nouvelle interconnexion avec le Royaume-Uni⁵⁴. Cette étude concluait que la création d'une nouvelle interconnexion d'environ 1 GW entre les deux pays aurait un intérêt économique, à condition que les coûts du projet soient répartis de manière asymétrique afin de compenser l'insuffisance des bénéfices pour la France.

⁵² Pour un premier projet. Afin de faciliter les comparaisons, toutes les analyses de ce document ont été normalisées pour 1 GW de capacité additionnelle créé.

⁵³ Dans son bilan électrique pour l'année 2024, RTE a mis en évidence que la proportion d'importations depuis la péninsule ibérique qui traverse la France à destination des autres pays européens dépassait 90 %.

⁵⁴ [Consultation publique n°2024-01 du 5 mars 2024 relative à l'opportunité de nouvelles capacités d'interconnexion électrique entre la France et le Royaume-Uni](#)

Le SDDR confirme la tendance mise en évidence dans l'analyse de mars 2024. À l'horizon 2040, une nouvelle interconnexion entre la France et le Royaume-Uni tirerait principalement sa valeur économique des exports d'excédents de production d'électricité décarbonée au Royaume-Uni (principalement éolienne) vers l'Europe continentale. Cette production se substituerait à de la production thermique dans les pays conservant un mix plus carboné que la France (Italie et Allemagne notamment) et permettrait d'accroître la production d'hydrogène par électrolyse flexible (en France et en Espagne notamment). Il s'agirait d'une modification radicale de l'utilisation des interconnexions avec la Grande-Bretagne, dont le sens actuel de fonctionnement est très majoritairement à l'export de la France vers le Royaume-Uni.

D'un point de vue quantitatif, le SDDR évalue le bénéfice d'une nouvelle interconnexion entre 278 M€/an et 306 M€/an pour 1 GW de capacité additionnelle à l'horizon 2040, soit une augmentation significative par rapport à la valeur publiée par la CRE en 2024. Cette évolution provient d'une meilleure valorisation des surplus d'énergie renouvelable au Royaume-Uni, notamment grâce à la production d'hydrogène flexible.

En parallèle, RTE constate une hausse des coûts d'un nouveau projet utilisant la technologie à courant continu. Cette réévaluation se fonde sur les contrats signés en 2024 et 2025 pour la fourniture de matériels identiques pour les raccordements de parcs éoliens en mer. Cette hausse s'élève à + 54 % par rapport aux coûts considérés dans l'étude de 2024.

Au regard de ces nouvelles analyses, la CRE considère qu'un nouveau projet demeurerait bénéfique à l'échelle européenne. Néanmoins, les bénéfices d'un tel projet pour la France seraient bien moindres que pour le Royaume-Uni. Afin d'assurer la rentabilité d'un nouveau projet pour la France, la CRE estime que RTE ne devrait pas supporter plus de 30 à 40 % des dépenses d'investissements d'un nouveau projet (avec une hypothèse de partage à 50/50 des recettes d'interconnexion et sur la base des coûts d'ordre des projets estimés par RTE).

- Dans sa consultation publique de mars 2024, la CRE avait conclu qu'une nouvelle interconnexion d'environ 1 GW pouvait présenter un intérêt au niveau européen. Ce bilan économique fait en 2024 est dépendant des hausses de coûts constatées pour les nouveaux projets et de l'augmentation des bénéfices prévisionnels dans les nouveaux scénarios d'évolution de mix énergétique.
- Le SDDR confirme la nécessité d'un partage asymétrique des coûts d'un nouveau projet, les bénéfices étant essentiellement tirés de la valorisation des surplus de production renouvelable au Royaume-Uni. À ce stade, un nouveau projet ne serait rentable pour la France que si la France ne supportait qu'entre 30 et 40 % des dépenses d'investissements (avec une hypothèse de partage à 50/50 des recettes d'interconnexion).
- La CRE et l'Ofgem poursuivent leurs échanges sur les conditions nécessaires à la réalisation d'une nouvelle interconnexion. Les régulateurs se sont également engagés à plus long terme à mener une étude conjointe sur l'opportunité d'une nouvelle interconnexion entre le Royaume-Uni et la France.

