



Schéma décennal de développement du réseau

Edition 2024

Consultation publique
Hypothèses et analyses technico-économiques

Document B

Avant-propos

Date de publication : 13 mars 2024

Date limite de réponse : 30 avril 2024 (inclus)

Mail : rte-concerte-bp@rte-france.com

Dans le cadre de ses missions légales, RTE établit et publie le schéma décennal de développement du réseau (SDDR), dans le but de définir l'évolution du réseau public de transport d'électricité à moyen-long terme et de préciser ses conséquences techniques, économiques, sociétales et environnementales.

Cette nouvelle édition du SDDR s'inscrit dans le cycle d'analyses sur la neutralité carbone initié par RTE avec la publication en octobre 2021 de l'étude *Futurs énergétiques 2050*. Elle tiendra compte de l'accélération des objectifs de décarbonation intervenue depuis, dont les impacts techniques et économiques sur le système électrique ont été identifiés et chiffrés dans le Bilan prévisionnel 2023.

Le SDDR portera sur l'horizon 2025-2040. Il présentera les besoins d'évolution du réseau pour accompagner les objectifs français et européens en matière d'énergie et de climat, traduits notamment dans les lois industrie verte, nucléaire et renouvelables et dans le projet de Stratégie française énergie-climat publié en novembre 2023.

A ce titre, il contribuera au débat public sur la mise en œuvre d'une politique énergétique qui répond aux impératifs d'urgence climatique et de souveraineté de sortie des énergies fossiles et **il proposera une stratégie réseau chiffrée et séquencée dans le temps.**

Sur le plan technique, cette stratégie sera orientée autour de trois enjeux qui conditionnent les besoins d'investissements dans le réseau public de transport d'électricité.

Premier enjeu : la planification territoriale et temporelle d'un programme de raccordements sans précédent depuis la création de RTE : les grands sites industriels, les réacteurs nucléaires, les parcs éoliens en mer doivent tous être raccordés au réseau public de transport d'électricité. Le raccordement de la production renouvelable terrestre conduit à des besoins d'investissements dans le réseau de transport d'électricité : cette situation n'est pas nouvelle. Elle avait été décrite et anticipée dans le SDDR 2019. Il s'agit donc de séquencer de manière industrielle, territoriale et temporelle le raccordement de l'ensemble de ces utilisateurs dans le but d'atteindre les objectifs de décarbonation.

Deuxième enjeu : l'adaptation de la structure de réseau, notamment 400 kV, à la transformation du mix électrique qu'il s'agisse des évolutions en matière de consommation ou de production d'électricité. Ces éléments ont été mis en évidence dans les *Futurs énergétiques 2050*. Les perspectives de réindustrialisation et d'accélération de la décarbonation renforcent cette conclusion. Elles posent néanmoins la question du rythme de la transformation et du « bon » dimensionnement du réseau pour lui permettre de continuer à rendre un service au bénéfice de tout le système et de ne pas être développé uniquement en réponse aux demandes formulées individuellement par les utilisateurs du réseau.

Troisième enjeu : le plan d'adaptation au changement climatique du réseau de transport d'électricité. En 2023, l'Etat a défini une trajectoire de référence d'adaptation au changement climatique, en anticipant un réchauffement de 3°C en fin siècle au niveau mondial (et de 4°C en France). Il a demandé à tous les grands gestionnaires d'infrastructure et aux collectivités locales de définir un plan d'adaptation au changement climatique sur la base de cette trajectoire. **Pour RTE, le principal enjeu réside dans l'élaboration d'un plan qui combine les enjeux d'adaptation au changement climatique et de renouvellement du réseau,** alors que 20% du réseau aérien a aujourd'hui plus de 70 ans.

En tant qu'opérateur de service public et maître d'ouvrage du réseau public, RTE complètera les analyses techniques, économiques et environnementales par **une analyse industrielle des besoins d'évolution du réseau.**

A ce titre, RTE construira une trajectoire industrielle. En première analyse, les perspectives d'investissements sont de l'ordre de 100 milliards d'euros et dépendent des conditions et du rythme effectif de réalisation des investissements. Le SDDR n'inclut pas une liste de « nouveaux » projets et n'acte pas d'une chronique ferme d'investissements. Il met en évidence les besoins d'évolution du réseau et proposera une stratégie permettant de répondre à ces besoins au meilleur coût.

Dans cette optique, la trajectoire industrielle proposée par RTE ne correspondra pas à la somme des besoins individuels identifiés dans les études techniques : **la priorité sera donnée aux infrastructures qui ont le plus de valeur pour la collectivité** et répondent aux besoins du système électrique dans la majorité des configurations étudiées. La planification, le dimensionnement et la régulation des ouvrages prioritaires fera l'objet de propositions concrètes dans le SDDR.

La définition d'une trajectoire industrielle priorisée est un impératif pour éviter des phénomènes de saturation et de retard dans le développement du réseau, qui auraient des conséquences financières importantes pour les utilisateurs du réseau et ne permettraient pas un fonctionnement optimisé des différents moyens de production raccordés au système électrique français. Ces risques ont notamment été mis en évidence par l'Agence internationale de l'énergie dans le rapport sur les réseaux qu'elle a publié en octobre 2023.

Pour être crédible, cette trajectoire industrielle devra reposer sur des perspectives claires en matière d'approvisionnement des matériels et de ressources humaines pour les études, le management de projet et les travaux. En particulier, RTE s'appuiera sur le SDDR pour proposer une évolution de sa politique d'approvisionnement (marchés-cadres). Pour cela, des contreparties des fournisseurs de matériels et des bureaux d'études et d'ingénierie ainsi que les entreprises de travaux doivent être proposées et discutées dans le cadre de sa préparation.

* *
*

Dans la continuité de ses derniers rapports, RTE lance une consultation publique pour (i) renforcer le partage et la transparence sur les analyses menées dans le SDDR et (ii) recueillir l'avis des parties prenantes sur les paramètres dimensionnants de l'exercice.

La consultation publique est composée de trois documents.

Le document A synthétise les principaux enjeux et les premières analyses techniques. Il présente les sujets, notamment en matière de maîtrise industrielle, qui doivent être approfondis pour être en mesure de proposer une stratégie réseau crédible.

Le document B porte sur les études réalisées dans le SDDR. En particulier, il met en débat sur les propositions d'hypothèses de localisation des études de réseau, les solutions techniques étudiées et le périmètre des analyses techniques, économiques et environnementales.

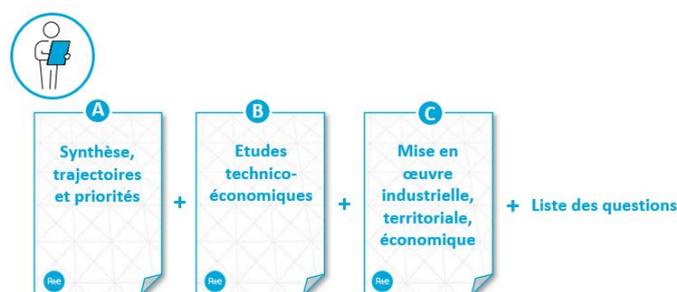
Les réponses au document B seront utilisées par RTE pour consolider les études techniques, économiques et environnementales, identifier les dynamiques territoriales et être en mesure de dégager des priorités dans les besoins de développement du réseau en fonction des différentes configurations étudiées.

Le document C porte sur les questions de nature industrielle (priorisation des investissements, sécurisation des approvisionnements, développement des compétences) et de mise en œuvre opérationnelle (aménagement du territoire, cadre contractuel, dimensionnement du réseau).

C'est une nouveauté pour cette consultation publique. Elle est justifiée par le contexte de forte croissance des investissements dans l'ensemble des composants du système électrique (consommation – flexibilités – production – réseaux).

Les réponses au document C seront utilisées par RTE pour affiner les trajectoires issues des études technico-économiques et construire la trajectoire dite industrielle.

La liste complète des questions est également disponible.



Documents de consultation publique sur le SDDR

En complément de la consultation publique, des réunions techniques de concertation sont organisées à l'image des travaux menés pour la préparation des exercices de type Bilan prévisionnel. Des réunions ont lieu au sein de différentes régions. Elles mobilisent les acteurs institutionnels (Conseil régional, Conseil départemental, DREAL, ADEME, Commission de régulation de l'énergie), les acteurs du monde industriel et économique (entreprises du secteur de l'énergie, chambre de commerce, porteurs de projet, représentants de filières), les acteurs associatifs (associations environnementales).

