



Autorité environnementale

**Avis délibéré de l’Autorité environnementale
pour le cadrage préalable du schéma décennal
de développement du réseau de transport
d’électricité**

n°Ae : 2025-052

Avis délibéré n° 2025-052 adopté lors de la séance du 12 juin 2025

Préambule relatif à l'élaboration de l'avis

L'Ae¹ s'est réunie le 12 juin 2025 à La Défense. L'ordre du jour comportait, notamment, l'avis sur le cadrage préalable du schéma décennal du réseau de transport d'électricité.

Ont délibéré collégalement : Sylvie Banoun, Nathalie Bertrand, Marc Clément, Virginie Dumoulin, Christine Jean, Noël Jouteur, François Letourneux, Laurent Michel, Serge Muller, Jean-Michel Nataf, Alby Schmitt, Éric Vindimian.

En application de l'article 4 du règlement intérieur de l'Ae, chacun des membres délibérants cités ci-dessus atteste qu'aucun intérêt particulier ou élément dans ses activités passées ou présentes n'est de nature à mettre en cause son impartialité dans le présent avis.

Étaient absent(e)s : Karine Brulé, Olivier Milan, Laure Tourjansky, Véronique Wormser.

* *

L'Ae a été saisie pour avis par Réseau de transport d'électricité (RTE), l'ensemble des pièces constitutives du dossier ayant été reçues le 22 avril 2025.

Sur le rapport de Jean-Michel Nataf, qui a échangé avec les maîtres d'ouvrage le 26 mai 2025, après en avoir délibéré, l'Ae rend l'avis qui suit.

Pour chaque projet, plan ou programme soumis à évaluation environnementale, une autorité environnementale désignée par la réglementation doit donner son avis et le mettre à disposition de la personne publique responsable et du public.

Si le maître d'ouvrage du projet ou la personne publique en charge du programme ou du plan le requiert, l'autorité environnementale rend un avis sur le champ et le degré de précision des informations à fournir dans le rapport environnemental (cf. articles L. 122-1-2, L.122-7, R. 122-4 et R. 122-19 du code de l'environnement). Le présent document expose l'avis de l'Autorité environnementale sur les réponses à apporter à cette demande. Il vise à permettre d'améliorer sa conception, ainsi que l'information du public et sa participation à l'élaboration des décisions qui s'y rapportent. L'avis ne lui est ni favorable, ni défavorable et ne porte pas sur son opportunité.

Le présent avis est publié sur le site de l'Ae.

¹ Formation d'autorité environnementale de l'Inspection générale de l'environnement et du développement durable (IGEDD).

Sommaire

1	Les schémas de réseau de transport d'électricité.....	4
1.1	Le schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité	4
1.1.1	Le SDDR 2019	5
1.1.2	Le projet de SDDR 2025	6
1.2	Les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (pour mémoire).....	7
1.3	Procédures relatives au SDDR	8
2	Questions posées à l'Ae	9
2.1	Principes généraux concernant les évaluations environnementales stratégiques	9
2.1.1	L'analyse des solutions de substitution raisonnables	9
2.1.2	La définition d'un scénario de référence	10
2.1.3	L'articulation entre le schéma et les projets qu'il prévoit	10
2.1.4	L'articulation avec les autres plans et programmes.....	11
2.1.5	Périmètre de l'évaluation environnementale stratégique	11
2.2	Question 1 – Articulation du SDDR avec les autres plans et programmes	12
2.3	Question 2 – État initial : intégration des incidences environnementales du réseau existant	13
2.4	Question 3 – Hiérarchisation des enjeux.....	15
2.4.1	Méthode.....	15
2.4.2	Enjeux.....	17
2.4.3	Incidences.....	18
2.5	Question 4 – Méthodologie et détermination du ou des scénarios permettant d'éclairer et de justifier les choix retenus dans le projet de SDDR	20
2.5.1	Définition du scénario de référence	20
2.5.2	Scénario de référence et mesures ERC	22
2.5.3	Le SDDR 2025	25

Annexe 1 : chiffres clés du SDDR 2025

Avis

Le cadrage préalable à l'élaboration de l'évaluation environnementale stratégique d'un plan, schéma, programme ou document de planification est prévu par l'article R. 122-19 du code de l'environnement.

Le présent avis de l'Ae porte sur le cadrage de l'évaluation environnementale du schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité (SDDR) élaboré par RTE (réseau de transport d'électricité). L'Ae a émis sur le SDDR précédent (2019) un [avis n°2019-97](#) le 18 décembre 2019. Le présent avis de cadrage du SDDR (2025) s'appuie notamment, outre la lettre de saisine, sur les orientations du SDDR² disponibles sur le site internet de RTE. Le projet de SDDR fera l'objet, conformément au code de l'énergie au code de l'environnement, d'un examen de la Commission de régulation de l'énergie et d'un avis de l'Ae. La participation du public est organisée sous la forme d'une consultation publique ayant déjà eu lieu³, et d'un débat public sous l'égide de la CNDP⁴, pour lequel une commission particulière du débat public a été nommée.

Afin de pouvoir répondre en deuxième partie aux questions soulevées dans la demande, l'Ae rappelle dans un premier temps, l'objet, la consistance et la portée du SDDR ainsi que les principaux plans et programmes avec lesquels ils ont vocation à s'articuler.

1 Les schémas de réseau de transport d'électricité

1.1 Le schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité

L'article L. 321-6 du code de l'énergie prévoit l'obligation pour RTE d'établir tous les deux ans⁵ un SDDR : « *Le schéma décennal mentionne les principales infrastructures de transport qui doivent être construites ou modifiées de manière significative dans les dix ans, répertorie les investissements déjà décidés ainsi que les nouveaux investissements qui doivent être réalisés dans les trois ans, en fournissant un calendrier de tous les projets d'investissements.*

Le schéma décennal est soumis à l'examen de la Commission de régulation de l'énergie. La Commission de régulation de l'énergie consulte, selon des modalités qu'elle détermine, les utilisateurs du réseau public ; elle rend publique la synthèse de cette consultation.

Elle vérifie si le schéma décennal couvre tous les besoins en matière d'investissements et s'il est cohérent avec le plan européen non contraignant élaboré par le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport institué par le règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019. En cas de doute sur cette cohérence, la Commission de régulation de l'énergie peut consulter l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie, instituée par le règlement (UE)

² <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/le-schema-decennal-de-developpement-du-reseau>

³ Les retours sont en ligne sur <https://assets.rte-france.com/prod/public/2025-03/2025-03-retours-consultation-publique.pdf>

⁴ Commission nationale du débat public

⁵ Ce délai est usuellement difficile à tenir. De plus en mars 2022, l'État et RTE a signé une nouvelle version du contrat de service public de RTE en mars 2022 pour formaliser les orientations de l'État sur le SDDR, ce qui explique que l'Ae ne soit sollicitée qu'aujourd'hui.

2019/942 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019. Elle peut imposer au gestionnaire du réseau public de transport la modification du schéma décennal de développement du réseau.

Le schéma décennal de développement du réseau est également transmis à l'autorité administrative, qui peut formuler des observations si elle estime que ce schéma ne prend pas en compte les objectifs de la politique énergétique. »

L'électricité n'étant que très peu stockable, l'une des missions les plus importantes de RTE consiste à assurer l'équilibre instantané entre offre et demande d'électricité ; avec l'évolution du « mix énergétique », cette fonction de pilotage du réseau va s'avérer plus complexe, les lignes haute et très haute tension étant par ailleurs davantage sollicitées.

RTE distingue deux composantes dans le réseau de transport d'électricité :

- le réseau de grand transport comprenant la totalité des lignes 400 kilovolts (kV) et une partie des lignes 225 kV qui maille le territoire national et assure l'interconnexion avec les pays voisins,
- les réseaux de répartition constitués d'une partie des lignes 225 kV et des infrastructures de tension inférieure (essentiellement 63 et 90 kV) permettant d'alimenter le territoire à une maille suprarégionale ou régionale.

Le réseau de RTE comporte en 2024 106 550 km de lignes électriques (dont 98 210 km de lignes aériennes, 7 800 km de lignes souterraines et 540 km de lignes sous-marines) et 2 872 postes électriques propriété de RTE⁶. Ses investissements, en hausse ces dernières années, atteignent 2 585 M€ en 2024 : 33 % pour du renouvellement, 17 % pour du développement du réseau en mer, 12 % en adaptations, 11 % en ossature numérique (dont 7 % de renouvellement du contrôle commande), 9 % pour les interconnexions, 7 % en raccordements, 7 % en systèmes d'information, 4 % en immobilier et actif mobile. Son chiffre d'affaires est de 5 559 M€ en 2024, ses clients sont 317 producteurs d'électricité, 391 acteurs du marché, 440 clients industriels (dont 11 entreprises ferroviaires) et 134 distributeurs d'électricité alimentant les PME-PME (tertiaire) et les particuliers. Le bilan électrique français est en 2024 de 101,3 TWh exportés et 12,3 TWh importés soit un solde de 89 TWh⁷.

1.1.1 Le SDDR 2019

L'édition la plus récente du SDDR, celle de 2019, se compose de 12 chapitres :

- 5 volets industriels : renouvellement, adaptations, ossature numérique, réseau en mer, interconnexions ;
- 2 volets bilan : visions régionales, trajectoires complètes ;
- 5 volets transverses : solutions techniques alternatives, localisation des énergies renouvelables, autoconsommation, incertitudes, environnement.

⁶ <https://www.rte-france.com/finances/chiffres-cles-et-publications-financieres>

⁷ Plus précisément, par pays, en 2024 : Allemagne/ Belgique 31,3 TWh-4,1 TWh ; Grande-Bretagne 20,9 TWh-0,8 TWh ; Suisse 17,4 TWh-0,7 TWh ; Espagne 9,4 TWh-6,6 TWh ; Italie 22,3 TWh-<0,1 TWh.

Le projet de schéma et son évaluation environnementale ont été présentés pour avis à l'Ae le 27 septembre 2019. L'[avis](#) a été délibéré le 18 décembre 2019. Un mémoire en réponse a été élaboré par RTE en avril 2020 et suite à l'avis de 2019, une demande d'avis de cadrage sur les schémas régionaux de raccordement aux énergies renouvelables (S3REnR) a été faite par RTE en juillet 2020, et l'Ae a rendu son [avis n°2020-39](#) de cadrage le 7 octobre 2020.

Il convient de noter que le SDDR 2019 prévoyait un recul du nucléaire, qui n'est plus d'actualité en 2025, ainsi qu'un développement important des énergies renouvelables (EnR), qui reste actuel. L'avis Ae de 2019 recommandait entre autres de clarifier le lien entre le scénario de la programmation pluriannuelle sur l'énergie (PPE) et celui du SDDR 2019. Pour ce qui concerne le SDDR 2025 (cf. 1.1.2), la question 2 (cf. 2.3) traite de l'articulation avec la PPE (actuellement en cours d'élaboration et débattue au parlement en avril 2025), et les autres plans et programmes.

1.1.2 Le projet de SDDR 2025

Ce projet est en ligne sur le site de RTE⁸ dans une première version. L'annexe 1 du présent avis en reprend les chiffres clés, la section 2.5 (dévolue à la question 4 sur les scénarios) le détaille, les grandes lignes en sont résumées ci-après.

D'ici 2040 (horizon du SDDR 2025), 40 000 km de lignes feront l'objet de travaux (60 % en renouvellement pour limiter leur vieillissement et/ou les adapter au changement climatique, 40 % en renforcement ou à bâtir), 350 postes électriques seront rénovés et 400 nouveaux postes seront construits. Pour accommoder les 140 projets consommateurs ayant sécurisé un droit d'accès au réseau pour une puissance cumulée de 21 GW, RTE programme ses développements selon des zones prioritaires (trois zones dites P1, à partir de fin 2028 ; sept zones P2, à partir de fin 2029 ; et sept zones P3 d'accélération, identifiées à ce stade sous réserve d'engagement des industriels). L'approvisionnement de RTE en matériels, confronté aux crises sanitaires, énergétiques et géopolitiques, avec des allongements de délais et des augmentations de coûts, sera rationalisé (standardisation, notamment des pylônes mais aussi des câbles ; augmentation de la durée des contrats) et de plus en plus internalisé ou approvisionné en France (croissance du taux d'achats en France de 70 % à 75 % des fournitures terrestres, et de 0 % à 50 % des fournitures maritimes)⁹. Le total des dépenses sur quinze ans, à mettre en regard des 40 Md€ de charges de congestion évitées estimées sur 2025-2040, sera d'environ 100 Md€ (dont 94 Md€ pour des projets mis en service d'ici 2040¹⁰, le reliquat étant mis en service au-delà de 2040). Le rythme des investissements accélèrera progressivement jusqu'en 2031 (notamment raccordements en mer, renforcements structurels et raccordements terrestres, mais pas interconnexions) puis décèlèrera jusqu'en 2040, une part croissante étant prise sur cette période par des projets mis en service après 2040, et aussi par le renouvellement et l'adaptation au changement climatique.

Les deux périodes 2025-2030 et 2030-2040 sont donc bien distinctes et ce, d'autant plus que la première couvre des travaux en majorité déjà identifiés alors que la seconde couvre des travaux

⁸ <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/le-schema-decennal-de-developpement-du-reseau#Leschema2025>

⁹ Les considérations environnementales dans les achats passeront à 10 % contre 3 % aujourd'hui.

¹⁰ Le dossier présente, utilement, deux décompositions : 53,5 Md€ pour les raccordements, 24 Md€ pour le renouvellement, l'adaptation (au changement climatique) et le pilotage, 16,5 Md€ pour le renforcement du réseau très haute tension (THT) ; mais aussi 37 Md€ pour les réseaux en mer, 20 Md€ pour le réseau THT terrestre, 20 Md€ pour le renouvellement et adaptation du réseau existant, 10,5 Md€ pour le réseau HT terrestre, 2,5 Md€ pour les interconnexions.

majoritairement non identifiés, dont le dimensionnement « *découlera directement des principes retenus dans le SDDR 2025* » après avis des autorités compétentes (dont le présent avis) et du public.

1.2 Les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (pour mémoire)

L'article L. 321-7 du code de l'énergie établit que : « *Le gestionnaire du réseau public de transport élabore, en accord avec les gestionnaires des réseaux publics de distribution et après avis du conseil régional et des autorités organisatrices de la distribution concernés dans leur domaine de compétence, un schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables* » (S3RENr).

La consistance et la portée de ces schémas ont évolué au cours des années 2010. Ainsi, les schémas antérieurs à l'ordonnance n°2016-28 du 27 juillet 2016, devaient préciser¹¹ :

– la mention des ouvrages à créer ou à renforcer pour atteindre les objectifs fixés par le schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie (aujourd'hui intégrés dans les Sraddet¹², cf. *infra*) ou par le schéma régional en tenant lieu. En pratique, les opérations identifiées dans les S3RENr sont principalement : la création de postes de transformation ou des évolutions de postes existants, à l'intérieur de leur emprise ou avec extension d'emprise ; la création de nouvelles liaisons électriques, la reconstruction de liaisons existantes ou l'augmentation de capacité pouvant comprendre le remplacement de supports

– la définition d'un périmètre de mutualisation des postes du réseau public de transport, des postes de transformation entre les réseaux publics de distribution et le réseau public de transport et des liaisons de raccordement de ces postes au réseau public de transport. Il mentionne, pour chacun d'eux, qu'ils soient existants ou à créer, les capacités d'accueil de production permettant d'atteindre les objectifs définis par le schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie ou par le schéma régional en tenant lieu et, s'il existe, par le document stratégique de façade mentionné à l'article L. 219-3 du code de l'environnement du code de l'environnement ; ;

– une évaluation du coût prévisionnel d'établissement des capacités d'accueil nouvelles nécessaires à l'atteinte des objectifs quantitatifs visés au 3° du I de l'article L. 222-1 du même 1 du même code.