11.2.5. Frontière France – Irlande

RTE a examiné dans son SDDR l'intérêt d'augmenter la capacité d'interconnexion avec l'Irlande, au-delà de la mise en service de l'interconnexion Celtic.

Les bénéfices tirés d'une nouvelle interconnexion pourraient être importants, en raison notamment du relativement faible niveau d'interconnexion entre l'Irlande et le continent européen. Toutefois, une interconnexion entre la France et l'Irlande est particulièrement longue, 575 km pour Celtic contre 180 km en moyenne pour une nouvelle interconnexion avec le Royaume-Uni. En raison de la tension sur les marchés de fourniture des matériels à courant continu et de la longueur nécessaire pour relier l'Irlande à la France, une nouvelle interconnexion serait particulièrement coûteuse (de l'ordre de 4 Md€ d'investissement pour un projet d'environ 1 GW).

- Au regard du contexte particulièrement tendu sur le marché de fourniture des matériels pour la réalisation d'une nouvelle interconnexion sous-marine, la poursuite du développement d'interconnexions entre la France et l'Irlande n'apparaît pas prioritaire.

11.2.6. Frontières France – Allemagne, Belgique et Suisse

Dans son SDDR 2025, RTE n'a pas mené d'analyse détaillée concernant les renforcements du réseau interne qui permettraient d'accroître les capacités d'échange aux frontières avec l'Allemagne, la Belgique et la Suisse. La CRE estime à ce stade que la réalisation de telles analyses est prioritaire. En effet, les limitations de capacité venant du réseau français, notamment à l'export, sont majoritairement dues à des ouvrages d'interconnexion en cours de renforcement ou au réseau interne. Des renforcements internes pourraient ainsi permettre de créer des capacités d'échange pour un coût réduit.

En ce qui concerne d'éventuels nouveaux projets d'interconnexion, le SDDR montre que les bénéfices apportés par l'augmentation de la capacité d'interconnexion entre la France d'une part et l'Allemagne, la Belgique et la Suisse d'autre part pourraient être significatifs dans un scénario d'atteinte des objectifs publics des différents pays (entre 111 et 273 M€/an selon les frontières pour une capacité de 1 GW dans le scénario A à l'horizon 2040). Ces bénéfices proviendraient essentiellement d'exports additionnels d'excédents de production décarbonée en France (nucléaire/renouvelable) vers les pays frontaliers.

En revanche, ces bénéfices seraient significativement inférieurs dans un scénario de plus faible croissance de la consommation dans les différents pays européens (entre 59 et 129 M€/an selon les frontières pour une capacité de 1 GW dans le scénario B à l'horizon 2040).

En outre, la réalisation de nouveaux ouvrages d'interconnexion pourrait nécessiter de recourir à la technologie à courant continu, en raison des contraintes géographiques ou d'acceptabilité de part et d'autre des frontières.

Au vu de ces incertitudes, la CRE considère à ce stade que la priorité devrait être accordée au renforcement des réseaux internes permettant d'augmenter la capacité d'échange aux frontières avec l'Allemagne, la Belgique et la Suisse. L'analyse de la création de nouvelles lignes d'interconnexion devra faire l'objet d'études complémentaires sur les coûts et les bénéfices associés.

- La CRE envisage de demander à RTE d'identifier les projets de renforcement du réseau interne permettant d'augmenter ou de maintenir les capacités d'échange sur les frontières avec l'Allemagne, la Belgique et la Suisse. L'impact de ces projets sur la capacité d'échange devrait faire l'objet d'une analyse conjointe entre RTE et les différents gestionnaires de réseau concernés.
- À ces frontières, l'analyse de la création de nouvelles lignes d'interconnexion doit faire l'objet d'études complémentaires sur les coûts et les bénéfices associés.

11.2.7. Frontière France – Italie

Comme pour les frontières avec l'Allemagne, la Belgique et la Suisse, la CRE considère que RTE devrait identifier les projets de renforcement du réseau interne permettant d'augmenter ou de maintenir les capacités d'échange à la frontière italienne. Ces projets pourraient en effet permettre de créer des capacités d'échange pour un coût réduit.