A l'issue de cette phase de consultation des parties prenantes (consultation publique et réunions techniques) et de consolidation des analyses, RTE saisira les autorités compétentes au titre du code de l'énergie et du code de l'environnement d'une proposition de stratégie pour le développement du réseau à l'horizon 2040.

Le Ministre en charge de l'énergie s'assure de la cohérence de la proposition avec les objectifs de politique énergétique fixés par l'Etat. Il examine la stratégie en vue de son intégration dans le contrat de service public signé entre RTE et l'Etat et dans la perspective globale de réindustrialisation du pays.

La Commission de régulation de l'énergie est chargée de vérifier que le schéma décennal couvre tous les besoins en matière d'investissements, ainsi que sa cohérence avec le TYNDP – plan décennal de développement du réseau réalisé à l'échelle de l'Union européenne. A ce titre, la Commission de régulation de l'énergie examine la proposition de stratégie formulée par RTE et consulte les utilisateurs du réseau sur cette proposition. Cet examen est très structurant : il cadre ensuite l'approbation des investissements de RTE et est intégré à la fixation des tarifs.

La Commission nationale du débat public est chargée d'organiser la consultation du public et l'Autorité environnementale d'analyser l'évaluation environnementale associée à cette proposition.

Les retours et avis formulés par les autorités dans le cadre de leurs missions légales permettront de consolider, partager et assurer le financement d'une stratégie pour le réseau public à l'horizon 2040.

Toutes les hypothèses, trajectoires et conclusions proposées dans ce document constituent des versions de travail provisoires. Elles ne préjugent pas de celles qui seront retenues dans le Schéma décennal de développement du réseau et soumises aux autorités. Celles-ci évolueront en fonction des retours de la consultation publique, des différentes réunions et groupes de travail et des résultats d'analyses obtenus après la publication de la consultation publique.

Les répondants peuvent se positionner sur tout ou partie des questions. Ils sont invités à soumettre un document public de réponse qui sera publié sur le site de la concertation de RTE. Ce document peut être accompagné d'une partie confidentielle contenant des informations et des chiffres complémentaires et dont la confidentialité sera préservée par RTE.

Les réponses doivent être adressées avant le 30 avril inclus, par mail à l'adresse rte-concerte-bp@rte-france.com.



Calendrier d'élaboration du SDDR

Table des matières

Avant-propos	3
1 Scénarios climatiques	10
1.1 Principes de modélisation des <i>Futurs énergétiques 2050</i> et principaux résultats	10
1.2 Déclinaison de la trajectoire de référence d’adaptation au changement climatique et aléas étudiés	11
1.3 Rythme d’adaptation au changement climatique	13
2 Scénarios production - consommation et variantes d’études	15
2.1 Scénario d’atteinte des objectifs publics	15
2.2 Principes retenus pour les choix de localisation	16
2.3 Variantes	17
3 Hypothèses sur la consommation d’électricité	19
3.1 Secteur de l’industrie et de la production d’hydrogène	19
3.2 Secteur des transports	22
3.3 Secteur numérique	23
3.4 Impacts des actions d’efficacité énergétique	25
3.5 Impacts des actions de sobriété énergétique	25
4 Hypothèses sur la production et le stockage d’électricité	27
4.1 Nucléaire	27
4.2 Thermique à flamme	29
4.3 Eolien en mer	30
4.4 Photovoltaïque	33
4.5 Eolien terrestre	35
4.6 Hydraulique	37
4.7 Batteries	37
5 Hypothèses sur les interconnexions	39
5.1 Interconnexions en service	39
5.2 Projets d’interconnexions planifiés	39
5.3 Projets d’interconnexions à l’étude	40
5.4 Cadre d’analyse spécifique aux interconnexions	40
6 Cadre et enjeux des études de réseau	42
6.1 Réseau de grand transport (225-400 kV)	42
6.2 Réseaux de répartition (63-90-225 kV)	49
7 Analyses économiques des trajectoires d’investissements	54

7.1	Analyses sur les coûts complets du système.....	54
7.2	Impact du contexte macroéconomique sur les besoins d'investissement dans le réseau	54
7.3	Analyse des leviers de résilience sur les chaînes d'approvisionnement	55
8	Analyses environnementales des familles de solutions techniques.....	57
8.1	Ressources minérales	59
8.2	Emissions de gaz à effet de serre	60
8.3	Biodiversité.....	61
8.4	Interactions avec les activités humaines	63
9	Annexes	64
9.1	Description synthétique des études décisionnelles de réseau	64
9.2	Rappel des hypothèses macroéconomiques retenues dans le Bilan prévisionnel	65
9.3	Hypothèses de coûts	66

1 Scénarios climatiques

1.1 Principes de modélisation des *Futurs énergétiques 2050* et principaux résultats

Le système électrique français est sensible aux aléas météorologiques, qu'il s'agisse de vagues de froid, de chaleur, d'incendies, d'inondations ou de tempêtes. Ces situations ont toujours joué un rôle-clé dans le dimensionnement des différentes infrastructures, qu'il s'agisse de la production ou des réseaux électriques.

Dans les *Futurs énergétiques 2050*, RTE s'est appuyé sur des modèles climatiques cohérents avec les travaux du Groupe intergouvernemental d'experts sur le climat (GIEC) et a utilisé la trajectoire RCP 4.5 issue du cinquième rapport du GIEC comme scénario climatique de référence. Des analyses de sensibilité ont été réalisées (climat actuel sur la base du scénario RCP 1.9 et climat plus réchauffé sur la base du scénario RCP 8.5).

Cette évolution méthodologique a été proposée de manière proactive par RTE et a fait l'objet d'un groupe de travail spécifique au cours du cadrage de l'étude. Les documents sont accessibles sur le site de la concertation¹. Les résultats de ces analyses sont présentés de manière exhaustive au sein du chapitre 8 des *Futurs énergétiques 2050*².

Sur les réseaux, l'impact de la hausse des températures sur les capacités de transit des lignes a notamment été mis en évidence.

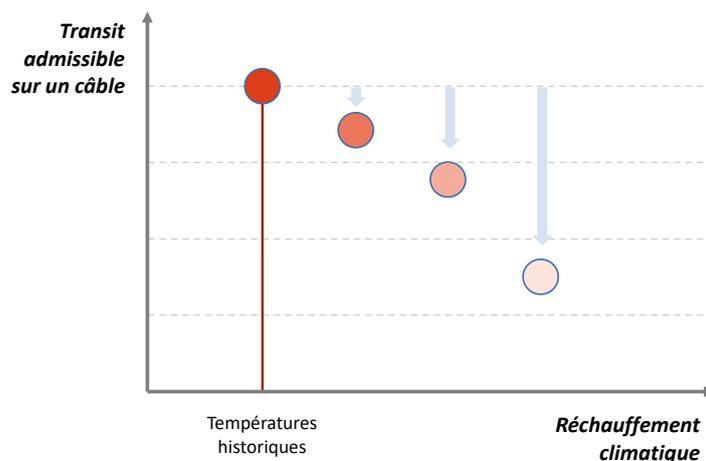


Illustration de l'évolution du transit sur une ligne en fonction de la température

¹ *Futurs énergétiques 2050* - GT1 référentiel climatique
<https://www.concerte.fr/content/actualit%C3%A9-de-la-commission-perspectives-syst%C3%A8me-et-r%C3%A9seau>

² *Futurs énergétiques 2050* – chapitre climat
https://assets.rte-france.com/prod/public/2022-06/FE2050%20Rapport%20complet_8.pdf

1.2 Déclinaison de la trajectoire de référence d'adaptation au changement climatique et aléas étudiés

Dans la continuité des travaux menés dans les *Futurs énergétiques 2050*, l'adaptation du réseau électrique a été identifiée comme un impératif pour les trajectoires du Schéma décennal de développement du réseau : **ce dernier doit constituer un véritable plan d'adaptation au changement climatique du réseau public de transport d'électricité.**

Le SDDR s'inscrit pleinement dans le cadre de la préparation du troisième plan national d'adaptation au changement climatique (PNACC), qui doit conduire l'ensemble des opérateurs publics, des collectivités territoriales et des acteurs économiques à (i) réaliser des analyses de vulnérabilité propres aux infrastructures et (ii) proposer des plans d'adaptation cohérents avec la stratégie nationale.