Les capacités d'accueil de la production prévues dans le schéma régional de raccordement au réseau sont réservées pendant une période de dix ans au bénéfice des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable.

Les nouveaux schémas doivent désormais également mentionner des dispositions introduites par l'ordonnance précitée qui précise le rôle des préfets de région :

– « *L'autorité administrative compétente de l'État fixe une capacité globale pour le schéma de raccordement en tenant compte de la programmation pluriannuelle de l'énergie, du schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie ou du schéma régional en tenant lieu et de la dynamique de développement des énergies renouvelables dans la région* » ;

¹¹ Selon les dispositions de l'article L. 321 7 avant, puis après l'ordonnance.

¹² Schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires

– «Le schéma est notifié à l'autorité administrative compétente de l'État qui approuve le montant de la quote-part unitaire¹³ définie par ce schéma».

Ainsi, le S3REnR est un document élaboré par RTE qui encadre ses décisions d'investissement. Le code de l'énergie précise les modalités réglementaires d'adaptation ou de révision de ce schéma, en particulier pour ce qui concerne les ouvrages à créer ou à renforcer. Il est soumis à évaluation environnementale, conformément à l'article R. 122-17 du code de l'environnement.

L'Ae a délibéré le 7 octobre 2020 un [avis de cadrage n°2020-39](#) sur les S3REnR. Les S3REnR actuels sont documentés sur le site de RTE¹⁴.

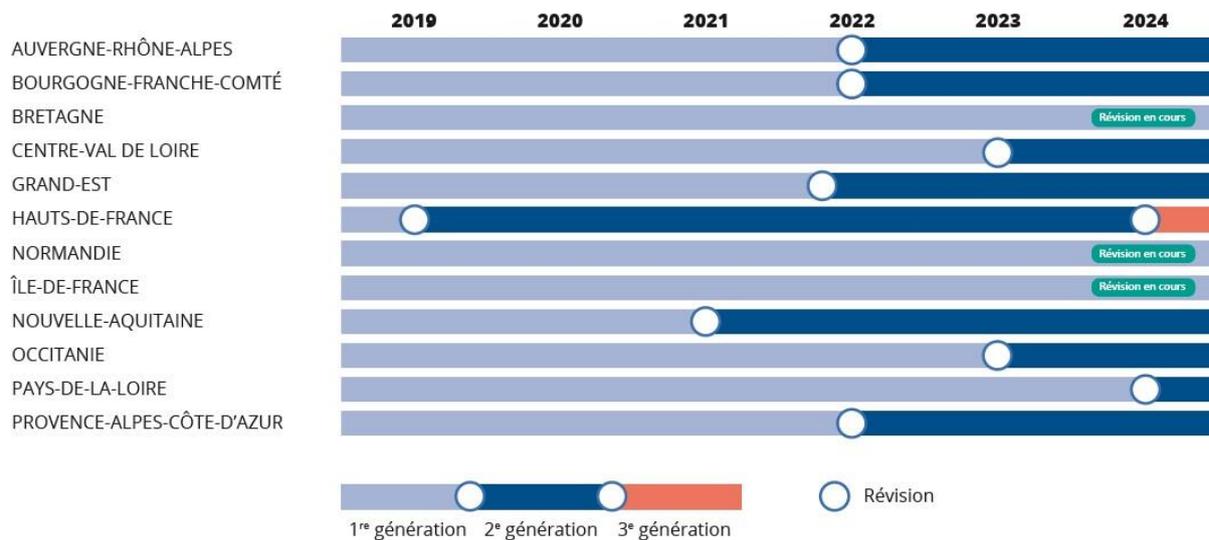


Figure 1: révision des S3REnR depuis 2019 (source: site RTE, note bas de page 13)

Le principe actuel de dimensionnement optimal appliqué dans les S3REnR « consiste à adapter les règles de dimensionnement du réseau pour éviter de renforcer ou construire des ouvrages dont l'utilité ne serait avérée que quelques heures par an. Cela implique, pour éviter la surcharge du réseau et assurer le bon fonctionnement du système électrique, de réaliser des écrêtements de production renouvelable¹⁵. Cela permet de libérer des capacités d'accueil sans investissement (de 10 à 20 GW).

1.3 Procédures relatives au SDDR

Le schéma décennal est soumis à l'examen de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) qui vérifie s'il couvre tous les besoins en matière d'investissements et s'il est cohérent avec le plan européen non contraignant élaboré par le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport.

Le schéma est également transmis à l'autorité administrative (i.e. le ministre chargé de l'énergie) qui peut formuler des observations si elle estime que ce schéma ne prend pas en compte les objectifs de la politique énergétique.

¹³ D. 342-22-1 : « La quote-part unitaire du schéma ou du volet géographique particulier est définie comme le quotient du coût des investissements définis aux 4° et 4° bis de l'article D. 321-15 par la capacité globale du schéma ou la capacité du volet particulier concerné définies au 2° du même article », la quote-part vise à répartir une partie des coûts des différents ouvrages du réseau de transport entre les producteurs qui demandent un raccordement au réseau pour une installation d'énergie renouvelable. La quote-part est exprimée en euros par mégawatts (MW) de puissance installée.

¹⁴ <https://www.rte-france.com/projets/s3renr>

¹⁵ <https://assets.rte-france.com/prod/public/2025-03/2025-03-point-etape-sddr-2019.pdf>

En application de l'article R. 122-17 du code de l'environnement ce schéma doit faire l'objet d'une évaluation environnementale (et donc d'un avis de l'Ae). Le SDDR a été soumis pour la première fois en 2019 à avis de l'Ae.

2 Questions posées à l'Ae

2.1 Principes généraux concernant les évaluations environnementales stratégiques

Afin de répondre aux questions posées à l'Ae qui concernent spécifiquement le SDDR, il est utile de rappeler la finalité des principaux volets à développer dans une évaluation environnementale stratégique.

L'objectif d'une évaluation environnementale stratégique est d'identifier en quoi un nouveau plan (ou la modification d'un plan existant) est susceptible de présenter des effets notables probables sur l'environnement ou la santé humaine, de caractériser le mieux possible ses effets spécifiques et de définir des mesures permettant d'éviter ou réduire les incidences environnementales négatives et, le cas échéant de compenser celles qui ne peuvent pas être évitées ni suffisamment réduites. Un autre objectif est de définir le cadre dans lequel pourront être autorisés les projets futurs, comportant notamment des mesures génériques d'évitement, de réduction ou de compensation de certains impacts environnementaux définies à une échelle stratégique qui seront à compléter par des mesures spécifiques plus précises pour les projets soumis à évaluation environnementale.

La saisine évoque d'ailleurs le contexte des analyses environnementales sur le SDDR, qui selon elle s'inspirent de l'avis de 2019 de l'Ae ainsi que des retours d'expérience de RTE « *en tant que maître d'ouvrage de projets d'infrastructures et de plans programmes dédiés au développement des énergies renouvelables terrestres (schémas régionaux de développement des énergies renouvelables terrestres ou S3REnR)* ». La demande de pré-cadrage, selon la saisine, intervient à un stade où les analyses environnementales sont « suffisamment matures » pour échanger avec l'Ae. Bien que la partie de la saisine dévolue au contexte des analyses environnementales ne comporte pas de question explicite, l'Ae y relève une mention des retours d'expérience (en fait, après échange avec le rapporteur, un point d'étape du SDDR 2019, d'ailleurs en ligne sur le site de RTE), dont l'exposé au sein de l'évaluation environnementale en cours de préparation sera utile.

2.1.1 L'analyse des solutions de substitution raisonnables

L'évaluation environnementale a vocation à présenter les solutions de substitution raisonnables permettant de répondre à l'objet du schéma, puis à exposer les motifs pour lesquels le schéma a été retenu, notamment au regard des objectifs de protection de l'environnement. Ceci présuppose, en théorie, une appréciation de l'évolution de l'environnement en l'absence de plan (donc, dans le cas d'espèce, si le schéma n'est pas révisé), usuellement dénommée « scénario de référence »¹⁶. Le « scénario tendanciel » retenu par RTE pour le SDDR ne correspond pas à cette notion. L'Ae retient la notion de scénario de référence dans la suite de l'avis.

¹⁶ La notion de « scénario de référence » dans le SDDRTE, au contraire, désigne la situation où le projet de schéma sera intégralement mis en œuvre.

Face à la difficulté de définir un scénario de référence, l'avis Ae n°2019-97 avait formulé plusieurs suggestions, y compris celle d'un scénario sans nouvel investissement, aux fins de comparaison de différents choix alternatifs. La définition explicite d'un scénario de référence permet d'identifier les effets propres du schéma révisé. Par défaut, il est au moins attendu que plusieurs scénarios de projet et leurs conséquences pour l'environnement et la santé humaine soient présentés, pour pouvoir comparer leurs avantages et inconvénients respectifs (R. 122 20 3° du code de l'environnement). L'avis de l'Ae recommandait ainsi la comparaison entre différents scénarios concernant l'enfouissement de lignes, le développement des énergies renouvelables dans les différentes régions ou encore des scénarios d'autoconsommation. La lecture de l'avis de la CRE pourrait également conduire à envisager des scénarios différenciés de stockage d'électricité. Enfin, le caractère non contraignant du plan européen devrait conduire à inclure l'analyse de scénarios très différenciés pour les interconnexions avec les pays étrangers. Ces pistes de réflexion peuvent également concerner les S3REnR.

2.1.2 La définition d'un scénario de référence

Dans sa note [n°2015-N-04 relative aux projets stratégiques des grands ports maritimes](#), qui comportent une dimension programmatique importante, l'Ae avait développé l'analyse des difficultés spécifiques à la définition d'un scénario de référence et proposé quelques solutions pour mettre en œuvre l'article R. 122 20 du code de l'environnement :

« Au vu de plusieurs avis instruits par l'Ae pour divers plans et programmes, la définition du scénario de référence repose à la fois sur une étude à l'échelle territoriale qui tient compte des « fondamentaux » d'un territoire (par exemple, croissance démographique, développement de l'activité économique) et d'une analyse « projet par projet » pour préciser quelle serait leur évolution dans la continuité de la période antérieure et en quoi le projet stratégique conduit à en modifier la nature, les caractéristiques ou le calendrier.

En cas de décision de principe, mais sans concrétisation par une première autorisation (par exemple, en l'absence de déclaration d'utilité publique), le projet stratégique devrait préciser le calendrier du processus de décision sur la période qu'il couvre.

De même, pour un projet en cours, intégré au scénario de référence, toute modification envisagée dans le projet stratégique (renforcement, adaptation, abandon de certaines parties...) doit être considérée comme une évolution en résultant ».

Ce rappel sera exploité pour répondre à la question 4 (§ 2.5).

L'Ae constate que dans le dossier de saisine soumis par RTE, ce que l'on appelle la « stratégie de référence » est en fait et de nouveau celle proposée pour le SDDR 2025, et n'est donc pas un scénario de référence au sens développé dans le 2.1.1.

2.1.3 L'articulation entre le schéma et les projets qu'il prévoit

De façon constante pour ce qui concerne le statut des projets dans une évaluation environnementale stratégique d'un plan ou d'un programme, l'Ae rappelle dans ses avis :

– que les projets inscrits dans des plans et programmes, disposant de toutes les autorisations nécessaires qu'ils soient réalisés ou non, font de fait partie du scénario de référence : il est en effet

raisonnable de faire l'hypothèse que l'environnement à moyen terme sera modifié par leur réalisation, en tenant compte des mesures d'évitement, de réduction ou de compensation qui leur ont été prescrites ;

– que les projets inscrits dans un nouveau plan ou dans la révision d'un plan existant, sans être inscrits dans la version précédente de ce plan, font partie du scénario de projet et sont par conséquent à exclure du scénario de référence

– que les autres projets doivent faire l'objet d'une analyse plus fine, tenant compte du contexte et des autres plans et programmes en vigueur.

Une analyse proportionnée à l'échelle stratégique peut également conduire à ne pas devoir statuer précisément sur cette question pour des projets qui n'auront probablement pas d'effets notables.

2.1.4 L'articulation avec les autres plans et programmes

L'analyse de cette articulation est importante, tant pour le recensement de données de contexte, non maîtrisées par RTE, qui déterminent l'évolution de l'environnement en absence de schéma (par exemple, l'urbanisation de certains secteurs ou la fermeture annoncée de certaines installations de production), que pour la vérification de la compatibilité ou de la cohérence du schéma avec d'autres plans, programmes ou schémas qui pourraient rendre certains scénarios de projet peu crédibles.

Elle doit concerner en priorité la PPE. La présente saisine pose explicitement la question de l'articulation, traitée en 2.3.

2.1.5 Périmètre de l'évaluation environnementale stratégique

Dans son analyse de la partie § 1.3 de la note n°2015 N 04 le rôle du pétitionnaire en charge de l'élaboration du programme), l'Ae avait aussi mentionné avoir eu l'occasion de « *recommander aux grands ports maritimes dans plusieurs cas de préciser la façon dont ils articulent leurs actions en faveur de l'environnement avec les occupants et les usagers du domaine portuaire, dans le cadre de leur mission d'aménageur et de gestion de ce domaine. Cela emporte alors des conséquences potentiellement importantes pour l'évaluation environnementale, qui doit prendre en compte les impacts induits par le projet stratégique, par exemple en termes d'accueil de nouveaux occupants, sur le domaine portuaire ou même à proximité, de compatibilité avec des activités à risques ou de structuration des infrastructures de transports. Il est aussi apparu utile à l'Ae qu'une telle présentation rappelle explicitement ce qui relève de la responsabilité de l'État, que ce soit en termes de maîtrise d'ouvrage directe, de tutelle ou d'autorité de police. Ceci vaut également pour la présentation des éventuelles mesures d'évitement, de réduction ou de compensation* »

Ainsi, une évaluation environnementale stratégique ne doit pas se limiter à l'analyse des seuls effets de l'action du pétitionnaire, elle doit porter sur l'ensemble des incidences environnementales du schéma et conduire à identifier un ensemble de mesures, dont le portage est à préciser au cours de la démarche selon la compétence et les responsabilités respectives de chacun, en cohérence avec la réglementation. L'intérêt pour le public est ainsi de pouvoir anticiper, de façon globale même imprécise par défaut, les principaux effets du schéma et les ordres de grandeur des principaux impacts et, pour les différentes parties prenantes, de définir des premières mesures générales pour les éviter ou les réduire.

2.2 Question 1 – Articulation du SDDR avec les autres plans et programmes

« La liste des documents de planification identifiés (cf. schéma en page suivante) pour lesquels l'articulation avec le SDDR sera analysée paraît-elle complète ? La méthodologie d'analyse des articulations entre le SDDR et les autres plans correspond-elle à la doctrine de l'Autorité environnementale ? Celle-ci a-t-elle des recommandations particulières ? »

Le schéma mentionné par la saisine est le suivant.