En ce qui concerne les nouveaux projets d'interconnexion, le SDDR montre un intérêt économique à l'augmentation de la capacité d'interconnexion entre la France et l'Italie. L'ajout d'une nouvelle capacité d'interconnexion permettrait au premier ordre de remplacer de la production thermique en Italie par de la production décarbonée (nucléaire et renouvelable) française. Les bénéfices économiques d'une nouvelle interconnexion pourraient ainsi atteindre entre 182 et 326 M€/an pour une nouvelle capacité d'échange de 1 GW à l'horizon 2040. Des bénéfices importants sont anticipés dans tous les scénarios (atteinte des objectifs publics ou plus faible croissance de la consommation), du fait du niveau limité d'interconnexion entre les deux pays et d'une bonne complémentarité des mix électriques.

Néanmoins, les coûts de nouveaux projets demeurent à ce jour incertains et il faudra étudier préalablement les renforcements des réseaux internes nécessaires à leur intégration.

- La CRE envisage de demander à RTE d'identifier les projets de renforcement du réseau interne permettant d'augmenter ou de maintenir les capacités d'échange sur la frontière avec l'Italie, et de mener des analyses conjointes avec le gestionnaire du réseau de transport italien.
- La création d'une nouvelle ligne d'interconnexion pourrait présenter un intérêt économique à l'horizon 2040 mais elle nécessiterait (i) des études complémentaires du réseau interne permettant de s'assurer qu'un nouvel ouvrage permettrait réellement d'accroître les capacités d'échange et (ii) une estimation des coûts détaillés du projet et des renforcements associés.

Question 19 Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant les opportunités de développement de nouvelles interconnexions ?

11.3. Cohérence des résultats du SDDR avec le TYNDP

En application de l'article L. 321-6 du code de l'énergie, la CRE vérifie la cohérence entre le SDDR et le plan de développement décennal biennuel et non contraignant du réseau européen (*Ten Year Network Development Plan*, TYNPD).

Le TYNDP est élaboré par le ENTSO-E en application du règlement européen (UE) 2019/943. En cas de doute, la CRE peut consulter l'ACER. Elle peut également imposer une modification du SDDR.

11.3.1. La comparaison avec les scénarios retenus dans le SDDR se concentre sur les scénarios cohérents avec les objectifs des politiques publiques

Les scénarios du TYNDP 2024 ont été élaborés conjointement entre l'ENTSO-E et l'ENTSO-G et proposent plusieurs visions du futur aux échéances 2030, 2040 et 2050.

- Le scénario « *National Trends* (NT) » est développé pour les échéances 2030 et 2040. Il correspond aux scénarios prévus par les politiques énergétiques et climatiques issues des objectifs européens. Ce scénario est élaboré pour les horizons 2030 et 2040 uniquement.
- Le scénario « *Distributed Energy* (DE) » repose sur l'atteinte des objectifs de neutralité carbone en 2050 tout en visant un niveau élevé d'indépendance en matière d'approvisionnement énergétique et de biens stratégiques (par exemple, les produits industriels et agricoles). Il se traduit par un changement de comportement et par une forte dynamique de décentralisation.
- Le scénario « *Global Ambition* (GA) » décrit une trajectoire vers la neutralité carbone d'ici 2050 via une transition rapide et mondiale. Il se traduit par le développement à grande échelle d'un large éventail de technologies et par le recours significatif aux échanges d'énergie décarbonée entre pays. Les résultats de ce scénario ne sont pas publiés dans le TYNDP 2024.

Les scénarios *DE* et *GA* sont construits par l'ENTSO-E et l'ENTSO-G sur la base d'une clef de répartition des objectifs européens en matière de décarbonation et de production renouvelable. Par construction, ces scénarios conduisent à des trajectoires ne correspondant pas aux objectifs des États membres, en particulier pour la France. À titre d'exemple, la capacité totale de production solaire et éolienne (terrestre et en mer) prévue dans le scénario *DE* à l'horizon 2040 s'élève à 230 GW en France contre 160 GW dans le scénario A et 125 GW dans le scénario B du SDDR.

La CRE estime à ce stade pertinent de comparer le scénario *NT*, fondé sur les politiques énergétiques des différents pays, seulement avec le scénario A du SDDR⁵⁵. Il est par ailleurs regrettable que le règlement européen 2022/869 pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes ne prévoie pas l'étude de scénarios de retard d'atteinte des objectifs publics, similaires au scénario B étudié par RTE.