1.2.1 Scénario climatique de référence

Le troisième PNACC s'appuie sur une trajectoire de référence d'adaptation au changement climatique défini en 2023 par l'Etat (TRACC). Elle repose sur la poursuite des politiques d'adaptation existantes et conduit à un réchauffement mondial 2100 de +3°C en 2100 par rapport à l'ère pré-industrielle (soit +4°C en moyenne en France métropolitaine).

L'intégration de la TRACC dans les différents référentiels climatiques n'est pas encore finalisée. C'est notamment le cas des référentiels de Météo France, qui font partie des référentiels utilisés par RTE.

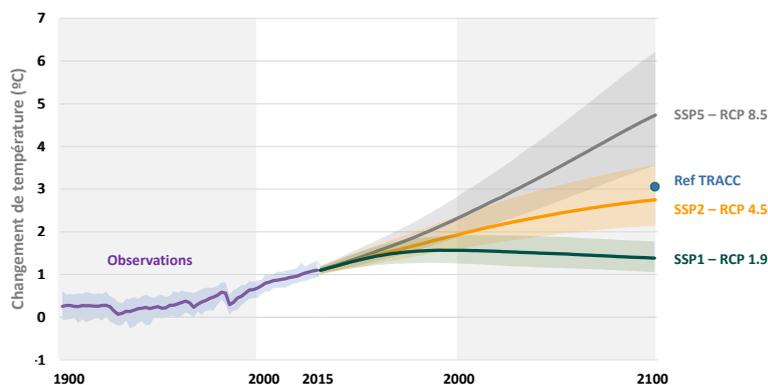
Néanmoins, la TRACC s'inscrit dans l'enveloppe des scénarios climatiques étudiés par RTE dans les *Futurs énergétiques 2050*. Elle est notamment très proche du scénario RCP 4.5.

Dans ce contexte, RTE propose de retenir comme trajectoire de référence pour le SDDR le scénario climatique RCP 4.5, en raison de sa proximité avec le cadre de la TRACC.

En complément, RTE propose d'analyser les besoins d'adaptation du réseau au scénario RCP 8.5.

Cette analyse de sensibilité est motivée par la durée de vie de ces infrastructures (par exemple 85 ans pour une liaison aérienne et 70 ans pour un transformateur de puissance) et la dynamique du renouvellement du réseau. Il n'est matériellement pas possible de procéder à une ré-adaptation de l'ensemble des infrastructures dans un temps limité.

Dans ce contexte, il semble prudent d'étudier les risques de dégradation de service associés aux choix entre les scénarios climatiques et de les mettre en regard du coût d'adaptation du réseau.



Evolution des températures de surface à l'échelle mondiale par rapport à 1850-1900

1.2.2 Aléas climatiques et phénomènes naturels étudiés

Chaque aléa climatique ou phénomène naturel présente des risques différenciés pour le réseau, en fonction de sa fréquence, de son intensité ou de sa localisation.

Pour préparer le plan d'adaptation au changement climatique, RTE propose de concentrer les analyses sur les aléas les plus structurants pour le réseau :

- ceux en lien avec la **hausse des températures (canicules, incendies et sécheresses)** pour les lignes aériennes et souterraines : par exemple, des canicules similaires à celle de 2003 pourraient être observées tous les 2 à 3 ans d'ici 2050 selon Météo-France ;
- ceux en lien avec les **inondations (submersion marine et érosion du trait de côte, ruissellement et coulées de boues, débordement de rivières)** pour les postes électriques : la tempête Alex en 2021 et les inondations de novembre 2023 et de janvier 2024 dans le nord en sont des illustrations récentes. Les analyses sur les inondations sont menées avec la Caisse centrale de réassurance (CCR) ;
- ceux en lien avec les **tempêtes** pour les lignes aériennes : les tempêtes Lothar et Martin en 1999 ont montré l'importance du bon dimensionnement du réseau aux tempêtes. Le programme de sécurisation mécanique mis en œuvre par RTE à la suite de ces tempêtes a apporté une réponse à cet enjeu. D'une durée de quinze ans pour un montant de 2,7 Md€, il assure actuellement la résistance du réseau à des vents de 180 km/h et limite l'effet cascade pour faciliter les interventions des équipes de maintenance en cas de dommages sur le réseau. Il a montré son efficacité lors du passage des tempêtes Ciaran et Domingos en 2023³.

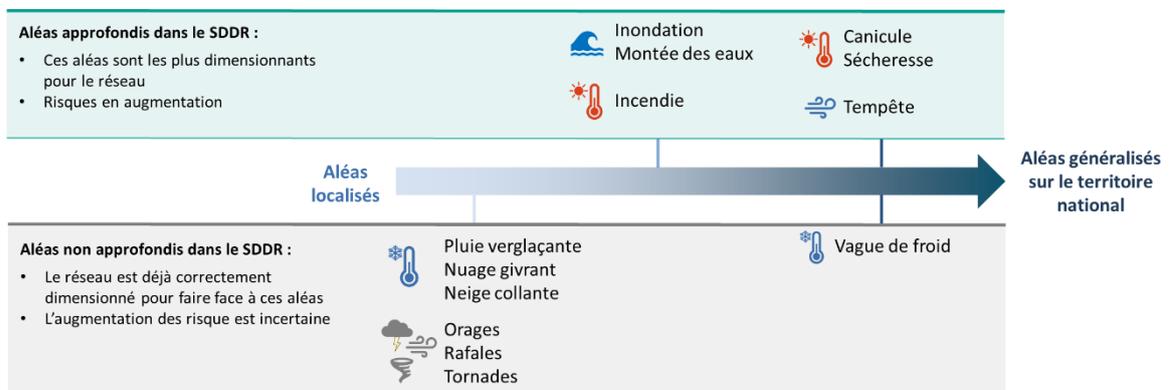


Illustration des aléas approfondis dans le SDDR

³ 25 liaisons électriques et 3 postes électriques exploités par RTE ont été endommagés par les tempêtes Ciaran et Domingos (novembre 2023), contre de l'ordre de 600 liaisons endommagées lors des tempêtes de 1999.

1.3 Rythme d'adaptation au changement climatique

L'ampleur des besoins associés à l'adaptation au changement climatique n'est pas la même selon qu'elle concerne les infrastructures neuves ou le réseau existant.

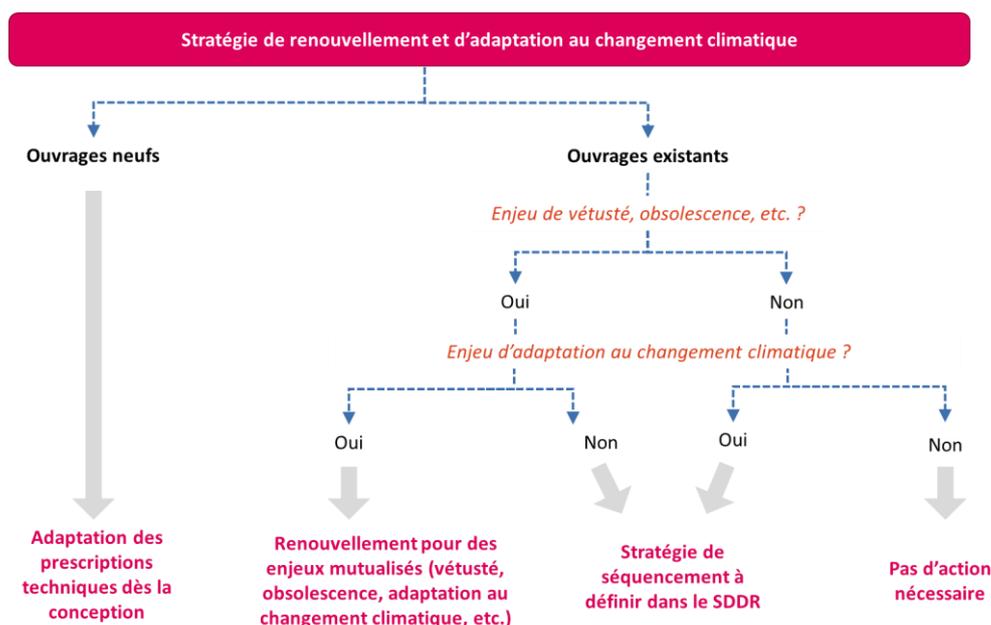
Pour les nouveaux ouvrages, l'enjeu porte sur l'évolution des prescriptions techniques (localisation de l'ouvrage, dimensionnement, etc.).