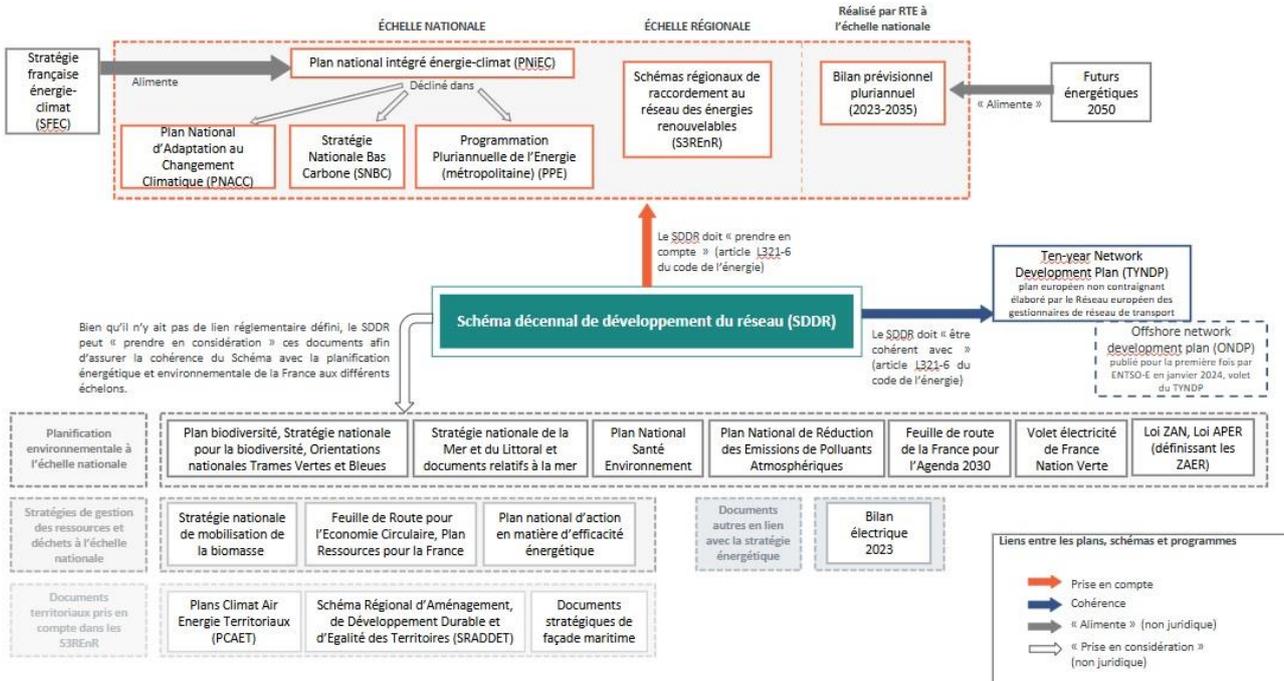


Figure 2 : schéma de l'articulation du SDDR avec d'autres stratégies, plans et programmes (source : dossier)

Cette liste est essentiellement celle évoquée dans le mémoire en réponse à l'avis Ae de 2019, suite à une recommandation de l'Ae, et mise à jour (la stratégie nationale de transition écologique vers le développement durable étant remplacée par la feuille de route de la France pour l'Agenda 2030). Elle paraît complète. Elle comporte, de manière notable, les plans climat air énergie territoriaux (PCAET), dont il a pu, dans d'autres dossiers ayant donné lieu à un avis de l'Ae, être relevé que leur nombre excessif rend impossible leur prise en compte. Les PCAET évoluent vers une plus grande prise en compte de mobilisation de changement climatique, qui est un axe important du SDDR. L'initiative consistant à les exploiter est donc louable, et peut permettre d'éclairer et mettre en cohérence ces planifications territoriales.

Il peut être utile d'y intégrer les scénarios développés par le SGPE (secrétariat général à la planification écologique) en 2024 lors de ses exercices sur la planification écologique dans le cadre de France Nation verte », y compris les déclinaisons régionales, et aussi d'y mentionner, à titre de référence, des projections comme les scénarios de l'Ademe.

Par ailleurs, le sujet des connaissances sur les impacts sanitaires des ondes électromagnétiques, cité dans une recommandation de l'avis Ae de 2019, n'est pas évoqué dans le dossier, même si le Plan national santé environnement (PNSE) l'est. Une présentation des résultats des actions inscrites dans le PNSE reste utile.

2.3 Question 2 – État initial : intégration des incidences environnementales du réseau existant

« Identifiez-vous des points ou thématiques particuliers à inclure dans l'analyse de l'état initial de l'environnement au voisinage du réseau existant, qui apporteraient un éclairage pertinent et proportionné aux enjeux du SDDR ? »

L'avis de 2019 comportait plusieurs recommandations relatives à l'état initial.

La saisine mentionne la prise en compte de la recommandation de l'avis de l'Ae de 2019 requérant des données quantifiées illustrant le lien entre le réseau de transport et les thématiques environnementales (comme d'ailleurs annoncé dans le mémoire en réponse à l'époque) :

- *« climat (différentes composantes de l'empreinte carbone de RTE, infrastructures sensibles aux risques chaleur ou inondations et submersion),*
- *milieux physiques (consommations d'aluminium, de cuivre, d'acier et de béton),*
- *milieux naturel et humain (linéaires et localisation des infrastructures de RTE par types de zones – forêts, naturelles, humides, agricoles, artificialisées – par degré de protection de la biodiversité ; points sensibles avifaune ; artificialisation ; perturbations, changements et pertes d'habitats en zones maritimes ; surfaces de végétation entretenues et modalités d'entretien, déchets) ».*

La saisine ajoute que le rapport environnemental *« reprendra l'ensemble des objets listés à l'article R. 122-20 du code de l'environnement et les traitera conformément à la méthodologie consacrée, au regard du principe de proportionnalité ».*

Le sujet des déchets dangereux, de leur nature et de leur valorisation, aussi évoqué dans l'avis de 2019, a conduit le mémoire en réponse à indiquer que les différentes filières de déchets dangereux et non dangereux seraient détaillées. Le dossier présente essentiellement la problématique du recyclage des déchets d'aluminium, ce qui ne couvre pas l'intégralité des déchets et pas celui des déchets dangereux. L'Ae maintient sa recommandation de préciser la nature des déchets dangereux et non dangereux produits par RTE ainsi que les dispositifs mis en place pour améliorer leur taux de valorisation, et aussi de définir une politique de traitement des déchets électriques et électroniques. Lors des échanges avec le rapporteur, RTE a indiqué que l'analyse du traitement des déchets dont les déchets dangereux serait intégrée dans la thématique *« risques technologiques »* de l'EES. *« Des analyses complémentaires viendront également s'ajouter à l'EES, s'agissant entre autres des SUE, des PCB¹⁷, des problématiques relatives à l'eau et des huiles perdues, dans la continuité de l'état de durabilité publié par RTE dans son rapport de gestion pour la première fois en 2024 ».*

La demande de 2019 de produire une analyse de l'état initial des milieux naturels et de conduire une analyse approfondie des enjeux relatifs aux milieux marins a été traitée dans le mémoire en réponse, et selon les échanges avec le rapporteur sera intégrée dans l'EES, mais ces éléments devraient être actualisés par rapport à la situation de 2019. La saisine mentionne des évaluations quantitatives et qualitatives existant d'ores et déjà dans le SDDR 2025 sur le climat, les milieux

¹⁷ SUE : situation d'urgence environnementale ; PCB : polychlorobiphényles.

physiques et les milieux naturels (y compris zones maritimes) et humains, et le dossier de saisine comporte une fiche 14 dévolue à l’empreinte environnementale du réseau. Selon les échanges avec le rapporteur, les travaux d’évaluation environnementale ont juste démarré.

La problématique du réchauffement climatique, qui avait notamment fait l’objet d’une recommandation dans l’avis Ae 2019 de définir une stratégie d’adaptation au changement climatique, est prise en compte dans un ample programme de renouvellement et d’adaptation au changement climatique, documenté dans la fiche spécifique n°3 du projet de SDDR 2025 (cf. aussi annexe 1 du présent avis, programme industriel). La demande de l’Ae d’y intégrer un volet permettant de maîtriser les risques croissants d’incendie de forêt à proximité des lignes fait l’objet en fiche n°14 d’un exemple relatif à la gestion de la végétation à côté et en dessous des lignes : la technique usuelle (6 300 ha sur 11 000 ha entretenus annuellement) du gyrobroyage (broyage des végétaux en morceaux laissés sur site) doit à l’avenir ne plus être utilisée au printemps, et les nouvelles infrastructures aériennes devront permettre un entretien sans gyrobroyage. La gestion de la végétation devra s’appuyer sur la mise en place d’aménagements durables (lisières étagées, gestion par pâturage ou fauche tardive), à des coûts d’entretien croissants. Il serait utile de détailler aussi l’efficacité de ces mesures du point de vue des risques (incendie¹⁸ notamment), et non seulement de l’environnement.

Le réchauffement global suscite d’ailleurs l’émergence ou l’aggravation de risques ; les thématiques maritimes (perturbation des fonds marins, de leurs habitats naturels et espèces) et terrestres relatives aux sols (glissement de terrains, retrait-gonflement des argiles) peuvent ainsi compléter la liste, ainsi que la thématique générale des risques, par exemple tempêtes. Sur ce dernier point, le dossier indique que « *Le réseau stratégique est déjà résilient aux grandes tempêtes (180 km/h sur les côtes, 150 km/h dans les terres) : la sécurisation mécanique du réseau a été le premier programme de grande ampleur mené à la création de RTE, suite aux tempêtes de 1999* ». Il convient de documenter si ces mesures prises par RTE (notamment suite aux tempêtes de 1999) restent aujourd’hui suffisantes dans la perspective du réchauffement global, où les événements extrêmes actuels deviendront plus fréquents, voire la norme. RTE lors des échanges avec le rapporteur indique que l’augmentation de la fréquence et de l’intensité des tempêtes n’est pas observée par Météo France ni affirmée par le GIEC, et que par ailleurs RTE prend bien en compte le risque tempête dans le dimensionnement du réseau, ce qu’il conviendra donc de documenter.

Enfin, il peut être utile de présenter un bilan environnemental du réseau actuel afin d’avoir un retour d’expérience sur la démarche ERC appliquée aux installations actuelles, les moyens de l’améliorer, de quantifier les incidences résiduelles, en vue des de mieux concevoir les nouveaux projets et à l’échelle du SDDR de définir le cadrage environnemental des nouveaux projets. Un point d’étape du précédent SDDR est en ligne¹⁹ avec une brève section relative aux actions pour limiter les incidences environnementales²⁰, mais il ne s’agit pas d’un bilan ni d’un rapport environnemental.

¹⁸ Sur ce point, il a été indiqué au rapporteur que « 1/ la surface concernée par les Obligations Légales de Débroussaillage représente 33% des surfaces concernées par un traitement de la végétation et 2/ les lignes les plus à risque de déclencher un incendie soient renouvelées en priorité ».

¹⁹ <https://assets.rte-france.com/prod/public/2025-03/2025-03-point-etape-sddr-2019.pdf>

²⁰ En substance : baisse des émissions du réseau de 4 MtCO₂eq entre 2019 et 2023, limitation des émissions de SF₆ avec nouvelle solution de colmatage, baisse progressive de l’empreinte visuelle par mise en souterrain des lignes HTB1 (1000 km de moins de liaisons aériennes entre 2019 et 2024), maîtrise de l’utilisation des ressources minérales... L’objectif du SDDR 2019 de « zéro perte nette de biodiversité » a été requalifié en maîtrise des pressions au prétexte des difficultés de quantification, avec des actions sur les balises avifaune (50 km/an équipés), des nichoirs ou plateformes pour cigognes sur les pylônes, l’évitement de produits phytosanitaires, des aménagements durables de végétation (500 ha de plus soit +50% entre 2019 et 2023).

Enfin, l'identification des « points noirs environnementaux » liés au réseau existant (par exemple, réseau THT de surface autour de Paris, à proximité voire juste à côté des habitations, ou ligne Fessenheim-Paris qui coupe la forêt vosgienne par une tranchée de presque 100 m, qui passe à côté du lac Blanc, au-dessus d'autres sites touristiques, etc.) peut être intéressante dans l'état initial de la future EES. Le schéma devrait prévoir un « état initial » des impacts de son réseau actuel avec ses « points noirs » (ce qui peut servir pour les opérations d'amélioration de l'existant et pour constituer des mesures compensatoires pour le développement du réseau) et, dans la mesure du possible et de manière proportionnée (compte tenu du fait que dans beaucoup de cas la localisation des projets futurs n'est pas connue précisément) un état initial de l'environnement pour l'ensemble des projets connus qui pourraient voir le jour sur les fuseaux de réalisation (pour les tracés des nouvelles créations et préparer l'évitement).

2.4 Question 3 – Hiérarchisation des enjeux

« La méthode de hiérarchisation des enjeux proposée vous paraît-elle adaptée et partagez-vous les enjeux prioritaires traités dans l'analyse environnementale préalable ? »

2.4.1 Méthode

RTE décrit dans la saisine sa méthode de hiérarchisation, qui est la suivante :

1. « Croisement entre :

- (i) *L'état initial relatif à chaque thématique (bon ou dégradé) et la sensibilité de la thématique au regard des pressions externes existantes ou futures (artificialisation des sols, destruction de la biodiversité, etc.),*
- (ii) *L'état initial relatif à chaque thématique (bon ou dégradé) et la sensibilité des thématiques au regard des champs d'application sur lesquels le SDDR peut agir dans le cadre de sa mise en œuvre.*

2. *Hiérarchisation des enjeux issus du croisement évoqué en 1, en tenant compte de trois critères : (i) la criticité actuelle de l'enjeu, et son caractère local ou global, (ii) la tendance actuelle à la dégradation ou à l'amélioration de l'enjeu au regard des pressions actuelles et futures et (iii) la marge de manœuvre du SDDR et donc de RTE sur l'enjeu. »*

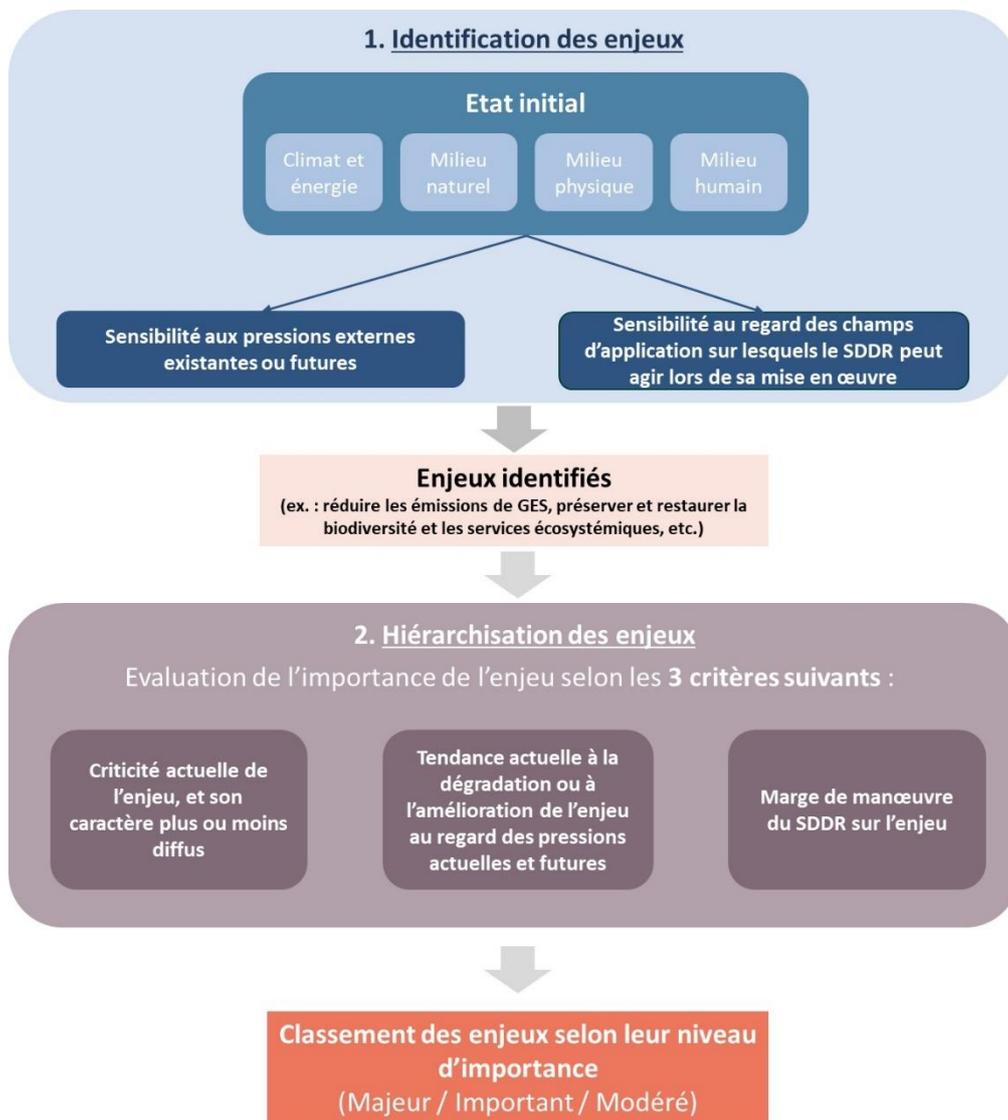


Figure 3 : schéma illustrant la méthodologie de hiérarchisation des enjeux proposée par RTE (source : dossier)

La méthode présentée est à mettre en regard des références recommandées par le Ministère en charge de l'environnement. Dans un [avis récent n°Ae 032-2025 délibéré le 24 avril 2025](https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/documents/guide_etude_impact_eolien_mer_2017_complet.pdf), l'Ae a été confrontée à des méthodologies différentes entre RTE et le maître d'ouvrage (Pennavel) d'un champ éolien en mer à raccorder, décrites ci-après. L'avis en question indique que « Selon le dossier, « la méthodologie de RTE n'utilise pas l'enjeu dans l'analyse des incidences. Il est dilué dans la matrice de croisement ». La méthodologie de RTE est entre autres basée, selon les échanges, sur le guide de 2017²¹. Pour l'Ae, dans les deux cas, les pressions et les caractéristiques de l'environnement ainsi que sa sensibilité aux pressions sont, directement ou indirectement, pris en compte, même si c'est à des étapes différentes du calcul. Ainsi, ces différences de méthodologies, liées à des bureaux d'étude différents, ne sont pas problématiques, pourvu que les résultats soient cohérents et conformes aux références admises. Toujours selon les échanges, les deux méthodes sont d'ailleurs correctes ».