⁵⁵ Les données sur les hypothèses pour la France ont été transmises 2 ans avant l'exercice TYNPD, certaines données divergent avec les données du scénario A du SDDR.

11.3.2. Les hypothèses du scénario *National Trends* sont globalement cohérentes avec celles du SDDR mais les résultats de ces deux scénarios divergent notablement

L'analyse de la CRE s'est concentrée sur la comparaison entre le scénario *NT* et le scénario A du SDDR. Par simplicité, les données sont présentées ci-après pour la seule échéance 2040.

Les hypothèses de consommation sont relativement proches entre les deux scénarios pour les différents pays européens. Le scénario *NT* du TYNDP 2024 prévoit néanmoins une consommation électrique plus élevée en France à l'horizon 2040, de l'ordre de 615 TWh (soit + 34 TWh) hors production d'hydrogène par électrolyse. Ce résultat est principalement lié à une plus forte électrification et de moindres efforts de sobriété dans ce scénario.

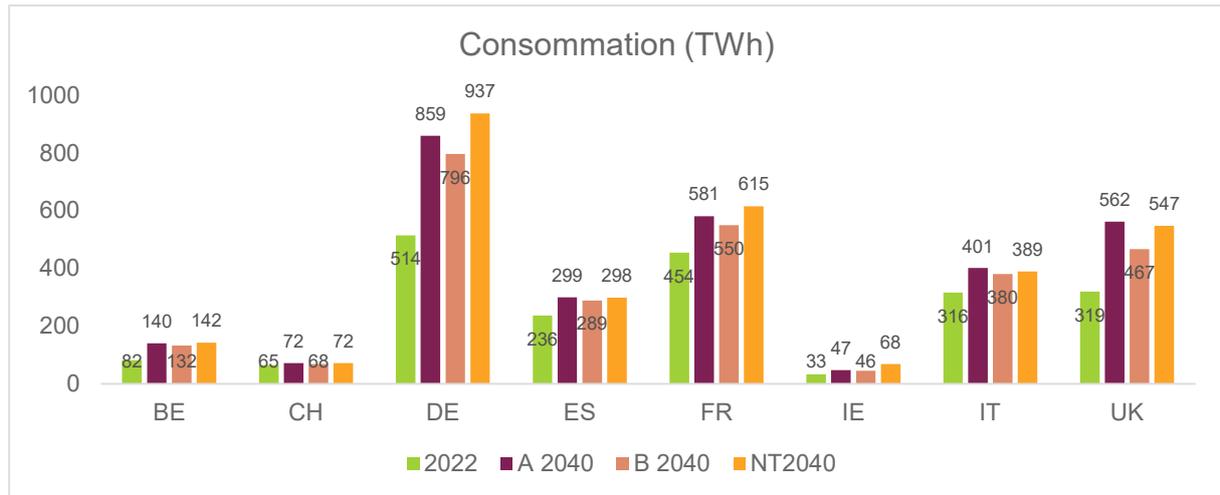


Figure 12. Demande d'électricité (hors production d'hydrogène par électrolyse) dans le scénario *National Trends* du TYNDP et A du SDDR, à horizon 2040

Par ailleurs, la méthodologie de modélisation du fonctionnement de la production d'hydrogène par électrolyse diffère entre les deux études, le TYNDP ayant fait le choix de modéliser un réseau d'hydrogène interconnecté entre les différents pays européens alors que la modélisation du SDDR fonctionne sur un prix limite au-delà duquel la production n'est pas compétitive.

Les hypothèses de capacité installée d'énergie renouvelable des scénarios *NT* et A du SDDR sont similaires. Toutefois, les facteurs de charge retenus dans les deux scénarios diffèrent, notamment pour l'éolien au Royaume-Uni et en Allemagne. Le SDDR retient notamment des facteurs de charge fondés sur l'historique des dernières années alors que le TYNDP anticipe des progrès technologiques importants dans ces pays. À titre d'exemple, le facteur de charge retenu pour l'éolien terrestre en Allemagne s'élève à 28 % pour le TYNDP contre 22 % dans le SDDR. Cela amène à un écart de production assez significatif d'environ +700 TWh à l'échelle européenne pour le scénario *NT* du TYNDP en 2040, malgré des capacités de production sensiblement identiques.