Pour le réseau existant, l'interaction entre l'adaptation au changement climatique et les politiques de renouvellement (pour obsolescence ou vétusté) est très forte.

Dans le SDDR de 2019, RTE avait mis en évidence la nécessité d'engager un programme industriel de renouvellement du réseau existant, plus âgé qu'ailleurs en Europe : à titre d'exemple, l'âge moyen des liaisons aériennes est aujourd'hui d'environ 55 ans et 20% d'entre elles ont plus de 70 ans. Mécaniquement, ce programme de renouvellement offre des opportunités de synergies avec le besoin d'adaptation au changement climatique.

RTE propose de :

- définir une politique de renouvellement priorisé : les ouvrages qui combinent les enjeux de vétusté, d'obsolescence et d'adaptation au changement climatique doivent être renouvelés en priorité ;
- préciser les interactions avec les besoins de raccordement et de transformation de la structure du réseau : le programme doit prioriser les ouvrages les plus « chargés » ;
- identifier des mesures transitoires dans l'attente de l'adaptation structurelle du réseau ;
- soumettre des stratégies différenciées pour le plan d'adaptation au changement climatique (différents panels de solutions techniques, différentes dates-cibles, etc.) : l'effort financier et les risques de perte de service ne sont pas les mêmes pour une adaptation complète à 2050 et à 2100.



Cadre de stratégies pour l'adaptation au changement climatique et le renouvellement dans le SDDR

Question B1 – Scénarios climatiques

Dans le SDDR, RTE présentera un plan d'adaptation au changement climatique fondé sur un scénario de référence et complété d'analyses de sensibilité.

Le plan sera centré sur les aléas climatiques et les phénomènes naturels les plus dimensionnants pour le réseau : hausse des températures pour les lignes, inondations pour les postes électriques. Dans les référentiels climatiques existants, le scénario RCP 4.5 est le plus proche de la trajectoire définie par l'Etat (TRACC) et sera donc utilisé comme référence. Le scénario RCP 8.5 sera utilisé pour les analyses de sensibilité, afin d'identifier les cas pour lesquels une adaptation sur ce scénario climatique pourrait s'avérer pertinente d'un point de vue technique et économique.

RTE entend adosser son plan d'adaptation au changement climatique au programme de renouvellement du réseau. Ce dernier priorisera ainsi les ouvrages qui combinent plusieurs facteurs : âge, sensibilité du milieu naturel (par exemple zones de corrosivité), nécessité d'un redimensionnement au titre des besoins de renforcement du réseau, besoin d'adaptation au changement climatique. Plus l'adaptation sera rapide, plus la qualité de service pourra être maintenue, mais plus l'effort financier sera important sur le début de période.

- **Selon vous, quelles informations doivent être publiées pour la trajectoire de référence et les analyses de sensibilité ? Avez-vous des priorités à suggérer ?**
- **Disposez-vous d'éléments à porter à connaissance de RTE ?**

2 Scénarios production - consommation et variantes d'études

2.1 Scénario d'atteinte des objectifs publics

La planification du réseau doit répondre aux objectifs fixés par les pouvoirs publics sur l'accélération de la décarbonation et le renforcement de la souveraineté par la réindustrialisation. En effet, aujourd'hui, 60% de l'énergie consommée en France est importée et constituée majoritairement d'énergies fossiles. La part de l'électricité dans la consommation énergétique est de 27%. Le système électrique en France est compétitif au niveau européen et les exports d'électricité améliorent la balance commerciale de la France.

Les intentions du Gouvernement en matière de stratégie énergétique sont aujourd'hui claires. Elles font suite au discours du Président de la République à Belfort en février 2022 et ont été publiées en novembre 2023 dans le projet de Stratégie française pour l'énergie et le climat (SFEC). Ce projet liste des objectifs envisagés pour chaque filière. La publication de ce document fait suite à une concertation nationale sur le mix énergétique menée par le Gouvernement du 20 octobre 2022 au 22 janvier 2023, à des groupes de travail spécifiques pilotés par des parlementaires entre le printemps et l'automne 2023, en plus du travail technique réalisé par RTE pour le Bilan prévisionnel pour le volet électricité.

Au-delà des enjeux de décarbonation de l'économie, l'objectif d'électrification des usages participe pleinement du renforcement de la souveraineté énergétique et industrielle de la France et de la réduction de la facture énergétique (en réduisant la dépendance aux imports d'hydrocarbures).

Le Parlement ne s'est pas prononcé sur les objectifs de politique énergétique, mais a voté deux lois d'accélération sur les piliers de la production d'électricité - le nucléaire (loi de juin 2023) et les renouvelables (loi de mars 2023) - et une loi sur la réindustrialisation (loi d'octobre 2023).

Il n'est plus possible pour RTE de retarder la mise à jour de la stratégie d'évolution du réseau public de transport d'électricité : les perspectives d'accélération nécessitent de prendre des décisions engageantes sur la période 2025 – 2030 et de disposer au préalable d'une stratégie d'ensemble validée.

Pour la préparation du SDDR, RTE doit donc se fonder sur l'actualisation la plus récente des objectifs du Gouvernement, c'est-à-dire le projet de SFEC. Il correspond globalement au scénario A-référence du Bilan prévisionnel 2023. En conséquence, RTE propose de retenir ce scénario comme référence technique.

Pour les autres pays européens, ce scénario s'appuiera par ailleurs sur les différents documents de programmation des Etats (en particulier les premières mises à jour publiées à partir de mi-2023 sur le site de la Commission européenne).

Question B2 – Cadrage des scénarios de mix production – consommation et variantes

Le SDDR présentera les besoins de transformation du réseau fondés sur l'atteinte des objectifs publics tels qu'ils sont formulés à date dans le projet connu de Stratégie française pour l'énergie et le climat (SFEC) présenté en novembre 2023. Ce projet de SFEC est globalement cohérent avec le scénario A-référence du Bilan prévisionnel 2023 de RTE, lequel sera donc utilisé comme scénario d'atteinte des objectifs publics.

- **Partagez-vous cette approche (scénario A-ref, cohérent avec la SFEC, comme scénario d'atteinte des objectifs publics) ?**

2.2 Principes retenus pour les choix de localisation

Les parties 3, 4 et 5 du présent document décrivent les hypothèses de localisation dans le scénario d'atteinte des objectifs publics. Elles portent respectivement sur la consommation d'électricité, la production et le stockage d'électricité, et enfin les interconnexions.

La consultation publique vise à consolider ces hypothèses. Les réponses doivent être assorties d'éléments quantifiés et précis dans le but de consolider le scénario et de réaliser des études de réseau les plus cohérentes possibles avec les dynamiques territoriales.

Les propositions de localisation se sont appuyées sur plusieurs documents programmatiques de politique énergétique publiés à différentes échelles (nationale et régionale) :

- Le volet électricité du plan **France nation verte** publié par le Secrétariat général à la planification écologique et le projet de **Stratégie française pour l'énergie et le climat** (SFEC), dont les hypothèses de localisation – lorsqu'elles existent – sont reprises dans le scénario d'atteinte des objectifs du SDDR ;
- les **Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables** (S3REnR), qui ont, pour une large majorité, été mis à jour entre 2022 et 2023 ;
- les **Documents stratégiques de façade** (DSF), qui visent à établir une stratégie de développement des activités de chaque façade maritime, dont les zones d'implantation de futurs parcs éoliens en mer, et dont la mise à jour fait actuellement l'objet de débats sous l'égide de la Commission nationale du débat public ;

Le choix de localisation s'appuie par ailleurs sur les **demandes de raccordement** reçues par RTE.

Enfin, le droit communautaire prévoit que les schémas de développement nationaux soient élaborés de manière cohérente avec les documents de planification européenne :

- le **Ten-year network development plan** (TYNDP) est réalisé tous les deux ans par le réseau européen des gestionnaires de réseau de transport (ENTSO-E). Il présente les grands projets d'infrastructures des différents gestionnaires de réseau de transport d'électricité et identifie les opportunités de nouvelles capacités d'interconnexion avec les pays voisins (d'ici à 2040 dans sa dernière version publiée en mai 2023). Le TYNDP permet d'identifier les projets d'intérêt commun pour l'Union européenne, qui sont les seuls à pouvoir bénéficier de financement européen (projets d'intérêt communautaires) ;

- **l'Offshore network development plan** (ONDP) a été publié pour la première fois par ENTSO-E en janvier 2024. Il s'agit d'un volet du TYNDP dédié aux enjeux de développement des réseaux en mer. Il identifie notamment les possibilités d'hybridation entre les interconnexions et les parcs éolien en mer et les opportunités de coordination sur les zones de fortes implantations de parcs éoliens en mer.