²¹ https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/documents/guide_etude_impact_eolien_mer_2017_complet.pdf

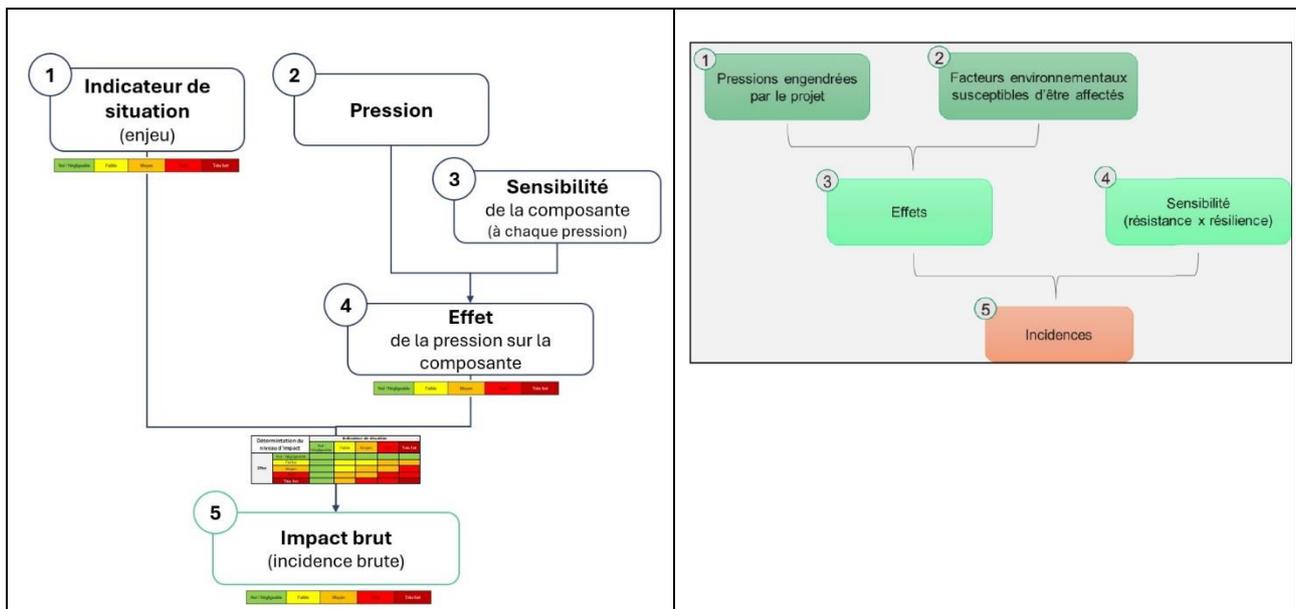


Figure 4 : méthodologies de Pennavel et de RTE pour la détermination des impacts (source : dossier, avis Ae n° 032-2025)

Les différences sont liées à la désynchronisation des dossiers de raccordement et de champ éolien. Sur le fond, la sensibilité est prise en compte plus tard chez RTE que chez Pennavel.

La saisine actuelle présente encore une méthode apparemment différente de celles exposées. L'Ae suggère que les pressions apparaissent formellement dans le descriptif de la méthode (et ce d'autant plus que RTE se concentre sur la maîtrise des pressions, selon le point d'étape en ligne du SDDR 2019), en tant que telles et non de manière implicite via les sensibilités. À défaut, des méthodes diverses peuvent être correctes, mais leur méthodologie doit être exposée clairement et complètement, avec leurs références. Lors des échanges avec le rapporteur, RTE a indiqué que la méthode retenue est celle appliquée pour la hiérarchisation des enjeux de la SNBC ou de la PPE3, ce qu'il conviendra de documenter.

2.4.2 Enjeux

Par ailleurs, l'analyse environnementale a d'ores et déjà été développée, selon la saisine, sur les enjeux suivants :

- « Les émissions de gaz à effet de serre ;
- Les pressions sur la biodiversité (y compris l'occupation des sols) ;
- Les consommations de ressources minérales ;
- L'adaptation au changement climatique ;
- Les impacts sur le paysage et le cadre de vie ».

L'Ae note que l'occupation des sols n'a pas que des effets sur la biodiversité, mais aussi sur l'adaptation, les émissions, la consommation de ressources, les paysages, etc., ce point devrait être complété. Par ailleurs la santé humaine devrait faire partie des enjeux, via les émissions de polluants ou électromagnétiques.

2.4.3 Incidences

Les incidences probables du SDDR ne sont pas explicitement mentionnées dans les questions de la saisine mais étaient un sujet d'attention de l'avis de 2019 et avaient motivé un argumentaire circonstancié dans le mémoire en réponse. L'Ae réitère, à titre de rappel, ses recommandations en la matière.

Les émissions de gaz à effet de serre doivent être documentées (au moins par mention et résumé des bilans quadriennaux des émissions de gaz à effet de serre de RTE ou de ses rapports de gestion) en distinguant la nature des réductions et la répartition entre périmètre national et européen ; le présent dossier évoque brièvement ce sujet, en indiquant notamment que la priorisation d'investissement et d'optimisation du réseau permet de réduire de 30 % les émissions de GES, y compris pertes électriques, fuites de SF₆ (hexafluorure de soufre, un gaz à effet de serre à très fort pouvoir de réchauffement global, 25 500 fois plus élevé que celui du CO₂), construction des infrastructures. Ces éléments sont pertinents, l'analyse devra être détaillée.

Une autre recommandation portait sur la prise en compte, dans les décisions, de la valeur tutélaire du carbone²² préconisée par la commission Quinet en 2019 (un nouveau rapport en 2025 propose une nouvelle valeur). La question de la prise en compte de ces valeurs tutélaires restait pendante, suite à une opposition de la commission de régulation de l'énergie (CRE)²³. Une clarification de ce point serait souhaitable. Une prise en compte, à titre d'hypothèse alternative, des valeurs tutélaires les plus récentes est utile.

Enfin, la question de l'empreinte carbone du réseau était abordée dans l'avis de 2019 avec une demande de précision sur l'objectif de neutralité de cette empreinte et, « *pour le prochain SDDR* », sur les moyens envisagés pour l'atteindre. Le mémoire en réponse détaillait les pistes : décarbonation du mix actuel envisagé dans la PPE, adaptation et renouvellement des infrastructures, pertes électriques et rejets de SF₆ par les postes sous enveloppe métallique (PSEM), travaux moins émetteurs (même si RTE considère que les gains sont du 3^e ordre) et enfin compensations.

La présente saisine aborde la question de l'empreinte carbone du point de vue de l'état initial, aussi dans les fiches thématiques, notamment n°3 (adaptation) et 14 (empreinte environnementale) et enfin du point de vue des scénarios, avec analyse de la sensibilité de l'empreinte carbone à divers facteurs externes : mix électrique, décarbonation des chaînes d'approvisionnement en ressources minérales. Cependant, le dossier indique que le SDDR proposé doit augmenter son empreinte environnementale, et le sujet de l'empreinte carbone n'est pas clair : face à un doublement en 2040 (1,8 MtCO₂eq) lié au scénario de somme des besoins techniques (essentiellement lié à l'extraction de ressources minérales et à la fabrication d'équipements), le SDDR propose d'éviter et de réduire les émissions de GES et les consommations d'aluminium, d'orienter les achats au moyens de critères

²² Valeur attribuée à la tonne de CO₂ émise, utilisée pour le calcul socio-économique, l'évaluation et l'action.

²³ La [délibération 2020-200 de la CRE du 23 juillet 2020](#) « demande à RTE de valoriser l'impact des émissions de gaz à effet de serre en utilisant la valeur tutélaire du CO₂ du rapport Quinet pour les émissions en dehors du champ du système européen d'échanges de quotas d'émissions et une valeur du CO₂ cohérente avec des prévisions ambitieuses de prix de marché à terme pour les émissions couvertes par ce dispositif ». De plus « Pour valoriser les émissions induites ou évitées par ses projets d'investissements, RTE utilise la valeur tutélaire française du CO₂ à l'horizon 2030 définie par la Commission Quinet en 2008 (soit environ 100 €/2008/tCO₂) (...) Il n'est toutefois pas opportun de retenir ce type de valeur pour des émissions relevant du marché ETS » car « l'utilisation d'une valeur sans rapport avec les prix de marché soulève un problème de cohérence » et en conséquence « la CRE considère que, à l'avenir, RTE doit prendre en compte : pour les émissions en dehors du champ du marché ETS, la valeur tutélaire du CO₂ du rapport Quinet 2019 ; pour les émissions dans le champ du marché ETS, une valeur du CO₂ cohérente avec des prévisions de prix à terme sur ce marché, en se fondant sur des scénarios ambitieux et cohérents avec les objectifs de transition énergétique fixés aux niveaux européen et national. »

environnementaux, etc. avec finalement, pour la stratégie proposée, une stabilisation de l'empreinte carbone à 0,8 MtCO₂eq/an en 2040, comme actuellement. Lors des échanges avec le rapporteur, RTE a indiqué que les orientations de réduction des émissions de GES totales à la maille de la France, plus forte en 2025 qu'en 2019 (électrification des usages et augmentation de la production et de la consommation d'électricité notamment), conduisent RTE à un développement d'infrastructure plus important que dans le SDDR 2019. L'empreinte carbone reste donc un sujet difficile à traiter en période d'investissement et de renouvellement et adaptation, nécessitant sans doute des leviers supérieurs à ceux actuellement envisagés (voir aussi 2.5.9).

La prise en compte accrue de l'enjeu spécifique de protection des oiseaux, recommandée dans l'avis de 2019 et jugée envisageable dans le mémoire en réponse pour le prochain exercice, est partiellement accommodée par le projet de SDDR : un indicateur requiert une augmentation de 60 % du linéaire de lignes équipées de balises avifaune ; en 2023 le linéaire équipé est de 2 600 km sur 80 000 km de pylônes, soit 3,2 % du linéaire, une augmentation de 60 % est donc significative en relatif mais peu importante en absolu. Selon les échanges avec le rapporteur, «*Les nouveaux balisages seront centrés sur les zones à enjeux pour les oiseaux, à partir des sollicitations et de la carte mise à jour du risque d'interaction oiseaux/lignes réalisée par la LPO*²⁴ ». L'Ae note (cf. *infra*) que l'analyse de RTE sur les impacts environnementaux des lignes tend à privilégier les lignes aériennes au détriment des lignes souterraines, qui auraient un impact fort en termes d'artificialisation (stations de conversion). Cet arbitrage inhabituel entre biodiversité et artificialisation demande à être justifié.

Les indicateurs de suivi proposés par le dossier sont assortis de cibles, conformément à une recommandation de l'avis de 2019 et au mémoire en réponse. Ils ne sont par contre toujours pas centrés sur les enjeux environnementaux comme recommandé à l'époque, mais plutôt sur des enjeux métier. L'Ae réitère donc sa recommandation en la matière.

La thématique spécifique de l'objectif de zéro artificialisation nette est brièvement documentée en fiche 14 : les nouveaux postes, qui représentent l'essentiel de l'artificialisation par RTE, doivent être construits sur une surface déjà artificialisée, et une stratégie souterraine pour le courant THT augmenterait de 10 % l'artificialisation (actuellement 0,1 % de l'artificialisation du territoire) en raison des stations de conversion. Le mémoire en réponse annonçait la mise en place d'indicateurs, ceux-ci ne sont pas mentionnés dans le dossier, mais la saisine évoque bien, parmi les enjeux, des développements de l'analyse environnementale sur « *les pressions sur la biodiversité (y compris l'occupation des sols)* ». En 2040, avec le SDDR 2025, 0,2 % du territoire français sera artificialisée au total par RTE (contre 0,1 % aujourd'hui), notamment en raison des nouveaux postes.

La fiche n°14 résume aussi la démarche éviter-réduire-compenser (ERC) prévue. L'évitement est effectué, à la maille globale, par mutualisation (des infrastructures de réseau pour différents projets et besoins), optimisation (coordination entre infrastructures et développements, plannings, amélioration de la performance, etc.) et priorisation (des investissements là où c'est le plus utile, urgent, etc.), et à la maille projet par évitement de zones sensibles autant que possible, et enfouissement selon les analyses techniques économiques et/ou environnementales (même si la technique souterraine n'est pas privilégiée dans d'autres parties du dossier, il convient de clarifier ce point). La réduction est conduite au moyen de diverses mesures comme la réutilisation de couloirs existants de lignes électriques aériennes, l'arrêt du gyrobroyage « *au printemps* » (15 mars au 15

²⁴ Ligue pour la protection des oiseaux

août en fait) ou des aménagements durables de la végétation, le recyclage des matériaux, la décarbonation de la chaîne des achats, etc. (cf. *infra*). La compensation et le suivi sont réalisés au cas par cas à la maille projet, et (pour le suivi) par amélioration de connaissances à la maille globale. Le dossier présente cette démarche ERC à partir du scénario de « somme des besoins techniques en 2040 », ce qui ne semble pas conforme aux recommandations de l'avis Ae de 2019 et est discuté dans la section suivante (cf. 2.5.2).

2.5 Question 4 – Méthodologie et détermination du ou des scénarios permettant d'éclairer et de justifier les choix retenus dans le projet de SDDR

2.5.1 Définition du scénario de référence

« La méthodologie présentée ci-dessus pour évaluer et comparer les choix de stratégies du scénario SDDR par rapport aux autres alternatives étudiées vous semble-t-elle pertinente ? Malgré l'intérêt des différents scénarios qui permettent des éclairages complémentaires, l'Autorité environnementale préconise-t-elle de retenir un unique scénario de référence en priorité ? »

La question fait suite à une remarque de l'avis de l'Ae de 2019 qui soulignait la complexité de la définition d'un scénario de référence et recommandait de « revoir en profondeur la méthodologie de l'évaluation en présentant les impacts différentiels par rapport à plusieurs scénarios partiels ou globaux ». La méthodologie évoquée dans la question est résumée par la figure suivante²⁵.