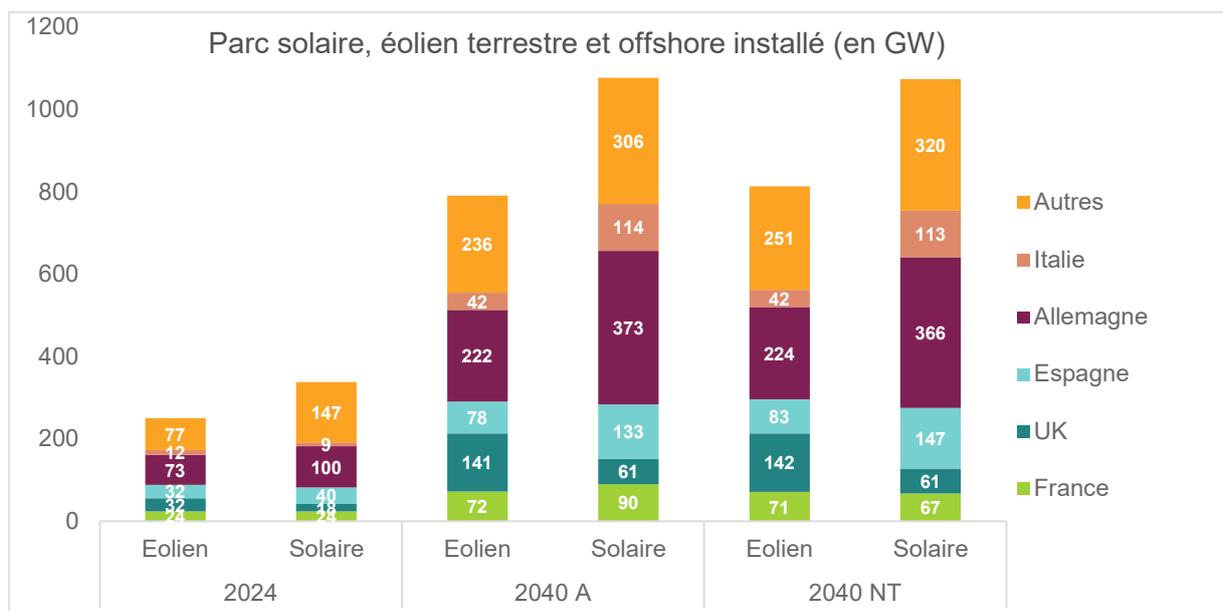


Figure 83. Puissance installée solaire, éolien terrestre et offshore en 2024, dans le scénario National Trends et A du SDDR à horizon 2040.

Enfin, en termes d'échanges transfrontaliers d'électricité, la France apparaît très légèrement importatrice dans le scénario NT du TYNDP 2024 avec un solde négatif de 7 TWh (119 TWh d'imports et 112 TWh d'exports). *A contrario*, la France reste très exportatrice dans le scénario A du SDDR avec un solde positif de 101 TWh (34 TWh d'imports et 136 TWh d'exports), dans la continuité du solde exportateur français constaté ces dernières années (89 TWh d'exports nets en 2024).

En conclusion, la CRE constate que les deux scénarios présentent des visions différentes d'un scénario d'atteinte des objectifs publics. Le scénario NT du TYNDP prévoit une hausse plus importante de la consommation en France et une plus forte production renouvelable dans les pays voisins, conduisant la France à être légèrement importatrice nette d'électricité. Par ailleurs, les hypothèses utilisées dans le scénario NT du TYNDP concernant la production d'hydrogène par électrolyse flexible, notamment en Espagne, méritent des analyses complémentaires (voir 11.2.1).

11.3.3. L'identification des besoins d'interconnexion du TYNDP n'est pas directement comparable aux analyses coût-bénéfice réalisées pour l'approbation des projets d'investissement

Le volet *IoSN* (« *Identification of System Need* ») du TYNDP identifie les capacités additionnelles d'interconnexion qui pourraient présenter des bénéfices à l'horizon considéré. Ainsi, pour la France, le TYNDP identifie un espace économique pour 24 GW de capacités additionnelles d'interconnexion à horizon 2040 par rapport aux capacités existantes, contre environ 6 GW de nouvelles capacités prévues dans le SDDR de RTE.