2.3 Variantes

Le SDDR 2024 comportera des variantes. Elles permettent de se représenter l'évolution du réseau selon d'autres scénarios, qui reflètent d'autres chemins possibles pour la transformation du système électrique. Dans un scénario donné, elles constituent également un outil d'analyse des différents choix de localisation et de leur impact sur les besoins d'investissement.

En pratique, ces variantes seront utilisées pour *(i) identifier des priorités* pour l'évolution du réseau public de transport d'électricité et les possibles mutualisations entre besoins, *(ii) justifier les propositions de choix techniques relatifs au dimensionnement des infrastructures* (qu'il s'agisse de flexibilités ou d'ouvrages de réseau) et *(iii) définir un volume d'investissements sans regret*.

De façon plus précise, RTE entend réaliser les variantes suivantes :

- **Cadre macro-économique** : RTE propose des analyses sur différents cadres macro-économiques allant d'un cadre favorable (scénarios A et B du Bilan prévisionnel) à un contexte plus adverse (scénario C). Elles permettront d'identifier la sensibilité des trajectoires d'investissements aux différents paramètres économiques et d'analyser les leviers de résilience permettant de sécuriser un socle d'investissements.
- **Scénario production-consommation** : RTE prévoit des analyses sur différents scénarios de mix et de consommation (scénarios A et B Bilan prévisionnel). Notamment, le scénario B permet d'étudier les conséquences d'une consommation plus faible. Le choix des différents scénarios permet également d'analyser les conséquences d'un rythme plus lente dans le développement du parc de production plus lents en France (scénario B) et dans le reste de l'Europe. Ces variantes permettront d'identifier des priorités pour le développement du réseau et d'analyser les enjeux relatifs au dimensionnement du réseau (quel rythme ? quel dimensionnement pour limiter la multiplicité des ouvrages et des travaux sur les territoires ?).
- **Répartition géographique des moyens de production et impact des transformations de la consommation d'électricité sur le plan géographique** : les propositions de localisation sont décrites dans les parties 3 et 4. Elles permettront d'identifier le degré de sensibilité des besoins de réseaux ou de flexibilités à des hypothèses locales différentes.
- **Rythme de développement des projets d'interconnexions** : les projets d'interconnexion sont décrits dans la partie 5. Ces variantes permettront de rendre compte de l'influence des capacités d'échange sur la structure du réseau français.

	Scénario A « Accélération réussie » : compatible avec les orientations SFEC	Scénario B « Atteinte partielle »	Autres analyses de sensibilité
 Contexte macro-économique	Contexte favorable permettant l'atteinte des ambitions d'accélération		• Cadre macroéconomique dégradé dans un environnement international adverse (scénario C)
 Consommation	Electrification massive et rapide compatible avec les objectifs de réindustrialisation et Fit-for-55	Consommation plus faible (retard dans l'électrification, l'efficacité et la sobriété)	• Différentes répartitions géographiques de la consommation d'électricité pour l'industrie et la production d'hydrogène
 Nucléaire	Trajectoires compatibles avec les objectifs publics	Retard sur la mise en service des nouveaux EPR	• Différentes localisations des réacteurs nucléaires nouveaux (au-delà des six premiers) et éventuellement fermés
 Energies renouvelables	Trajectoires compatibles avec les objectifs publics	Plus faible rythme de développement des EnR	• Développement accéléré des capacités solaires • Différentes localisations du développement des EnR
 Interconnexions	Mise en service des projets d'interconnexion déjà identifiés		• Rythme de développement prudent des interconnexions
 Europe	Atteinte des ambitions climatiques		• Retard sur les objectifs : électrification, H ₂ , EnR...

Cadre d'analyse des scénarios et des variantes

Question B3 – Cadrage des scénarios de mix production – consommation et variantes

Le SDDR présentera également des variantes. Celles-ci visent à identifier comment les besoins du réseau évoluent selon les trajectoires de transformation de l'ensemble du secteur énergétique. RTE entend ainsi étudier les scénarios B et C du dernier Bilan prévisionnel, qui constituent des trajectoires d'évolution plus lentes que dans un scénario d'atteinte des objectifs publics (croissance de la consommation moins rapide, développement des renouvelables moins poussé, situation internationale perturbée).

- **Partagez-vous cette approche (scénarios B et C comme variantes) ?**
- **Quelles sont les trois variantes qu'il vous semblerait prioritaire que RTE étudie dans le cadre du SDDR ?**

Le SDDR étudiera des variantes autour des rythmes industriels (accélération très rapide vs. accélération progressive) et le lien avec la sécurisation des chaînes d'approvisionnement.

- **Fournissez tout élément associé permettant de confirmer le réalisme des rythmes industriels (cf. questions C3 à C7).**
- **Selon vous, existe-t-il des variantes prioritaires sur les rythmes industriels ?**

3 Hypothèses sur la consommation d'électricité

3.1 Secteur de l'industrie et de la production d'hydrogène

Les perspectives de croissance de la consommation industrielle ont été décrites dans le Bilan prévisionnel, en particulier dans l'enseignement n°16 et dans le chapitre 2 publié en octobre 2023. Elles marquent une rupture par rapport aux années passées. Les questions relatives au rythme et à l'ampleur de la croissance de la consommation sont largement documentées dans le chapitre dédié à la consommation d'électricité.

Les émissions de CO₂ de l'industrie manufacturière en France s'élèvent aujourd'hui à environ 80 Mt d'équivalent-CO₂, soit un peu moins de 20% des émissions françaises. Elles se concentrent dans quelques zones géographiques, en particulier des zones industrialo-portuaires, où l'électricité représente moins d'un quart de la consommation finale d'énergie de l'industrie.

Dynamique actuelle

La décarbonation de l'industrie bénéficie d'un important soutien politique et plusieurs dispositifs ont contribué à mettre en place une dynamique d'électrification rapide (France relance, France 2030, loi industrie verte).

A cette dynamique de décarbonation s'ajoute une dynamique de réindustrialisation (développement d'usines par exemple pour la fabrication des batteries de véhicules électriques, fabrication de carburants de synthèse pour le transport maritime et aérien à partir d'hydrogène, etc.).

RTE constate que les demandes de raccordement sont aujourd'hui concentrées dans les bassins industriels historiques. Les réunions de concertation technique ont confirmé l'intérêt des industriels pour ces zones, qui bénéficient d'avantages (foncier, logistique, etc.).

Pour autant, le réseau actuel n'est pas adapté aux perspectives d'évolution de la consommation d'électricité dans toutes ces zones (même en appliquant un principe de prudence en raison de la concurrence observée sur certains projets de développement).

Pour contribuer à l'atteinte des objectifs de décarbonation et de réindustrialisation, RTE a donc engagé dès 2022 un travail sur la structure-cible du réseau dans les zones industrielles et fait évoluer, à droit constant, le cadre dédié aux raccordements de ses clients.

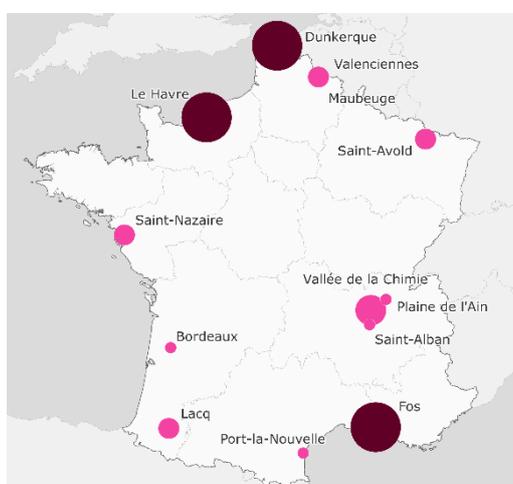
Pour chaque zone, ce travail conduit à optimiser l'infrastructure existante et future du réseau, concevoir des ouvrages mutualisés pour les différents besoins et mettre en place une approche rapide par paliers successifs pour accompagner les dynamiques propres à chaque territoire. En complément de ces évolutions sur le plan technique, un travail est mené avec l'Etat, les territoires et la Commission de régulation de l'énergie pour adapter le cadre réglementaire et régulateur du raccordement et simplifier les procédures d'autorisation.