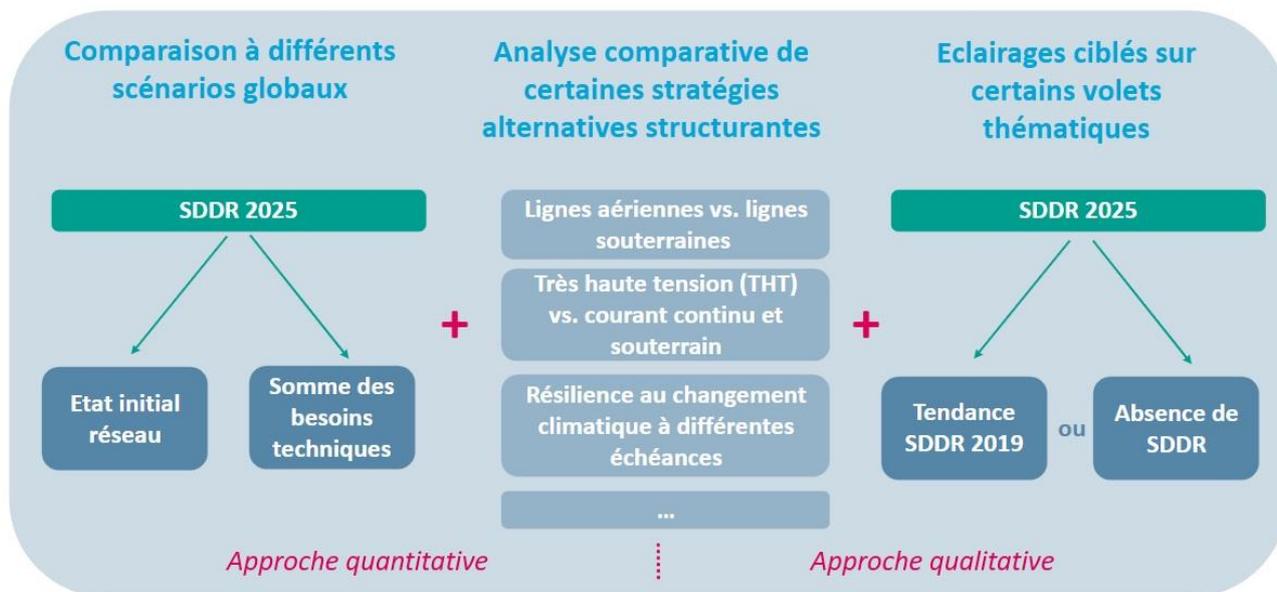


Figure 5 : comparaison proposée de scénarios (source : dossier)

²⁵ La « somme des besoins techniques », « correspond à un scénario dans lequel : RTE répondrait à l'ensemble des demandes de raccordement qui lui sont adressées par les acteurs économiques, notamment celles des sites de production bas-carbone et des grands sites de consommation d'électricité ; RTE renforcerait la structure de son réseau pour répondre à l'ensemble de ces demandes sans faire évoluer les pratiques en matière d'exploitation du système électrique ; De nouvelles interconnexions seraient développées et la structure du réseau national serait également renforcée pour permettre les transits transfrontaliers associés (en lien avec la réglementation européenne qui fixe un cadre contraignant en la matière) ; RTE déploierait un scénario de franche accélération du renouvellement de ses ouvrages, notamment afin d'adapter le réseau au changement climatique dès 2040 au lieu de 2060 (et limiter ainsi les périodes au cours desquelles l'alimentation électrique peut être fragilisée en périodes d'inondation ou celles pendant lesquelles le transit sur les lignes électriques peut engendrer un risque d'incendies en périodes de fortes chaleurs)».

Selon la saisine, elle s'appuie sur la doctrine du CGDD²⁶, remontant à 2015, qui définit le « scénario tendanciel », « scénario de référence », « option zéro », « scénario au fil de l'eau » ou autre synonyme comme un scénario en l'absence de plan et programme et croisant les dynamiques d'évolution de l'environnement au regard de l'évolution des pressions sur les ressources ainsi que les politiques, programmes et actions engagées visant à la valorisation des richesses environnementales, à la réduction des pressions et à l'amélioration de la qualité des ressources.

Les scénarios proposés sont différents. Le scénario « état initial du réseau » décrit les incidences environnementales induites par le réseau existant, hors mesure additionnelle. C'est en quelque sorte un scénario lié au seul état des lieux, en l'état et sans évolution même programmée. Selon les clarifications données au rapporteur ce n'est pas un scénario *stricto sensu*, mais plutôt une photo à date, dont on compare les pressions avec celles induites par le SDDR 2025.

Le scénario « somme des besoins techniques », en revanche, est un scénario plus ambitieux et plus compliqué à appréhender. Le dossier, synthétique, est succinct à son sujet mais des échanges avec le rapporteur il ressort que c'est le scénario compatible avec la PPE3 en cours d'élaboration. Dans ce scénario RTE accélère son renouvellement des ouvrages (avec adaptation au changement climatique dès 2040 (et non pas 2060 comme dans le SDDR 2025 proposé) ce qui mène au renouvellement de 41 500 km de lignes aériennes), réalise un renouvellement par anticipation du contrôle commande des postes électriques, mais ne propose aucune modification des méthodes de planification (développement au cas par cas) à la différence de la « logique de zone » proposée pour le SDDR 2025, qui modifie les méthodes de planification pour « *orienter les industriels là où la capacité du réseau est en cours de construction* ». Ainsi il ne priorise pas, et n'optimise pas les raccordements. Ce scénario « somme des besoins techniques », mène à 26 GW d'éolien en mer raccordés en 2040 (contre 22 GW pour le SDDR 2025), 135 GW d'EnR terrestres raccordés (sans optimisation, à la différence du SDDR 2025), raccorde 6 GW de batteries stationnaires de plus qu'aujourd'hui sans engagement contractuel (à la différence du SDDR 2025 qui adapte le mode de fonctionnement des batteries), raccorde trois paires d'EPR2 en 2045 avec des lignes dimensionnées pour les EPR2 et d'autres besoins (comme le SDDR 2025 qui les dimensionne aussi pour plusieurs besoins). Il renforce le réseau THT sans lissage des travaux dans le temps (le SDDR 2025 lisse), et met en service plus de projets d'interconnexion que le SDDR 2025 (deux projets avec le Royaume-Uni, deux avec l'Espagne et tout autre projet où l'analyse technico-économique est positive).

Ce scénario embarque certes les sollicitations peu évitables auxquelles est soumis RTE, mais aussi des décisions volontaristes dont il n'est d'ailleurs pas sûr qu'elles soient mises en œuvre. Il est à ce titre hybride. C'est aussi, selon RTE, le « *scénario avant l'application de la séquence éviter et réduire à la maille du plan programme* », avec cependant des leviers « *qui ne vont pas de soi* » et « *nécessitent parfois des changements dans le cadre de raccordement, des changements dans les relations contractuelles avec les fournisseurs* ». Le scénario SDDR 2025, bien que soumis au même « *talon de projets sur lequel RTE a pris une décision d'investissement* », est plus abouti et optimisé, mais apparaît sur certains points comme en retrait de ce scénario « somme des besoins techniques » sous-optimal mais, sur certains points, maximaliste. Du point de vue des impacts, le SDDR 2025 est donc compris entre le scénario « état initial du réseau » et le scénario « somme des besoins techniques ». De fait, selon le dossier, la stratégie de priorisation des investissements et

²⁶ Préconisations relatives à l'évaluation environnementale stratégique, note méthodologique, CGDD et Cerema, 2015, https://www.cerema.fr/fr/system/files?file=documents/2017/08/Ref_-_Preconisation_EES_cle0b9958.pdf.

d'optimisation du réseau réduit les émissions de GES de 30 % et les consommations d'aluminium de 40 %.

2.5.2 Scénario de référence et mesures ERC

Projets inclus dans le SDDR 2025

En principe le dossier devrait traiter de façon distincte les projets autorisés dont les incidences se réaliseront – sauf aléa – même si le SDDR ne se réalisait pas, des autres projets non encore autorisés mais correspondant à la définition de l'article R. 122-5 II 5° du code de l'environnement. Les incidences des premiers doivent être pris en compte dans le scénario de référence ; les incidences des seconds doivent être pris en compte pour l'analyse des impacts cumulés. Les évolutions liées au changement climatique doivent également être prises en compte dans le scénario de référence.

La distinction des projets autorisés des projets non autorisés visait, selon une recommandation de 2019 de l'Ae, à exclure du SDDR les projets déjà mis en service. Le mémoire en réponse annonçait que « *La prochaine édition du SDDR présentera clairement les projets déjà mis en service et ceux qui ne le sont pas au sein des tableaux dédiés* », ce qui est autre chose. Le présent dossier distingue les projets décidés des projets non décidés, ce qui est encore une catégorisation différente. L'Ae considère que ces trois catégorisations (décidé, autorisé, mis en service) présentent leur intérêt et peuvent utilement être documentées, même si elles peuvent demander des mises à jour continues. Il convient aussi de définir ce que veut dire « autorisé ». Lors des échanges avec le rapporteur, RTE a proposé de prendre comme date de référence celle de la publication du SDDR 2025 (ce qui est raisonnable) et comme autorisation la déclaration d'utilité publique (DUP) ou autre première autorisation administrative. Pour l'Ae l'autorisation doit être l'autorisation environnementale.

Scénario sans SDDR

Sur la question du scénario de référence, pour l'Ae, le choix d'un scénario de référence de type « fil de l'eau » garanti, sans volontarisme sujet à caution, est lui aussi utile pour la comparaison du SDDR. Le dossier et les clarifications suite aux échanges avec le rapporteur envisagent des « éclairages ciblés sur certains volets thématiques » comparant le SDDR 2025 d'une part avec le tendanciel du SDDR 2019, et d'autre part avec un scénario sans SDDR. C'est une approche utile mais la focalisation sur certains volets thématiques ne permet pas de comparaison globale.

Pour l'Ae, il est souhaitable de mener la démarche ERC, non pas seulement à partir du scénario de « somme des besoins techniques » en 2040 (ce qui est aussi la démarche menée par RTE pour le SDDR 2019 avec un « scénario minimal » car non optimisé, ce qui avait motivé des recommandations de l'Ae car, d'une certaine manière, il permet d'afficher à bon compte de fortes améliorations) mais aussi à partir du scénario « état initial » (pérennisé et maintenu en état), tel que recommandé dans l'avis de 2019 pour ses « *vertus didactiques* », malgré « *son caractère non réaliste* »²⁷, car « *permettant de mieux cerner l'impact global de l'activité du gestionnaire du réseau de transport* ». Ce scénario est certes beaucoup moins favorable pour la démarche ERC (de fait, selon le dossier, la stratégie SDDR 2025 donne en 2040 un impact environnemental comparable à celui du scénario « réseau actuel » sur certains points comme les émissions de GES et le linéaire de pylônes, et souvent supérieur sur d'autres thématiques) mais est aussi un point de référence utile à considérer. Ainsi il

²⁷ De plus il ne tient pas compte de tous les « fondamentaux » d'un territoire (par exemple, croissance démographique, développement de l'activité économique) et d'une analyse « projet par projet » pour préciser quelle serait leur évolution dans la continuité de la période, comme rappelé au 2.1.2.

est simple, donne une idée de l'impact réel des activités de développement du réseau, permet d'en examiner *a priori* les possibilités d'évitement et de réduction sans y embarquer des prérequis qui pourraient échapper à la démarche ERC et permet aussi de cadrer les démarches requises pour rendre les incidences des projets résiduels minimales, en plus des démarches de mutualisation et d'optimisation spécifiques de l'approche système du SDDR. D'une certaine manière, c'est un scénario polaire, extrême, qui permet aussi de découpler les gains systémiques des gains à la maille projet.

Lors des échanges avec le rapporteur, RTE ne considère pas ce scénario comme le scénario de référence. RTE affirme par ailleurs qu'il n'y aura qu'un seul scénario de référence, qui sera le scénario « sommes des besoins techniques ». Cependant, RTE est « *prêt à travailler sur la comparaison du SDDR 2025 avec des scénarios alternatifs de développement du réseau pour montrer la manière dont les impacts sur l'environnement varient en fonction des scénarios. En particulier, RTE s'interroge sur le scénario absence de SDDR. Il y a trois manières possibles d'envisager ce scénario : (i) soit il s'agit d'un respect du cadre actuel sans optimisation (mais dans ce cas, le scénario se rapproche de "somme des besoins techniques), (ii) soit le développement du réseau se limite au raccordement et au renouvellement (respect du code de l'énergie et de l'arrêté technique – pas de renforcement), (iii) soit le développement du réseau se limite au renouvellement de l'existant et RTE contrevient à ses obligations légales en matière de raccordement (pas d'évolution du système électrique par rapport à aujourd'hui). La demande de précadrage vise précisément à obtenir une clarification sur ce point pour tenir compte du retour d'expérience sur l'avis de l'Ae en 2019 dans lequel ce sujet avait été mis en évidence* ».

L'Ae indique que les scénarios auxquels elle souhaitait voir comparé le SDDR 2025 sont le scénario de seul renouvellement de l'existant (dit « iii » dans l'argumentaire de RTE) et aussi le scénario de renouvellement de l'existant et de raccordement (dit « (ii) »), conforme aux obligations légales. La comparaison avec le scénario (iii), non conforme aux obligations légales, a cependant des vertus didactiques, et peut inciter, pour le SDDR finalement retenu, à des efforts d'évitement et de réduction ainsi que de compensation accrus.

La comparaison évoquée avec le scénario de renouvellement de l'existant et de raccordement (dit « (ii) ») peut aussi être intéressante et permet de distinguer l'impact de l'option basse de maintien du réseau et le respect des obligations de raccordement qui s'imposent à RTE. Une telle comparaison est cependant sujette à des incertitudes dépendant des confirmations des demandes de raccordement, et les hypothèses prises devront être explicitées. Cette comparaison peut être l'objet d'une analyse de sensibilité avec une hypothèse haute et une hypothèse basse de raccordement, afin d'être plus instructive encore.

A contrario, le scénario de référence à ce stade choisi par RTE (« somme des besoins techniques ») est conforme aux engagements nationaux (PPE) et aux demandes, plus allant sur l'adaptation et les interconnexions, sous optimal car moins planifié que la proposition de SDDR 2025, mais est aussi un objet compliqué, paramétré et paramétrable, avec une certaine mesure d'arbitraire. Il importe de bien décrire ce scénario dans le futur dossier du SDDR et de le présenter de manière aussi « naturelle » que possible.

Incidences du SDDR 2025 au regard du réseau actuel et du scénario de référence choisi

À titre d'illustration, la figure ci-après présente quelques incidences attendues de la stratégie SDDR 2025, au regard du réseau actuel et du scénario « somme des besoins techniques ».