La CRE considère à ce stade que l'exercice de l'*IoSN* présente des biais méthodologiques conduisant à des différences importantes entre ces résultats et une évaluation coût-bénéfice réelle des projets :

- Les coûts d'investissement des projets correspondent aux valeurs déclarées par les porteurs de projet ou à des estimations de coûts unitaires fondées sur les données remontées par les porteurs de projets. Ces estimations de coûts peuvent être largement sous-estimées au regard des conditions de marché actuelles pour les interconnexions à courant continu.
- Les études socio-économiques réalisées ne tiennent pas compte de la répartition géographique des bénéfices entre les pays : elles ne permettent pas de s'assurer que l'ensemble des pays concernés par les investissements trouvent un intérêt économique.

- Le TYNDP ne tient pas compte des contraintes de réseau interne des pays : les nouvelles interconnexions sont supposées apporter des capacités fixes tout au long de l'année et les coûts de congestion liés aux contraintes internes sont ignorés.
- Les analyses du TYNDP comprennent la monétisation de deux indicateurs additionnels, dont les méthodologies apparaissent contestables :
 - valorisation des bénéfices associés à la sécurité d'approvisionnement : les objectifs publics des pays européens prévoient généralement des mix électriques surcapacitaires et, dans ces conditions, la valeur supplémentaire apportée par de nouvelles interconnexions pour la sécurité d'approvisionnement est généralement faible. Les indicateurs du TYNDP pour la sécurité d'approvisionnement sont calculés sur la base de mix énergétiques fictifs, avec une réduction forfaitaire des capacités de pointe. Les résultats de cette méthodologie dépendent ainsi de choix arbitraires sur les mix énergétiques⁵⁶.
 - valorisation de la réduction des émissions de CO₂ à leur valeur tutélaire : le calcul des bénéfices socio-économiques intègre déjà une valorisation des émissions à leur valeur de marché dans les coûts de production des différentes centrales de production. Le TYNDP retient néanmoins un indicateur complémentaire sur la réduction des émissions de CO₂ à leur valeur tutélaire. Dans sa décision relative à l'examen du SDDR 2019, la CRE avait écarté l'utilisation d'une telle valeur tutélaire pour les analyses des bénéfices des projets d'investissements, dès lors qu'il était possible de s'appuyer sur les valeurs du marché du carbone ETS⁵⁷. Par ailleurs, la valeur retenue dans le TYNDP 2024 s'élève à 628 €/t en 2040 alors que la valeur de marché est de l'ordre de 150 €/t à cet horizon.

- Les résultats de l'étude d'identification des besoins d'interconnexion du TYNDP ne sont pas directement comparables avec les analyses coût-bénéfice réalisées pour l'approbation des projets d'investissements individuels. En particulier, l'identification des besoins du TYNDP constitue une évaluation maximaliste du besoin de nouvelles capacités d'interconnexion supérieure de 18 GW aux capacités identifiées dans le SDDR. Elle présente différents biais :
- les coûts des projets sont fondés sur les remontées des porteurs de projets et peuvent être sous-évalués au regard de l'évolution des marchés de fourniture de matériel à courant continu ;
 - les études ne tiennent pas compte de la répartition géographique des bénéfices ;
 - les réseaux internes et les calculs de capacité ne sont pas pris en compte dans les analyses ;
 - certains indicateurs présentent des biais méthodologiques.
- Il est pertinent de fonder les analyses coût-bénéfice des projets d'interconnexions sur des scénarios contrastés d'évolution des mix énergétiques. Les scénarios du TYNDP diffèrent de ceux de RTE mais ils peuvent compléter la vision des bénéfices apportés par ces projets.

Question 20 Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant la cohérence entre le TYNDP et le SDDR ?

⁵⁶ À titre d'exemple à la frontière avec le Royaume-Uni, le TYNDP 2024 estime une contribution d'une nouvelle interconnexion à la sécurité d'approvisionnement de l'ordre de 75 M€/an en 2040. Cette valeur est en hausse importante par rapport à celle estimée dans le TYNDP 2022 à 6 M€/an en 2030. Outre les horizons temporels différents, la différence entre ces deux résultats provient des choix méthodologiques mis en œuvre pour le calcul de l'indicateur. La CRE avait évoqué cette difficulté lors de sa consultation publique de mars 2024 sur l'intérêt de nouvelles interconnexions avec le Royaume-Uni. La CRE avait alors retenu une valeur de 5 M€/an pour les bénéfices associés à la sécurité d'approvisionnement pour une nouvelle capacité interconnexion.