Dans les zones de Dunkerque, de Fos-sur-Mer et du Havre, les structures-cibles sont identifiées et les projets d'infrastructures font actuellement l'objet de concertations. Leur mise en service est prévue entre 2028 et 2030, en cohérence avec les demandes formulées par les industriels.

Le travail est répliquable et a été lancé dans la plupart des zones retenues par l'ADEME au titre de l'appel à projets relatif aux zones industrielles bas carbone (ZIBAC) ainsi que dans d'autres zones parmi les cinquante sites industriels fortement émetteurs et faisant l'objet d'une dynamique importante en matière de demandes de raccordement, notamment à Saint-Avold, Saint-Nazaire, Lacq, Bordeaux, Valenciennes, Maubeuge, Port-la-Nouvelle et autour de Lyon.

Hypothèses et études dans le SDDR

Dans le SDDR, l'hypothèse retenue pour le scénario d'atteinte des objectifs est celle d'une concentration de la croissance de la consommation d'électricité industrielle dans les zones industrielles existantes. RTE souhaite disposer de la meilleure visibilité possible sur les perspectives de développement dans ces zones pour être en mesure d'identifier des stratégies de développement adaptées à court, moyen et long terme.



Zones industrielles faisant l'objet d'une croissance de la consommation d'électricité d'ici 2040

Des analyses de sensibilité seront réalisées, en particulier, sur les électrolyseurs.

Ces variantes concerneront d'une part le niveau de développement de cette filière nouvelle, dont les projets et trajectoires sont aujourd'hui fortement volontaristes.

Elles porteront d'autre part sur leur niveau de flexibilité, qui peut représenter un levier pour limiter les contraintes sur les réseaux (en plus de la valeur apportée pour l'optimisation de l'équilibre offre-demande d'électricité à moyen terme, telle que mise en évidence le Bilan prévisionnel 2023). Ce potentiel de flexibilité ne se reflète aujourd'hui pas dans la majorité des demandes de raccordement des électrolyseurs. De ce fait, RTE a commencé à proposer aux électrolyseurs des raccordements à moindre coût sous réserve d'un engagement de flexibilité.

RTE souhaite s'appuyer sur les analyses technico-économiques du SDDR pour pousser cette logique et continuer à adapter les formules de raccordement. Cette démarche est présentée dans le document C de la consultation publique et complète les concertations en cours sur l'évolution de la documentation technique pour le raccordement au réseau.

La flexibilité est par ailleurs l'un des enjeux clés identifiés dans l'étude RTE-GRTgaz de 2023, dont les analyses montrent que le principal intérêt des infrastructures dédiées de transport d'hydrogène sera de connecter les bassins hydrogène avec des stockages salins, de manière à permettre aux électrolyseurs de moduler leur consommation d'électricité dans le temps.

Cette étude avait par ailleurs identifié que des optimisations du système hydrogène-électricité dans son ensemble pouvaient être envisagées à long terme (en évitant ou reportant des renforcements du réseau électrique) selon le choix de localisation de ces électrolyseurs (notamment en dehors des zones de consommation d'hydrogène, qui sont en général des zones de forte consommation d'électricité). L'étude avait toutefois montré que l'enjeu économique global était relativement limité selon les hypothèses considérées (la contrepartie des renforcements du réseau électrique évités étant de nouvelles canalisations de transport d'hydrogène) et dépendant des configurations locales.

Question B4 – Hypothèses de localisation - secteur industriel et production d'hydrogène

Pour le secteur industriel, les besoins de réseau seront identifiés en adoptant le même type de démarche que celle retenue dans les zones de Dunkerque, de Fos-sur-Mer et du Havre Port-Jérôme.

Pour déterminer les besoins de réseau nécessaires à la décarbonation et au développement de l'industrie, RTE se fondera sur deux types d'information : (i) celles remontées par les industriels dans le cadre de leurs demandes individuelles de connexion au réseau ou de leurs fédérations professionnelles, (ii) celles remontées par les acteurs de l'aménagement du territoire.

A défaut d'information complémentaire, RTE fondera sa stratégie sur les informations connues et reposant sur des justifications précises à date dans les zones de Valenciennes, Maubeuge, Saint-Avoid, Saint-Nazaire, Bordeaux, Lacq, autour de Lyon (vallée de la chimie, la plaine de l'Ain, Saint-Alban) et Port-la-Nouvelle. RTE considèrera comme prioritaires tous les projets s'inscrivant dans les zones identifiées dans le cadre de la présente consultation publique (voir questions A1, C2, C13, C14 et C15 sur les projets prioritaires).

- **Fournissez tout élément permettant de consolider les hypothèses en volume pour les zones, et d'attester le degré de maturité des projets.**

Question B5 – Hypothèses de localisation - secteur industriel et production d'hydrogène

RTE propose de réaliser des analyses sur le lien entre le dimensionnement du réseau et la flexibilité des électrolyseurs. Partagez-vous cette proposition ? Quels éléments pouvez-vous partager pour paramétrer les hypothèses de flexibilité (fonctionnement en bande, modulation ponctuelle pour l'équilibre offre-demande, modulation pour les contraintes de réseau) ?

- **Fournissez tout élément permettant d'attester des possibilités de mise en œuvre de cette flexibilité ou des impossibilités.**
- **Dans la continuité des conclusions de l'étude RTE-GRTgaz, pensez-vous qu'il soit pertinent d'évaluer l'impact de localisations différentes des électrolyseurs, notamment de manière à optimiser son impact pour le réseau électrique (par exemple : en mer proche des parcs éoliens en mer, à proximité de grands parcs renouvelables terrestres, en dehors des zones contraintes pour le réseau électrique, etc.) ?**
- **Disposez-vous d'éléments pour étayer l'analyse (par exemple : hypothèses de coût des infrastructures de transport d'hydrogène en mer, localisation spécifique pertinente) ?**

3.2 Secteur des transports

Les perspectives d'évolution de la consommation du secteur des transports sont décrites dans le Bilan prévisionnel, en particulier dans l'enseignement n°20 et dans le chapitre 2.

Mobilité légère

L'étude menée par RTE et l'AVERE et publiée en mai 2019 a documenté de manière précise la question de l'insertion des véhicules dans le système électrique. L'impact sur le réseau de transport d'électricité avait ensuite été analysé dans le SDDR 2019, qui avait mis en évidence un enjeu de deuxième ordre pour l'insertion de la mobilité légère électrique. Enfin, plus spécifiquement, l'impact sur les réseaux de transport et de distribution associés à la recharge des véhicules légers électrique sur autoroutes (en stations-services) a ensuite fait l'objet d'une étude conjointe menée par RTE et Enedis et publiée à l'été 2021.

Cette dernière avait notamment conclu que (i) l'adaptation des réseaux électriques au développement de la mobilité électrique était concentrée sur le besoin de raccordement des stations de recharge (impact limité sur la structure du réseau de transport), (ii) ces raccordements étaient de second ordre dans les trajectoires d'investissements de chaque opérateur, et (iii) 80% des coûts correspondent à des investissements dans le réseau de distribution.

Les dernières perspectives de croissance du parc de véhicules électriques légers ne semblent pas être de nature à modifier ce diagnostic. RTE propose de mettre à jour ces trajectoires dans le cadre du SDDR et de les prolonger à l'horizon 2040.

Mobilité lourde (camions, bus)

La principale inflexion intervenue au cours des dernières années porte sur l'électrification de la mobilité lourde : celle-ci apparaît désormais comme un des principaux leviers de décarbonation du transport routier de marchandises (camions) et pour le transport collectif de voyageurs (bus), ce qui se reflète dans les perspectives de certains acteurs du secteur (notamment les constructeurs de poids lourds) ainsi que dans les réglementations européennes et nationales.

Pour la mobilité routière lourde, l'impact sur le réseau public de transport d'électricité peut être plus significatif que dans le cas de la mobilité légère, en particulier pour l'installation de stations de recharge dans les entrepôts logistiques, les dépôts de bus, ou sur les aires d'autoroute (en complément de celles pour les véhicules légers). Les réunions techniques de concertation n'ont toutefois pas permis d'identifier de perspectives claires pour la localisation de ces infrastructures. Une électrification des sites existants semble être la piste privilégiée. Les acteurs sont invités à partager toute information consolidée sur ce type de projets dans le cadre de la consultation publique.