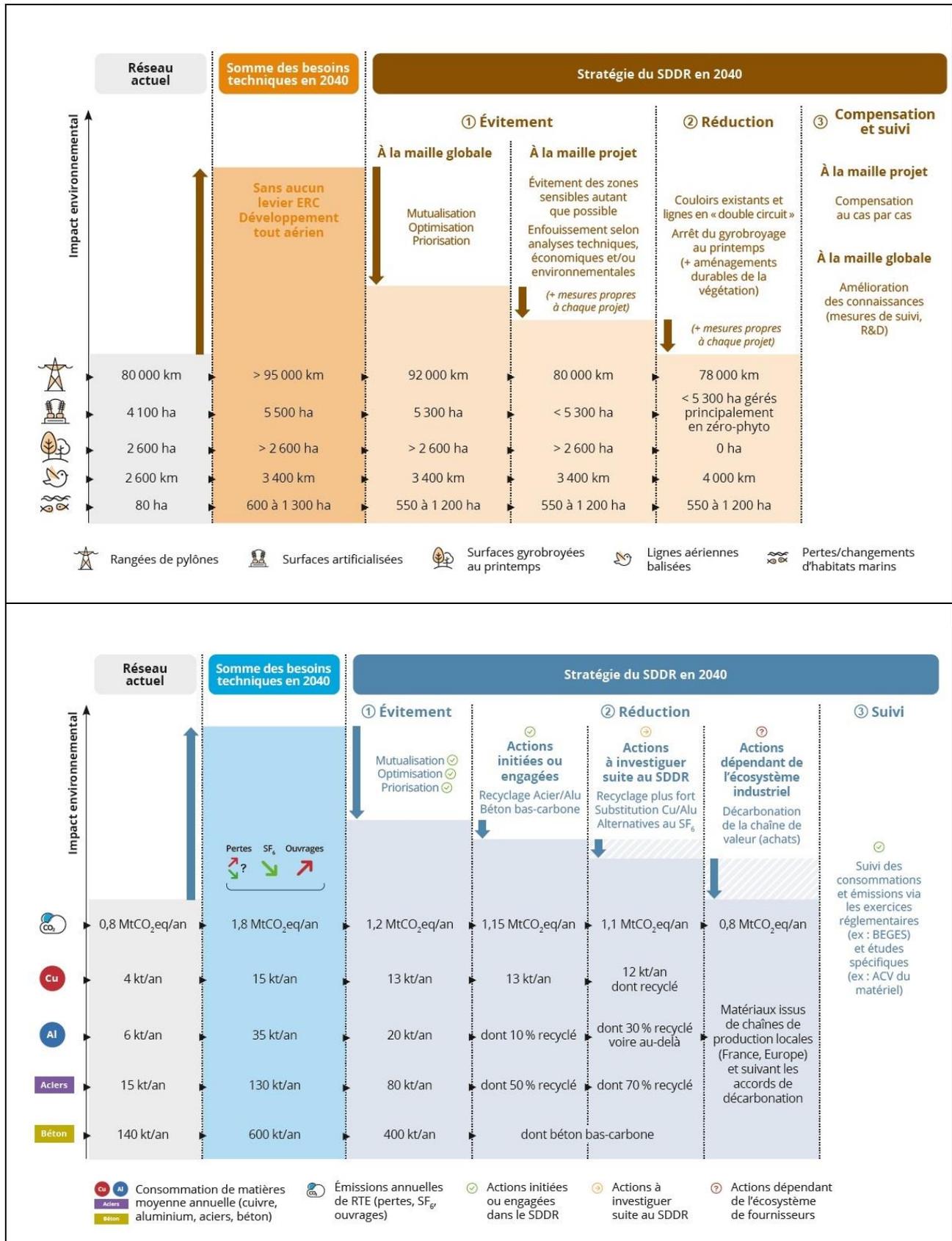


Figure 6 : Effets de la stratégie SDDR 2025 sur la biodiversité et les paysages (en haut) et les ressources minérales et l'empreinte carbone (en bas) (source : dossier)

Ces figures qualitatives (bien que comportant des chiffres) peuvent d'ailleurs être trompeuses. Les hauteurs peuvent indiquer des réductions convergeant vers un impact comparable à celui du réseau actuel, cependant cela n'est pas le cas pour toutes les lignes du tableau (qui sont d'ailleurs inhomogènes, en général un chiffre élevé correspond à un fort impact environnemental, mais un fort linéaire aérien balisé est au contraire un signe positif du point de vue de l'environnement) : les surfaces artificialisées augmentent; les pertes/changements d'habitat marins aussi; les émissions (plutôt qu'empreinte, en dépit de la légende) sont les mêmes à l'issue de la démarche de réduction mais l'utilisation de matériaux semble clairement supérieure : cuivre de 4 kt/an à 12 kt/an, aluminium de 6 kt/an à 20 kt/an dont 30 % recyclé soit 14 kt/an non recyclées, aciers de 15 kt/an à 80 kt/an dont 70% recyclé soit 24 kt/an non recyclées, béton de 140 kt/an à 400 kt/an... Il convient d'adopter une représentation plus conforme aux chiffres – et si elle est confirmée mais est issue d'une pondération des différents critères pris en compte, alors la pondération doit être explicitée. Et, comme évoqué plus haut, la démarche ERC devrait aussi être conduite à partir du scénario « réseau actuel », alias « état initial », à titre d'illustration, et du scénario « de renouvellement de l'existant et de raccordement ».

2.5.3 Le SDDR 2025

La suite de la présente section décrit plus en détail et commente brièvement la stratégie proposée pour le SDDR (appelée « scénario de référence » par RTE, mais en fait le scénario SDDR 2025). Le dossier, très utilement et didactiquement, documente ce à quoi ce scénario SDDR 2025 renonce par rapport à d'autres stratégies, au moyen de la présentation de scénarios alternatifs pour chaque composante des programmes (la comparaison avec deux scénarios « état initial » et « somme des besoins » est ainsi une simplification de présentation) ; le positionnement fin des choix effectués par le SDDR 2025 est ainsi clair ; cependant la justification de ces choix pourrait être plus argumentée afin d'expliquer le choix retenu.

Renouvellement du réseau

Le plus grand programme industriel du SDDR est, selon le dossier, le renouvellement du réseau existant²⁸ (20 Md€ sur 15 ans, jusqu'en 2040 donc) et, ce qui doit être souligné, son adaptation au changement climatique, à 80 % en 2040 (23 500 km de lignes aériennes renouvelées) et 100 % dès 2060 ; par comparaison, le scénario « somme des besoins techniques » prévoit 29 Md€ d'investissement sur 15 ans et 41 400 km de lignes aériennes renouvelées, en cohérence avec une adaptation accélérée du réseau, complète en 2040 ; enfin, l'option basse pour le programme industriel est une adaptation de seulement 70 % en 2040 (11 000 km de lignes aériennes renouvelées). L'option proposée pour le SDDR 2025 maintient la « *proportion d'infrastructures vieilles et vétustes²⁹ encore en service, à [adapter] le réseau au changement climatique d'ici 2060 et éviter que le réseau ne soit limitant pour les raccordements* ». Il est notable que les

²⁸ « 23 500 km de lignes aériennes et 85 000 pylônes seront renouvelés » pour faire face au risque chaleur (16 000 km seront en plus à renforcer ou bâtir, soit 40 000 km de lignes nécessitant des travaux d'ici 2040). De plus, sur 560 postes existants 400 kV ou de propriété RTE, 18 % sont inondables avec risque sur l'alimentation électrique et 6 % (respectivement 11 %) seront traités (surélevés ou étanchéifiés) d'ici 2040 (respectivement 2060) pour sortir de cette catégorie, les 7 % restants en 2060 ne seront pas modifiés (coûts disproportionnés) et verront leur charge reprise par des postes voisins en cas d'inondation. Selon les réponses faites au rapporteur, d'ici 2040 des investissements de rénovation seront réalisés sur tout ou partie de 300 postes aériens et 49 PSEM (postes sous enveloppe métallique) existants, en plus des 400 nouveaux postes prévus.

²⁹ Selon les échanges avec le rapporteur, « *Les liaisons vieilles et vétustes sont les liaisons de plus de 85 ans (vieilles) ou des liaisons dégradées prématurément (par rapport à 85 ans – ce qui arrive par exemple dans les zones soumises à la corrosion – saline ou pollution) ou [encore] des technologies obsolètes (c'est-à-dire dont les matériels ne sont pas maintenus par les constructeurs et donc sans pièce de rechange)* ».

investissements de renouvellement et d'adaptation au changement climatique sont assez stables jusqu'en 2030 et augmentent fortement ensuite, l'effort d'adaptation est donc, d'une certaine manière, concentré à la fin de la période, ce qui demande à être expliqué car tout retard en la matière peut être préjudiciable. Interrogé, RTE indique que l'effort avant 2030 est déjà conséquent en raison de la charge de renouvellement d'infrastructures vétustes et/ou exposées, et que des scénarios d'investissement différents sont possibles, mais à discuter avec l'État. La justification du renoncement à l'option « somme des besoins techniques » d'adaptation dès 2040 devrait être mise en exergue.

Sécurisation des systèmes de communication et numériques

Un autre programme industriel important est la sécurisation du réseau de télécommunications (dans un contexte nouveau de fermeture accélérée du réseau cuivre opéré par Orange, avec 100 % du réseau disposant d'une solution de remplacement en 2030, fibre ou faisceau hertzien) et des systèmes numériques, avec renouvellement complet en 2045. Ce programme, dit « priorité de court terme », est en rupture avec ce qui était prévu dans le SDDR 2019 qui prévoyait une accélération bien plus rapide, avec renouvellement complet en 2035, cette rupture est probablement la conséquence d'arbitrages à expliciter.

La stratégie de référence SDDR 2025 proposée, néanmoins, se fonde sur une accélération progressive du renouvellement, évite de devoir maintenir en fonctionnement des matériels sans pièces de rechange, et va au-delà de la simple stabilisation du renouvellement du contrôle commande, avec entre autres le déploiement d'automates NAZA³⁰ permettant de limiter localement en temps réel la production éolienne et solaire et, en parallèle, d'éviter d'investir sur des infrastructures liées à ces pointes de production. D'autres solutions sont utilisées en lien avec le changement climatique : LIDAR³¹ pour les lignes les plus exposées, DLR³² pour adapter la capacité de transit d'une liaison aérienne en temps réel aux conditions de vent et de température. La justification du ralentissement intégré dans le scénario de référence devrait cependant donc être explicitée.

Raccordements

Les demandes de raccordements sont en nette hausse (selon RTE multipliées par quatre entre 2020 et 2023). Le programme de raccordement porte sur 53,5 Md€ sur 15 ans et « reflète l'ambition donnée à la décarbonation et la réindustrialisation du pays, qui impliquent de raccorder de nouvelles usines, ou centres de données, d'augmenter la puissance de raccordement des usines existantes et d'accroître la production bas-carbone (nucléaire et renouvelable) ». Lors des échanges, RTE a indiqué que « Le programme permet de raccorder d'ici 2040 : 20 GW d'éolien en mer, 89 GW d'EnR terrestres, 6 EPR2, 6 GW de batteries et d'alimenter 221 TWh de consommation additionnelle par rapport à 2024 (hausse notamment portée par le développement de l'électrolyse, l'électrification des usages, la réindustrialisation et le dévaloriserait de l'industrie numérique) ».

Pour le raccordement des industries et data centers (et notamment aussi électrolyseurs, si on en juge le point d'étape du SDDR 2019 en ligne), le programme de raccordement est fondé sur des

³⁰ Nouvel Automate de Zone Adaptatif ; ces automates de limitation de production peuvent surveiller plusieurs ouvrages du réseau simultanément.

³¹ Laser imaging detection and ranging

³² Dynamic line rating

zones prioritaires³³. Compte tenu de l'écart entre le nombre de contrats de raccordement (140 projets pour 21 GW) et celui d'engagements concrétisés (moins de 15 %³⁴ ; outre les aléas économiques et les incertitudes, l'écart peut aussi être causé par des réservations spéculatives pour des projets fictifs) le raccordement priorise les projets industriels ayant confirmé leur engagement, réservant le 400 kV aux fortes puissances consommées (250 à 750 MW), avec une procédure spécifique pour les sites de très forte puissance (1 GW)³⁵. La tendance actuelle, pour l'industrie manufacturière notamment, est aux projets de forte consommation unitaire³⁶. Des actualisations *in itinere* et des analyses de sensibilité sur le taux de concrétisation des engagements peuvent être utiles.

Nucléaire

Les futures paires d'EPR³⁷ de Penly, Gravelines et Bugey seront accommodées par des raccordements, mais aussi et surtout par des renforcements de réseau (Flamanville l'est déjà) pour un total de six EPR2 raccordés en 2040. Ce scénario, tablant sur des raccordements respectivement en 2035-2037, 2038-2039 et 2041-2045 est donc plus ambitieux qu'un scénario, toujours possible, de retard de ces trois paires d'EPR2. À ce stade, le projet n'anticipe pas les quatre paires d'EPR2 supplémentaires à insérer dans le système électrique français d'ici 2050, malgré le caractère dimensionnant d'un tel ajout de puissance auquel le réseau est à l'heure actuelle inadapté ; en effet, les sites de ces huit EPR2 suivants ne sont pas encore définis et de plus ils seront installés après 2040. Pour l'Ae il serait cependant utile, dans la mesure du possible et si pertinent, de présenter des scénarios intégrant les quatre paires d'EPR2 supplémentaires, sur des sites plausibles ou envisagés, ou présenter des ordres de grandeur de ce que représente cette intégration pour le réseau, même si l'intégration est prévue à une date au-delà de l'horizon 2040 du SDDR 2025. Le SDDR 2025 présente quelques indications sur les zones dans lesquelles les besoins de réseau seront plus importants (par exemple si les quatre paires supplémentaires sont concentrées à l'ouest), ce type de travail doit être poursuivi et présenté.

Énergies renouvelables

La stratégie retenue pour les parcs éoliens en mer lisse leurs raccordements sur la base d'un à deux parcs par an, au-delà d'une stratégie avec un fort lissage (à un parc par an), et en deçà d'une stratégie de lancement en avance de phase de tous les raccordements demandés, soit jusqu'à trois parcs par an.

³³ P1 (Dunkerque, Le Havre, Fos-sur-Mer) : investissement dès autorisation ; P2 (Saint-Avold, Sud Alsace, Vallée de la chimie, Plan-de-campagne, Loire-Estuaire, Sud Île-de-France, Valenciennes) : étude en cours, travaux lancés si engagement confirmé ; P3 : comme P2 mais en mutualisant les infrastructures/

³⁴ Le chiffre de 15 % ne précise pas au bout de combien de temps l'on considère qu'un engagement n'est pas concrétisé. Interrogé, RTE indique que les statistiques sont récentes et que le recul manque, le chiffre de 15 % variera peut-être à la hausse dans le futur.

³⁵ Le dossier mentionne une carte publiée bientôt comportant les zones du réseau 400 kV favorables aux fortes puissances. Cette carte n'est toujours pas publiée à date des échanges, mais sera un élément utile à joindre au dossier futur.

³⁶ Depuis deux ans RTE a contractualisé 6,2 GW de droits d'accès au réseau d'ici à 2030 pour 60 projets, soit une puissance unitaire moyenne de 110 MW, alors qu'actuellement 450 sites industriels consomment une puissance de 10 GW soit une puissance moyenne consommée d'environ 20 MW.

³⁷ EPR : European pressurized reactor, de puissance 1 670 MW. L'EPR2 (Evolutionary power reactor) est de même puissance, intègre aussi les mesures post-Fukushima, mais diffère principalement de l'EPR sur le génie civil (simplifié), la redondance des circuits de sauvegarde (de quatre niveaux à trois), le fonctionnement du circuit primaire pendant une maintenance (abandonné), etc.

Les énergies renouvelables (EnR) terrestres, en développement rapide³⁸ seront, elles, traitées selon une logique d'optimisation et de limitation de la construction de nouvelles infrastructures (avec en corollaire une légère croissance de la congestion du réseau) ainsi que de priorisation pour respecter les objectifs nationaux et ménager le réseau. Cette approche est en retrait de la logique antérieure bottom-up, qui entraîne plus de projets que ne le requièrent les objectifs nationaux. Pour l'information du public il peut être utile, tant pour les EnR marines que terrestres, d'exposer l'impact de la présence de sources de production intermittentes dans le réseau, les problématiques associées (bridage, foisonnement par exemple) et les conséquences sur le réseau, ainsi que les mesures d'accompagnement, en lien entre autres et par exemple avec le stockage sur batteries stationnaires, documenté dans le dossier³⁹.