⁵⁷ Emissions Trading Schemes

12. Incitation à la réalisation de projets réseaux prioritaires prévue par le TURPE 7 HTB

Le tarif TURPE 7 HTB prévoit une régulation incitative relative à la réalisation dans les délais des projets prioritaires identifiés dans le SDDR. Une liste de projets et de jalons associés (par exemple le dépôt de la justification technico-économique du projet, le lancement des travaux ou la mise en service) sera définie par délibération de la CRE une fois le SDDR de RTE publié et après consultation des acteurs de marché. Ces projets incluront en particulier des ouvrages mutualisés dans les zones dédiées.

Au vu de l'examen du SDDR détaillé dans les sections précédentes, la CRE envisage à ce stade de retenir pour la mise en œuvre de cette régulation incitative les projets et jalons définis dans les tableaux ci-dessous.

Projets d'interconnexion :

Jalon de projet	Date d'atteinte
Réalisation des études permettant d'évaluer l'impact des projets de renforcement internes du réseau THT sur les capacités d'échange sur la frontière est	31/07/2026
Mise en service commerciale du projet Celtic	30/04/2028
Mise en service commerciale du projet Golfe de Gascogne	31/07/2028

Projets d'adaptation du réseau très haute tension :

Jalon de projet	Date d'atteinte
Début des travaux du projet de renforcement de la ligne 400 kV Marmagne-Tabarderie 2	30/10/2027
Mise en service de la ligne Chaingy-Dambron	30/10/2028
Réalisation des études de zones pour l'identification des projets de renforcements du réseau (phase 2 SDDR) dans la zone Ouest-Pyrénées	31/10/2027
Projet Amiens-Petit Caux : dépôt du dossier d'autorisation environnementale	30/04/2027

Projets d'ouvrages mutualisés dans les zones de décarbonation de l'industrie⁵⁸ :

Jalon de projet	Date d'atteinte
Dans la zone de Fos : mise en service de l'extension du poste de Roquerousse	31/05/2029
Dans la zone du Havre : mise en service du poste de Noroit 400 kV (dernier autotransformateur)	30/09/2029
Dans la zone de Dunkerque : mise en service du poste de Puythouck et des renforcements du réseau associés (lignes Flandre Maritime – Puythouck, Grande Synthe – Westhouck et Puythouck – Grande Synthe)	30/06/2031

Question 21 Etes-vous favorable à la liste de projets prioritaires et de jalons associés envisagée par la CRE ? Identifiez-vous des projets qu'il serait opportun de rajouter à cette liste ?

⁵⁸ RTE est encore dans l'attente de l'obtention des autorisations administratives pour les projets concernés. Le cas échéant, ces jalons pourraient être adaptés.

Question 22 Avez-vous toute autre remarque concernant le SDDR présenté par RTE ?

Annexe 1 : Liste d'indicateurs de suivi des opérations des renouvellement du réseau de RTE

- nombre de kilomètres de lignes aériennes remplacées ou reconstruites ;
- nombre de kilomètres de lignes aériennes créées ;
- nombre de kilomètres de lignes aériennes déposées ;
- nombre de supports remplacés (hors reconstruction complète de lignes) ;
- nombre de kilomètres de lignes souterraines remplacées ou reconstruites ;
- nombre de kilomètres de lignes souterraines créées ;
- nombre de kilomètres de lignes souterraines déposées ;
- nombre de postes électriques remplacés ou reconstruits ;
- nombre de poste sous enveloppe mécanique remplacés ou reconstruits ;
- nombre de transformateurs de puissance remplacés ;
- nombre de réhabilitation à mi-vie de transformateurs de puissance ;
- nombre de sectionneurs remplacés ;
- nombre de disjoncteurs remplacés ;
- nombre de transformateurs de mesure remplacés ;
- nombre de tranches de contrôle-commande de postes remplacées ;
- nombre de kilomètres de fibre optique déployé ;
- capacité S3REnR créée par la mise en service de nouveaux postes électriques.