Ferroviaire, aérien et maritime

Les perspectives de décarbonation des secteurs aérien et maritime sont liées à la fabrication des carburants de synthèse (dérivés de l'hydrogène). Elles sont intégrées à celles d'évolution de la consommation du secteur de l'industrie et de la production d'hydrogène (partie 3.1).

Pour le secteur ferroviaire, l'impact pour le réseau ne semble pas majeur au regard des perspectives de croissance décrites dans le Bilan prévisionnel et du dimensionnement actuel du réseau.

Question B6 – Hypothèses de localisation - secteur des transports

RTE prévoit d'actualiser les analyses sur les besoins d'évolution du réseau documentés dans l'étude RTE-Enedis publiée en 2021.

En première approche, le développement de la mobilité lourde semble avoir un impact plus significatif sur le réseau de transport d'électricité que le développement de la mobilité légère.

Cet impact est sensible à la localisation des centres de recharge (hubs et centres logistiques).

- **Identifiez-vous des besoins d'analyses complémentaires ?**
- **Fournissez tout élément relatif au développement de la mobilité lourde (localisation de dépôts, électrification d'entrepôts logistiques, recharge en itinérance).**

3.3 Secteur numérique

Le développement des *data centers* se situe aujourd'hui au croisement de nombreuses préoccupations sociétales : souveraineté numérique, aménagement du territoire, gestion du foncier, consommation d'énergie et d'eau, numérique responsable.

L'augmentation de la consommation électrique en France associée à ces centres de données paraît aujourd'hui très probable. Dans le Bilan prévisionnel, il s'agit de la principale source d'augmentation de consommation d'électricité dans le secteur tertiaire.

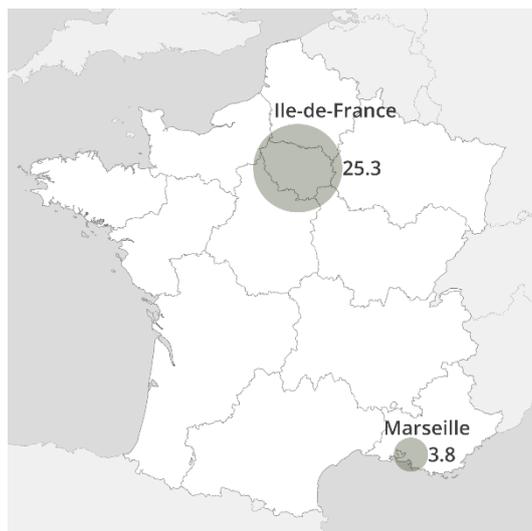
Ces perspectives sont crédibilisées par la croissance très forte des demandes de raccordement de *data centers* (de l'ordre de 8 GW de puissance demandée). Ces demandes sont concentrées en Ile-de-France et à Marseille (et dans une moindre mesure dans le Nord). L'hypothèse retenue est donc celle d'une concentration du développement de la consommation liée aux *data centers* dans ces zones.

Un principe de prudence a néanmoins été appliqué sur le rythme effectif de ce développement. Les réunions techniques de concertation ont mis en évidence une concurrence des opérateurs pour l'accès au foncier et le caractère volontariste des porteurs de projet dans le dimensionnement de ces centres (la puissance cible peut être surdimensionnée ou, en tout cas, mettre plusieurs années à être atteinte). *In fine*, le volume effectif de hausse reste incertain et dépendra également de l'application de mesures de sobriété sur la consommation des données à plus long terme.

Comme pour l'industrie, la forte concentration géographique des projets de *data centers* s'accompagne d'un phénomène de saturation des réseaux. Cette situation est observée dans d'autres pays européens (Allemagne, Pays-Bas, Irlande).

Les besoins des *data centers* sont dès lors susceptibles d'entrer en conflit d'usage avec d'autres besoins liés au développement économique ou à l'électrification de la mobilité. A titre d'exemple, les élus de la ville de Marseille ont exprimé leurs réticences à voir se poursuivre le développement des *data centers* dans les quartiers nord de la ville (où se concentraient initialement les projets), en raison des besoins de renouvellement urbain et d'électrification des navires à quai.

Au cours de la réunion technique de concertation en Ile-de-France, le raccordement des *data centers* a été l'un des principaux points de discussion. Elle a porté (i) sur les zones d'implantation des *data centers* et (ii) sur le dimensionnement du réseau. Sur le premier point, une réflexion a été engagée avec les acteurs institutionnels et économiques pour l'identification de zones propices. Sur le deuxième point, RTE a engagé des concertations relatives à l'évolution du cadre de raccordement. En complément de ces concertations, le SDDR vise à identifier si les perspectives en matière de saturation et de développement du réseau doivent conduire à une évolution plus approfondie du cadre de raccordement. Des éléments sont présentés dans le document C de la consultation publique.



Zones concentrant les principaux projets de data centers et hypothèses de consommation d'électricité (en TWh) à 2040

Question B7 – Hypothèses de localisation - secteur numérique

RTE constate une très forte hausse des demandes de raccordement des *data centers*. Ces demandes ont toujours un impact sur la structure du réseau 400 kV. L'hypothèse retenue est celle d'une concentration de la consommation des data centers en Ile-de-France et au nord de Marseille, en cohérence avec la localisation des demandes de raccordement actuelles.

- **Fournissez tout élément permettant d'attester de la maturité des projets identifiés.**

La localisation effective des projets de *data centers*, leur niveau de puissance effective, leur rythme effectif de montée en charge sont des données clé pour identifier les besoins d'évolution de l'infrastructure. Faute d'avoir été correctement planifié, le développement des *data centers* est actuellement bloqué dans certains pays européens via des moratoires spécifiques.

- **Ce point a été largement débattu lors d'une réunion technique en Ile-de-France. Il renforce le besoin de fiabiliser les demandes de raccordement. Ce point est détaillé à la question C9.**

3.4 Impacts des actions d'efficacité énergétique

Si la dynamique d'amélioration des performances des équipements (électroménager, moteurs, procédés industriels) est déjà engagée depuis plusieurs années à travers leur renouvellement « naturel », celle sur la rénovation thermique des bâtiments est plus difficile à infléchir.

L'efficacité énergétique de manière générale constitue pour autant l'un des quatre leviers nécessaires pour atteindre les objectifs climatiques et de souveraineté énergétique à l'horizon 2035 dans le Bilan prévisionnel de RTE.

Le SDDR s'appuie sur une trajectoire de réduction des consommations unitaires des équipements ainsi que de mise en œuvre de politiques publiques volontaristes (rénovation thermique des bâtiments, réglementation sur la construction neuve, dispositif « éco-énergie tertiaire », utilisation privilégiée des pompes à chaleur).

Question B8 – Hypothèses - efficacité énergétique

L'efficacité énergétique est identifiée comme l'un des quatre leviers essentiels pour l'atteinte des objectifs publics dans le Bilan prévisionnel 2023. Pour le dimensionnement du réseau, l'enjeu peut porter sur la progression de ce levier notamment dans les secteurs de l'industrie (dont la consommation est fortement haussière dans certaines zones) voire de la mobilité lourde (en lien avec le dimensionnement des hubs de recharge) plus marginalement dans les grandes métropoles pour les secteurs tertiaire et résidentiel.

- **Indiquez vos priorités pour l'analyse et fournissez tout élément permettant d'appuyer et de préciser les études de RTE**

3.5 Impacts des actions de sobriété énergétique

Dans les *Futurs énergétiques 2050*, RTE a dédié un scénario au rôle que pourrait avoir la sobriété dans l'atteinte de la neutralité carbone. Ces travaux ont permis d'identifier plusieurs leviers de sobriété par secteur d'activité (habitat, travail et commerce, déplacements, activité industrielle, etc.). Ces leviers sont détaillés dans le chapitre 3 des *Futurs énergétiques 2050*⁴.

Les analyses ont pu montrer que les configurations de sobriété permettent de réduire la croissance des investissements dans les réseaux (sans l'annuler) dans tous les scénarios étudiés.

Dans les scénarios du Bilan prévisionnel 2023, la sobriété est l'un des quatre leviers essentiels pour atteindre les objectifs climatiques et de souveraineté énergétique à l'horizon 2035.