Industries décarbonées

Les grandes industries, industries décarbonées, etc. seront-elles aussi accommodées, mais dans une logique de zones prioritaires, avec aussi une visibilité sur les capacités d'accueil hors de ces zones, en rupture avec l'approche antérieure de raccordements selon la logique « premier arrivé, premier servi ».

Compte tenu de l'écart documenté entre intentions et concrétisations, il convient de clarifier explicitement dans le dossier que toutes les demandes de raccordement ne sont pas incluses dans le scénario « somme des besoins techniques » (ce qui en aurait fait un scénario encore plus maximaliste), et aussi d'indiquer quelle part des demandes de raccordement est incluse dans le scénario SDDR 2025. Comme mentionné plus haut, une analyse de sensibilité au taux de concrétisation peut être utile.

Structure du réseau

Le dossier expose les évolutions des lieux de production (nucléaire et éolien en mer sur le littoral, production photovoltaïque en Nouvelle Aquitaine...) et de consommation (industrie décarbonée, notamment en bassin industriel...), ainsi que les nécessités d'adaptation (Normandie-Manche-Paris, Massif central-Centre, façade atlantique, Rhône-Bourgogne) voire les faiblesses identifiées dans le précédent SDDR sur les axes anciens du réseau (massif central, ouest des Pyrénées, ...).

En conséquence, il devient nécessaire de modifier significativement la structure du réseau, pour la première fois depuis 1990, avec des ajouts de capacité de transport⁴⁰, notamment sur le réseau 400 kV, pour un coût de 14 Md€. Ne pas le faire provoquerait des congestions importantes et une saturation de la majorité du réseau en 2040, documentées dans le dossier, à des coûts pouvant atteindre 3 Md€ annuels en 2035, contre seulement 150 M€ en 2024. La réalisation des projets dont la consistance est connue (Chaingy-Dambron, rénovation du réseau du Massif central, Cantegrit-

³⁸ Fin 2024, 24 GW de solaire et 23 GW d'éolien terrestre sont en service. Le seuil de 50 GW sera atteint en 2025 et la fourchette haute de la PPE prévoit 195 GW en 2040 (en deçà des 340 GW de gisement identifié par les producteurs), soit un rythme moyen de 10 GW/an (en pratique 8 GW/an sur 2025-2030 et 13,5 GW/an sur 2030-2040). Les principales régions concernées sont Nouvelle Aquitaine, puis Bourgogne-Franche-Comté, Auvergne-Rhône-Alpes, Occitanie et Centre Val de Loire.

³⁹ Aujourd'hui 1 GW de batteries stationnaires, principalement utilisées pour la gestion de l'équilibre du système électrique, sont raccordées au réseau, dont un tiers directement sur le réseau de transport. 7 GW de projets ont réservé leur droit d'accès au réseau, étrangement pas dans les zones comportant le plus grand nombre de projets photovoltaïques (par exemple Nouvelle Aquitaine). Le SDDR propose des mesures incitatives (liées à des gabarits de fonctionnement) pour remédier à cela.

⁴⁰ Permettant des flux en hausse de 280 TWh selon les réponses faites au rapporteur.

Saucats, Amiens–Petit–Caux pour les zones de fragilité ; Le Havre, Dunkerque et Fos–sur–Mer pour la décarbonation) constitue la phase 1 du renforcement, la phase 2 est encore à l'étude (cf. *infra*).

La mise en œuvre de la stratégie proposée limite ces coûts de congestion à entre 300 et 500 M€ en 2035. Le remplacement sera préféré, là où c'est possible, à la construction de nouvelles lignes, ce qui peut apparaître vertueux d'un point de vue environnemental mais rendra le réseau localement temporairement indisponible avec des conséquences sur la production, la consommation, les échanges aux frontières ; refuser ces indisponibilités contraint à la construction de nouvelles lignes avec des surcoûts de 70 %. La technologie sera aérienne sauf dans de rares cas, notamment où le réseau est inexistant et où une nouvelle ligne est nécessaire, ou dans le cas de nouveaux usagers, ou en site vierge de ligne 63–90 kV, ou en zone urbaine, ou en zone d'enjeu écologique très fort. En effet la technologie aérienne est mieux maîtrisée, plus fiable et, pour la THT 400 kV, quatre à six fois moins chère que la technologie souterraine ; par contre l'écart de coût en 225 kV est de 65 %, et en 63–90 kV de moins de 5 %. Globalement, l'écart de coût entre le recours à la technologie souterraine et aérienne est de 40 à 70 Md€. Le renforcement inclura aussi 400 nouveaux postes d'ici 2040, dont 120 déjà identifiés.

Cette préférence pour l'aérien requiert, du point de vue de l'Ae, de documenter le risque accru aux tempêtes, les impacts sur la faune volante, sur les paysages, etc. Il conviendra aussi de préciser ce que l'on entend par la notion d'« enjeu écologique très fort » justifiant de renoncer à l'aérien. Des éléments du dossier (cf. aussi *infra*, 2.5.9) tendent à indiquer que les incidences environnementales du souterrain et de l'aérien sont comparables, voire inférieures pour l'aérien en haute et très haute tension, en lien avec l'artificialisation due aux stations de conversion nécessaires pour les liaisons souterraines en courant continu (sans doute pour interfacier lignes aériennes et souterraines), ce qui demande tout de même à être expliqué. Le critère économique semble de ce point de vue déterminant.

Le dimensionnement proposé sur le réseau conduit à une augmentation modérée de la contribution du parc de production à l'évitement des congestions, à mi–chemin entre un scénario de fortes pertes de production (écrêtage par exemple) pour éviter les congestions, et le maintien des congestions au niveau actuel. Les impacts devront être précisés plus avant, car « *À l'exception des projets dont le tracé est déjà connu, le SDDR n'intègre pas de nouveaux projets avec des tracés précis : cette étape viendra dans un second temps et sera réalisée en s'appuyant sur la stratégie retenue à l'issue des phases d'avis et de participation du public sur le SDDR* ». Cette seconde phase privilégie sept zones géographiques en Bretagne, façade atlantique moyenne et sud, Ouest Pyrénées, Occitanie, Lyonnais et Est, mais il est difficile à ce stade d'être précis en termes d'impact, même avec cette information géographique préliminaire.

Nouvelles infrastructures

Le cas spécifique des nouvelles infrastructures (pour rappel 16 000 km de lignes dont 5 000 à renforcer, 11 000 à bâtir, et 400 postes) est évoqué dans le dossier avec une indication qu'elles « *seront développées en concertation avec les parties prenantes pour réduire, voire éviter les pressions sur la biodiversité et les activités humaines* ». L'Ae rappelle que l'évitement vient en premier dans la démarche ERC, avant la réduction. La démarche proposée semble proposer des solutions pour ensuite les ajuster, ce qui est licite mais après une démarche d'évitement convenablement conduite.

Interconnexions

Les interconnexions en cours ou déjà planifiées (deux projets à courant continu avec l'Espagne et l'Irlande) seront réalisées pour 2,3 Md€. Les autres interconnexions attendront le renforcement interne du réseau. C'est donc une option basse, par rapport à une stratégie de mise en service d'interconnexions supplémentaires sous réserve de renforcement préalable du réseau interne (comme par exemple dans le scénario « somme des besoins techniques »). Le dossier indique que l'«*optimisation des moyens à l'échelle européenne*» (utilisation par ordre de coût marginal croissant ; or selon le dossier, « *les moyens dont le coût marginal est le moins élevé sont aussi les moins carbonés* ») permet de baisser les émissions de GES de 17 MtCO₂e en 2024.

Les options en matière d'interconnexion sont classées dans le dossier par ordre d'investissement et de capacité d'export supplémentaire, mais ici comme ailleurs, les conséquences en termes d'impact environnemental, notamment d'émissions de gaz à effet de serre (cf. aussi *infra*, 2.5.9), seraient aussi intéressantes à comparer, en détaillant les hypothèses de simulation. Il est clair que de telles simulations dépendent énormément des échanges réels modélisés, mais des ordres de grandeur, des fourchettes d'impacts et des moyennes en termes d'émissions de GES induites ou évitées seraient utiles, tant du point de vue de la France que de la plaque électrique européenne.

Incidences du SDDR 2025

Bilan carbone

Tous ces éléments (dont les fiches thématiques, en particulier n°3 sur l'adaptation au changement climatique, n°5 sur l'industrie, n°6 et 7 sur les EnR et n°8 sur les raccordements aux batteries stationnaires) descriptifs du programme SDDR (notamment ceux liés à l'adaptation au changement climatique et ceux liés à la décarbonation de l'industrie mais aussi aux infrastructures numériques, très consommatrices d'électricité) gagneraient à être assortis d'un bilan carbone en analyse de cycle de vie, permettant d'inclure ce bilan parmi les critères de choix de scénarios.

Lignes aériennes et lignes souterraines

L'avis de 2019 demandait une analyse comparative approfondie des incidences respectives des lignes aériennes et des liaisons souterraines au regard des différents enjeux environnementaux, et le mémoire en réponse y voyait un intérêt pédagogique et une possibilité envisageable pour le prochain exercice.

La saisine cependant propose d'éclairer les choix techniques par une analyse comparative entre la construction de lignes aériennes et souterraines pour le réseau de répartition, ainsi que sur la construction de lignes THT souterraines en courant continu. Le dossier (certes synthétique, pour la présente demande de cadrage) et la fiche n°14, réceptacle des considérations environnementales du projet de SDDR, contiennent une analyse comparative, qui permet d'étoffer les scénarios alternatifs.

Cette analyse reste à ce stade succincte, avec une cotation des activités (raccordement, renforcement de couloir vierge ou existant, renouvellement) liées aux lignes aériennes et souterraines du point de vue des coûts, des délais et des incidences environnementales, ces dernières étant agrégées. Plus de détail serait souhaitable, tant sur les composantes de l'environnement que sur la méthodologie utilisée pour la cotation. En effet l'environnement est multicritère et peu passible d'un traitement monodimensionnel, et ce, d'autant plus que les cotations présentées sont contre intuitives, avec des

impacts en général supérieurs pour le souterrain que pour l'aérien. Il est possible que ce résultat contre intuitif soit lié à des pondérations importantes de l'artificialisation nécessaire pour les stations de conversion liées aux lignes souterraines, plus importantes que celle attachée par exemple aux oiseaux ou aux paysages, mais cela doit être explicité. Une présentation équilibrée des avantages et inconvénients des technologies aérienne et souterraine en termes d'impact sur l'environnement est nécessaire, d'autant que la technologie aérienne est mieux placée en termes de coûts et délais.

Lors des échanges avec le rapporteur, il a été indiqué que si pour le 400 kV, l'aérien est systématiquement privilégié⁴¹, pour le réseau de répartition (63 kV, 90 kV et 225 kV) une analyse multicritère a bien été réalisée, prenant en compte la tension, la capacité de ligne, le type de travaux, la topographie, les zones traversées. Il a aussi été indiqué qu'en cas de travaux en zone environnementale sensible, les impacts environnementaux sont analysés en détail, et que ces éléments seront précisés dans l'EES du projet. Il convient que le travail de justification en la matière soit soigneusement documenté et expliqué, et que les impacts sur les oiseaux et paysages notamment soient évités au maximum puis réduits au maximum, et compensés le cas échéant.

Autres

De même, l'avis 2019 demandait de compléter l'analyse des scénarios relatifs aux EnR en procédant à une évaluation de ceux-ci au regard des enjeux environnementaux, et d'examiner dans une prochaine édition du SDDR les scénarios d'autoconsommation. Sur le premier point, le mémoire en réponse y voyait une extension de périmètre excessive de l'évaluation environnementale, mais aussi un intérêt pédagogique. Le présent dossier contient plusieurs fiches sur les EnR, mais principalement du point de vue de leur raccordement et des enjeux industriels associés. Sur le second point, le sujet de l'autoconsommation est absent du dossier et devrait être présenté, notamment dans le cadre des scénarios étudiés.

Le remplacement du SF6 par d'autres substances aura des effets clairement positifs en termes d'émissions de gaz à effet de serre mais il conviendra cependant de documenter les autres incidences ou risques liés à ces produits (dont les produits de décomposition en cas d'incendie par exemple).

⁴¹ Pour des raisons de coût et d'impact environnemental : la mise en souterrain de lignes THT sur plus de 50 km requiert un passage en courant continu et donc des stations de conversion avec une forte artificialisation : une station de conversion couvre de 5 à 10 ha, majoritairement imperméabilisés en raison de la construction de grands bâtiments.

Annexe 1 : chiffres clés du SDDR 2025



EFFORT INDUSTRIEL



40 000 km

Les lignes électriques nécessitant des travaux d'ici 2040
(60 % à renouveler et 40 % à renforcer ou à bâtir)

100 % des nouvelles infrastructures aux normes
du changement climatique (France à + 4 °C, crues, etc.)

RENOUVELER

24 000 km

Les lignes à renouveler

Dont 23 500 km et 85 000 pylônes

Les lignes aériennes renouvelées ou déconstruites d'ici 2040
(un quart du réseau aérien) pour limiter son vieillissement et l'adapter
aux fortes chaleurs : la première priorité industrielle du SDDR

80 %

La part du réseau adapté au changement climatique en 2040

50 %

La part des régions Nouvelle-Aquitaine,
Auvergne-Rhône-Alpes, Occitanie et Bourgogne-
Franche-Comté dans le renouvellement du réseau

24 %

La proportion de postes électriques du réseau actuel qui
risquent d'être inondés en 2050 si aucune action n'était prévue

29 %

La proportion de pylônes de plus de 60 ans en 2040
(27 % aujourd'hui)

RENFORCER ET BÂTIR

16 000 km

Les lignes à renforcer ou bâtir

Dont 2 500 km

Le volume de lignes en mer à courant continu
à mettre en service d'ici 2040

Dont plus de 4 000 km de THT

Le volume de lignes à très haute tension à renforcer ou bâtir

400

Le nombre de nouveaux postes électriques à construire
d'ici 2040, dont 120 déjà identifiés dans les schémas actuels
d'accueil des énergies renouvelables terrestres

2

Les projets d'interconnexion à courant continu en cours
entre la France et ses voisins (Espagne et Irlande)

4

Les projets de renforcements des interconnexions existantes
(Espagne, Allemagne, Belgique)

Investissements complémentaires au réseau

10 à 15 par an

Le nombre d'automates
de zones installés par an

500 M€

Les investissements évités grâce à 6 GW de
batteries installées dans des zones favorables
et adaptant leur mode de fonctionnement



AMÉNAGEMENT ET ATTRACTIVITÉ DU TERRITOIRE

- > **140** : le nombre de projets ayant sécurisé un droit d'accès au réseau
- > **21 GW** : la puissance cumulée de ces projets (le double de la puissance utilisée actuellement par l'industrie connectée au réseau de transport)



INFORMER

~ 50

Le nombre de postes capables d'accueillir 250 MW

~ 20

Le nombre de postes capables d'accueillir 750 MW

8 à 10

Le nombre de sites capables d'accueillir rapidement des projets d'environ 1 GW



PROGRAMMER

3 zones P1

(à partir de fin 2028)

7 zones P2

(à partir de fin 2029)



7 zones P3

Identifiées à ce stade



Zones d'accélération de la stratégie réseau THT pour l'accueil de la consommation Industrielle (sous réserve d'engagement des industriels)



MODIFIER

Modifications du cadre de raccordement pour sortir de la logique de « premier arrivé, premier servi ».



- Usines de production
- Entreprises d'études et de génie civil
- Sites ayant communiqué sur l'augmentation de leur capacité de production (ouverture ou extension d'usine, recrutements, etc.)

* Pour les raccordements en mer (sur l'ensemble de la PPE 1, hors interconnexions)

Aujourd'hui (~2,3 Md€/an d'investissements)

Études et génie civil terrestre



Fournitures terrestres



Fournitures maritimes*
(câbles sous-marins)



Ambitions pour 2040 (plus de x3 sur les Investissements par rapport à aujourd'hui)

Études et génie civil terrestre



Fournitures terrestres



Fournitures maritimes
(câbles sous-marins et postes en mer)



Plus de 10 Md€
Le volume de contrats signés en 2024



-60 à 70 %
La réduction du nombre de références de câbles terrestres par rapport à aujourd'hui



8 000 à 12 000
Le nombre de recrutements annuels dans la filière des réseaux d'ici 2030



DÉPENSES

~100 Md€ : les investissements dans le réseau public de transport d'électricité sur 15 ans

Deux représentations du programme d'investissements



x 3

L'évolution du rythme d'investissement annuel entre 2024 (2,3 Md€/an) et 2030 (7,5 Md€/an)

7 %

La part du réseau de transport dans la facture d'un consommateur résidentiel moyen au TRVe en 2025

÷ 4

Le ratio entre les investissements dans le réseau de très haute tension à terre et en mer prévus en Allemagne (stratégie plus coûteuse) et ceux en France

Près de 40 Md€

Les charges de congestion évitées au total entre 2025 et 2040 grâce au renforcement de la structure du réseau de très haute tension



STRATÉGIE ENVIRONNEMENTALE



30 %

Le volume de lignes terrestres évitées d'ici 2040 dans le SDDR (par rapport à une stratégie non priorisée et non mutualisée)

=

Une évolution relativement stable des rangées de pylônes aériens



-55 %

La baisse des émissions de SF₆ grâce à la politique de renouvellement des postes



0

Le niveau de recours au gyrobroyage au printemps à partir de 2029 pour entretenir la végétation sous les lignes (contre 2 600 ha aujourd'hui)



Jusqu'à 30 %

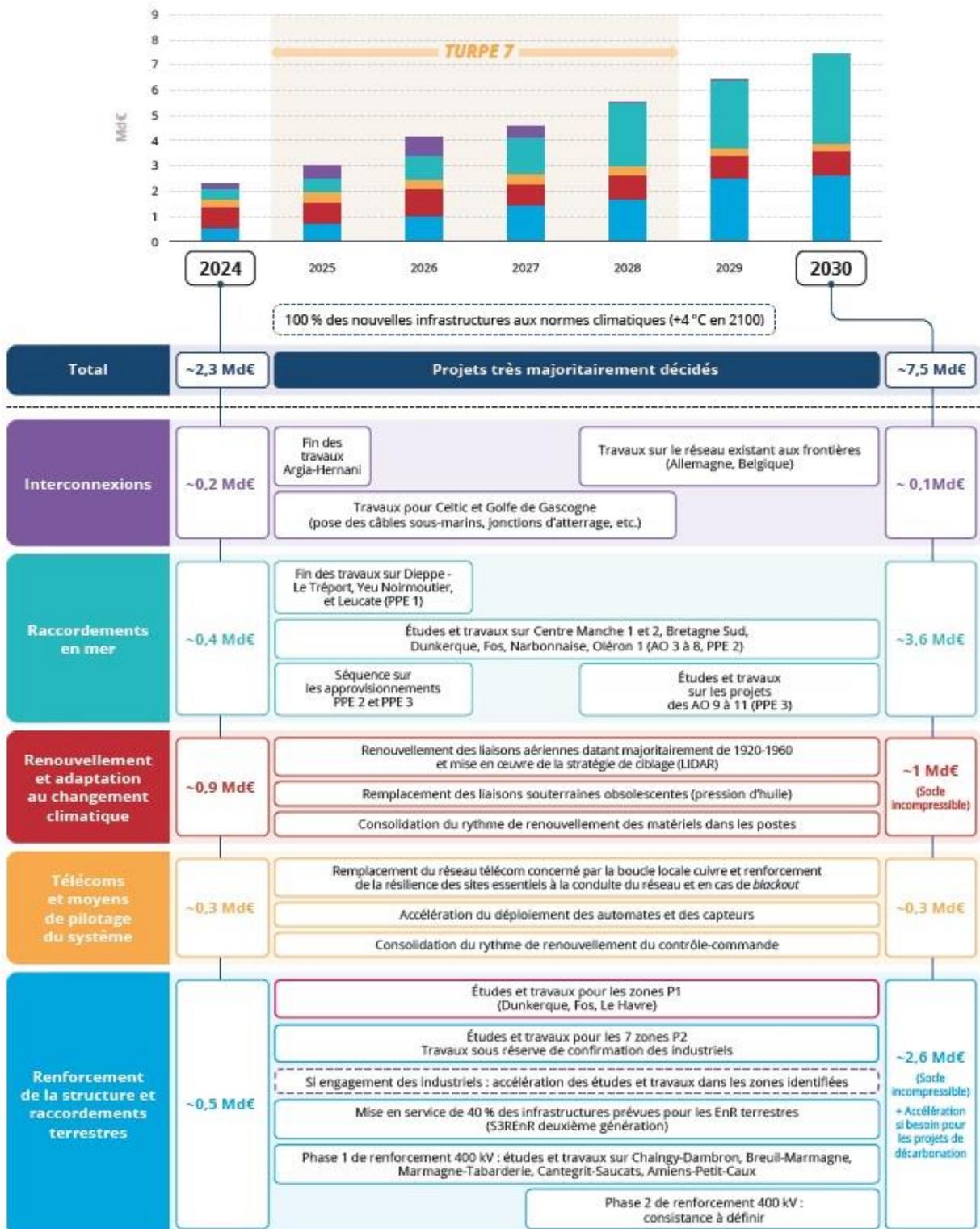
La part d'aluminium recyclé dans les conducteurs (faisabilité technique confirmée, passage à l'échelle qui dépend de l'engagement des fournisseurs)

6

Le nombre d'expérimentations en cours ou à venir sur le recyclage de l'aluminium, du cuivre, et de l'acier (en boucle ouverte et/ou fermée)

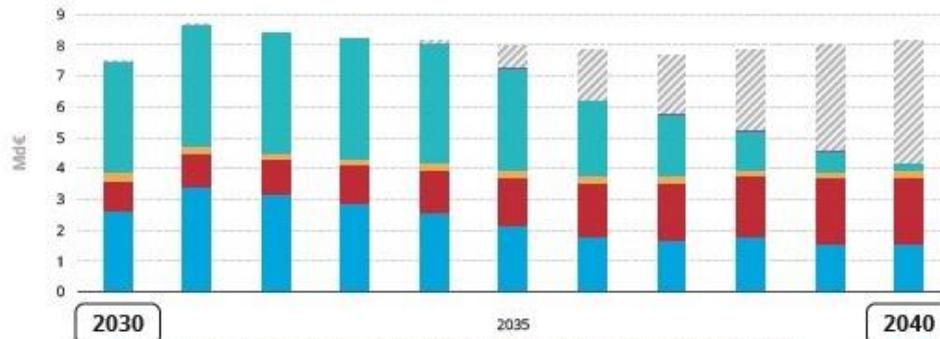


Investissements dans le réseau de transport sur 2025-2030 dans la stratégie de référence du SDDR





Investissements dans le réseau de transport sur 2030-2040 dans la stratégie de référence du SDDR



100 % des nouvelles infrastructures aux normes climatiques (+4 °C en 2100)
80 % du réseau adapté au changement climatique en 2040

Total	~7,5 Md€	Projets très majoritairement non décidés	~8 Md€
Interconnexions	~0,1 Md€	Stratégie à définir (avis État et CRE sur le SDDR, discussions européennes) Socle incompressible : renforcement préalable du réseau interne Enjeu de financement	~0,1Md€
Raccordements en mer	~3,6 Md€	Travaux sur les AO 3 à 8 Études et travaux sur la PPE 3 : Oléron 2 (AO9), Fécamp Grand Large 1 et 2, Golfe du Lion Centre, Golfe de Gascogne Sud, Bretagne Nord-Ouest (AO 10), Golfe de Gascogne Nord, Bretagne Nord-Est, Roches Douvres et Golfe du Lion Est (AO 11)	~0,2 Md€
Renouvellement et adaptation au changement climatique	~1 Md€ (Socle incompressible)	Renouvellement des liaisons aériennes datant majoritairement de 1940-1970 Remplacement des liaisons souterraines obsolètes (papier imprégné) Accélération du rythme de renouvellement des matériels dans les postes	~2 Md€
Télécoms et moyens de pilotage du système	~0,3 Md€	Stabilisation du déploiement des automates et des capteurs Accélération du rythme de renouvellement du contrôle-commande	~0,2 Md€
Renforcement de la structure et raccordements terrestres	~2,6 Md€ (Socle incompressible) + Accélération si besoin pour les projets de décarbonation	Travaux si nouveaux projets consommateurs (1,4 Md€ intégrés à la trajectoire, consistance à définir) Travaux pour l'accueil des EPR2 de Penly, Gravelines et Bugey Nouvelle approche de planification sur les S3REnR (EnR + batteries + grid-friendly) Phase 1 de renforcement 400 kV : travaux sur Amiens-Petit-Caux Phase 2 de renforcement 400 kV : zones Normandie-Val de Loire-Paris, Est, façade atlantique, Ouest Pyrénées, Bretagne, Lyonnais, Occitanie	~1,5 Md€
Projets mis en service après 2040	0 Md€	Démarrage des projets 2040-2050 (structure 400 kV, raccordements en mer, etc.)	~4 Md€



Synthèse de la stratégie de référence et des alternatives possibles

 Renouvellement et adaptation au changement climatique	70 % du réseau adapté au climat futur en 2040	80 % du réseau adapté au climat futur en 2040	100 % du réseau adapté au climat futur en 2040
	11 000 km de lignes aériennes renouvelées	23 500 km de lignes aériennes renouvelées	41 500 km de lignes aériennes renouvelées
 Télécoms et moyens de pilotage du système	Stabilisation du renouvellement du contrôle-commande	Consolidation puis accélération progressive du renouvellement du contrôle-commande	Accélération forte et rapide du renouvellement du contrôle-commande (stratégie antérieure)
	+ Socle commun incompressible sur les télécommunications, résilience au <i>blackout</i> , automates		
 Consommateurs (industries, H₂, datacenters)	Approche historique de raccordements (« premier arrivé, premier servi »)	Nouvelle approche : zones prioritaires + visibilité sur les capacités d'accueil en dehors des zones	
 Éolien en mer	Lissage important des raccordements pour tenir un rythme industriel régulier (1 parc/an)	Augmentation des retombées locales et léger lissage du calendrier de raccordement (1-2 parcs/an)	Lancement en avance de phase de tous les raccordements sans filière en France (jusqu'à 3 parcs/an)
 EnR terrestres	Priorisation des infrastructures pour respecter les objectifs nationaux et renforcer la planification EnR-réseaux (« politique <i>grid-friendly</i> »)		Dimensionnement du réseau basé sur une logique <i>bottom-up</i> sans rebouclage avec les objectifs nationaux (stratégie antérieure)
 Batteries	Engagement contractuel pour adapter le mode de fonctionnement + raccordement accéléré		Sans engagement contractuel + raccordement ralenti si besoins de renforcement du réseau (stratégie antérieure)
 Nucléaire	Retard des EPR2	6 EPR2 raccordés d'ici 2040	Anticipation des 14 EPR2 (sites non définis à date pour les 8 derniers)
 Structure du réseau et exploitation du système	Pas de renforcement du réseau	Deux phases de renforcements, technologie aérienne, tracés existants dès que le maillage du réseau le permet	Phases supplémentaires de renforcement, technologie souterraine en courant continu
	Forte perte de production pour éviter les congestions	Augmentation modérée de la contribution du parc de production pour éviter les congestions	Maintien des congestions au niveau actuel
 Interconnexions	Mise en service des projets en cours de réalisation ou planifiés (en particulier Celtic et Golfe de Gascogne)		Mise en service d'interconnexions supplémentaires sous réserve du renforcement préalable du réseau interne
 Environnement	Longueur du réseau aérien en augmentation (impact visuel)	Longueur du réseau aérien stable	Longueur du réseau aérien en baisse (mise en souterrain de tous les nouveaux projets en courant continu)
	Expérimentation sur le recyclage des matériels acier/aluminium	Démarrage du passage à l'échelle sur le recyclage (notamment aluminium) + poursuite d'expérimentations (cuivre)	Accélération du passage à l'échelle (fortes incertitudes sur la filière industrielle)



Exemples de stratégies alternatives (liste non exhaustive)

Stratégie de référence	~100 Md€ sur 15 ans	
 <p>Sans priorisation des besoins de réseau</p>	<ul style="list-style-type: none">  Renouvellement   Numérique   Raccordements   Structure   Interconnexions  <p>-----</p> <p>+70 à 100 Md€ sur 15 ans</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Niveau maximum d'investissement pour tous les volets techniques ▶ Risque sur la faisabilité industrielle (effort largement supérieur aux années 1970-1980) ▶ Risque sur la soutenabilité financière
 <p>Adaptation au changement climatique complète d'ici 2040</p>	<ul style="list-style-type: none">  Renouvellement  <p>-----</p> <p>+9 Md€ sur 15 ans</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Quadruplement des investissements annuels dans le renouvellement ▶ Risque sur la faisabilité industrielle
 <p>Mise en souterrain HVDC des projets de structure 400 kV</p>	<ul style="list-style-type: none">  Structure  <p>-----</p> <p>+40 à 70 Md€ sur 15 ans</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Risque sur la soutenabilité financière ▶ Risque sur les délais d'approvisionnement (saturation des usines européennes) ▶ Fort enjeu technique lié à l'insertion d'un nombre important de liaisons à courant continu sur le réseau
 <p>Nouvelles interconnexions transpyrénéennes avec l'Espagne</p>	<ul style="list-style-type: none">  Interconnexions   Structure  <p>-----</p> <p>+2,6 Md€ sur 15 ans</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Scénario possible sous réserve de rehausser la trajectoire d'investissement dans la structure du réseau interne (accélération pour les zones : façade atlantique, Ouest Pyrénées, Occitanie, voire projets supplémentaires) ▶ Soutien européen impératif (y compris financier)
 <p>Sans renforcement de la structure de réseau</p>	<ul style="list-style-type: none">  Structure  <p>-----</p> <p>-14 Md€ sur 15 ans</p> <ul style="list-style-type: none">  Coûts d'exploitation  	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Risque sur la soutenabilité financière (+3 Md€/an en 2035 et +8 Md€/an en 2040 de charges de congestion supplémentaires dans un scénario de type PPE) ▶ Risque technique (besoin de modulation du parc de production de 70 TWh supplémentaires en 2040, soit l'équivalent de la production annuelle de 5 à 6 EPR2)
 <p>Développement de 6 GW supplémentaires de batteries</p>	<ul style="list-style-type: none">  Raccordements  <p>-----</p> <p>-0,2 Md€ sur 15 ans</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Gain possible mais incertitude liée à l'équilibre économique de 12 GW de batteries (6 GW supplémentaires par rapport à la stratégie de référence)
 <p>Politique forte de sobriété</p>	<ul style="list-style-type: none">  Raccordements   Structure  <p>-----</p> <p>? (selon niveau de sobriété)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Fort gain possible si l'effort est porté simultanément sur la consommation et la production (p. ex. : -0,9 Md€/an sur le réseau dans les variantes sobriété des <i>Futurs énergétiques 2050</i>). Nécessite <i>a minima</i> de réviser les trajectoires de la PPE en conséquence ▶ Faible gain possible si l'effort est porté uniquement sur la consommation : RTE peut moins dimensionner le réseau si une région s'engage à consommer moins d'énergie (avec des effets difficilement réversibles)