⁴ *Futurs énergétiques 2050* – chapitre consommation

[https://assets.rte-france.com/prod/public/2022-06/FE2050%20 Rapport%20complet_3.pdf](https://assets.rte-france.com/prod/public/2022-06/FE2050%20Rapport%20complet_3.pdf)

Le SDDR s'appuie sur la trajectoire de sobriété du Bilan prévisionnel dite « des gestes simples » qui repose notamment sur une pérennisation d'une partie des comportements observés au cours de l'hiver 2022-2023 dans le résidentiel et le tertiaire. En complément, le SDDR prévoit d'étudier la sensibilité à une sobriété « sociétale », plus ambitieuse, s'appuyant sur des ruptures profondes des modes de vie, de consommation et de production en s'appuyant sur les trajectoires proposées dans le projet de Stratégie française énergie climat.

Au-delà de l'enjeu déjà bien identifié de la sobriété sur le niveau de consommation, il s'agit d'évaluer les leviers qu'elle permet de dégager pour le réseau, aussi bien en termes d'investissement que de besoins matériels (par exemple en lien avec l'analyse environnementale sur la consommation de ressources évoquée en partie 7.1).

Question B9 – Hypothèses - sobriété

La sobriété est identifiée comme l'un des quatre leviers essentiels pour l'atteinte des objectifs publics dans le Bilan prévisionnel 2023. L'étude du scénario sobriété des *Futurs énergétiques 2050* a montré l'effet de cette trajectoire de consommation sur le développement du réseau.

Au-delà des enjeux en matière de trajectoires d'investissements, l'analyse environnementale présentera le lien entre sobriété et consommation de ressources minérales (matrice de criticité présentée dans les *Futurs énergétiques 2050*).

- **Indiquez vos priorités et fournissez tout élément permettant d'approfondir ces analyses.**

4 Hypothèses sur la production et le stockage d'électricité

4.1 Nucléaire

Le parc nucléaire en exploitation comporte aujourd'hui 18 centrales composées de 56 réacteurs, pour une puissance totale installée de 61,3 GW. Il doit être prochainement complété avec la mise en service de l'EPR de Flamanville. Les enjeux en matière d'équilibre offre-demande sur le nucléaire ont été décrits dans le Bilan prévisionnel (enseignement n°6).

Le projet de Stratégie française énergie-climat prévoit notamment la poursuite du fonctionnement du parc nucléaire au-delà des cinquante ans et soixante ans d'exploitation (sous conditions de pouvoir assurer le niveau de sûreté requis) et le lancement d'un nouveau programme de réacteurs nucléaires. A cet écart, le Gouvernement soutient le développement de projets de construction de deux réacteurs EPR 2 sur les sites de Penly, Gravelines et Bugey. Pour ces projets, le conseil d'administration d'EDF doit prendre une décision finale d'investissement fin 2024. Le projet de SFEC prévoit également l'atteinte d'un premier béton d'un petit réacteur modulaire (SMR) et le lancement d'un prototype de technologie différente à l'horizon 2030.

Réacteurs existants

En cohérence avec le projet de SFEC, RTE retient la poursuite du fonctionnement de l'ensemble des réacteurs nucléaires au-delà des cinquante ans d'exploitation. Il s'agit d'une hypothèse importante pour le dimensionnement du réseau public de transport d'électricité, en particulier dans le contexte du développement de nouveaux réacteurs nucléaires sur les sites de production existants.

La réalisation de cinquièmes visites décennales – qui concernera 31 réacteurs de 900 MW et 13 réacteurs de 1300 MW d'ici 2040 – permettra à l'ASN de se prononcer sur la poursuite effective du fonctionnement des réacteurs du parc au regard des enjeux de sûreté. Sous l'hypothèse d'une prolongation de tous les réacteurs au-delà de 50 ans, un premier réacteur pourrait rencontrer son sixième réexamen périodique en 2040 (avant trois autres l'année suivante⁵).

Des analyses de sensibilité seront réalisées pour identifier la sensibilité de la structure du réseau cible aux éventuelles évolutions du parc nucléaire (variantes avec d'éventuelles fermetures de réacteurs).

Nouveaux réacteurs

Au-delà de la construction de six réacteurs EPR2 par EDF, le projet de SFEC prévoit ainsi le lancement d'études en vue de la réalisation d'au moins 13 GW nucléaires supplémentaires, correspondant à huit EPR2.

La structure du réseau adaptée à une telle évolution du parc nucléaire doit être définie entre 2025 et 2030 : **tous les projets de nouveaux réacteurs auront un impact sur le réseau public de transport d'électricité, notamment dans le contexte de la poursuite du fonctionnement de l'ensemble des réacteurs existants.** Les besoins d'infrastructures diffèrent néanmoins d'un site à l'autre et ne sont pas uniquement liés au développement de nouveaux réacteurs.

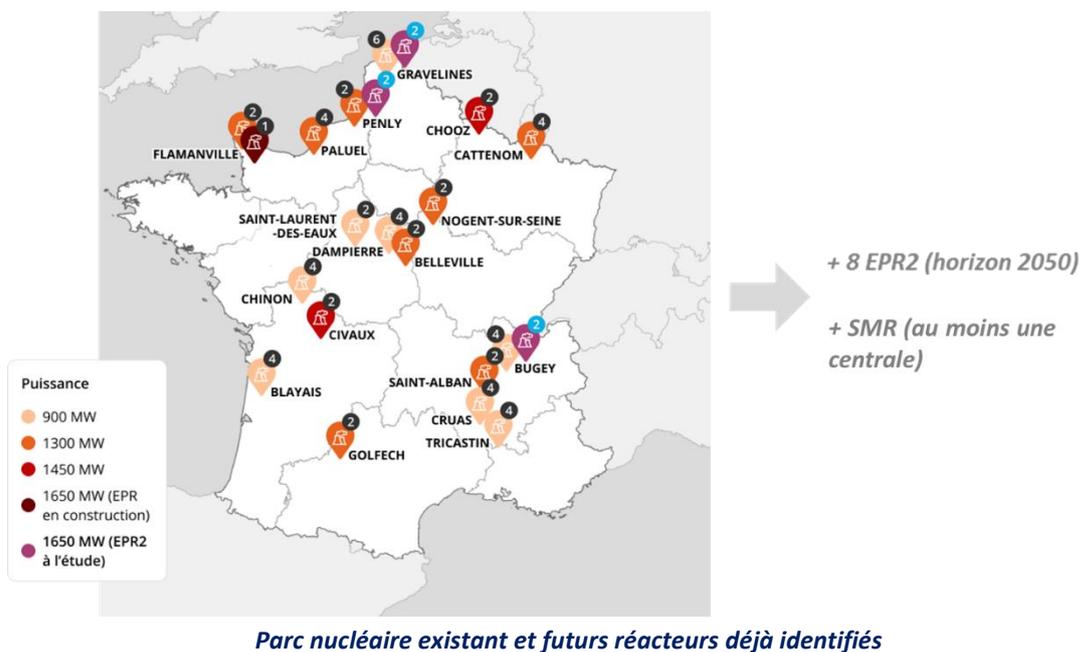
⁵ En pratique, le début d'arrêt pour visite décennale peut survenir l'année précédente selon les cas.

Les sites de Penly, Gravelines et Bugey ont été identifiés pour accueillir les trois premières paires de réacteurs EPR 2 et les mises en service doivent être échelonnées à partir de 2035 selon le calendrier annoncé par EDF⁶. Les raccordements permettant d'intégrer ces nouveaux réacteurs au système électrique ainsi que les renforcements du réseau associés (en lien avec les autres enjeux, par exemple l'accueil des énergies renouvelables et la hausse de consommation) sont, en partie, déjà programmés : **le programme de nouveau nucléaire porté par EDF conduit, donc, dès les prochaines années, à des besoins de réseau.**

A ce titre, la Commission nationale du débat public a mené un débat public entre octobre et février 2023 et un processus de concertation continue se poursuit sous l'égide de trois garants pour les réacteurs du site de Penly et annoncé l'ouverture d'un débat public pour les réacteurs du site de Gravelines⁷.

Le projet de Stratégie française énergie-climat prévoit une décision d'investissement de la part d'EDF en 2026 pour la suite du programme. Les choix retenus auront un impact sur la structure du réseau 400 kV : le SDDR doit permettre d'identifier la manière dont la stratégie production – réseau peut être coordonnée pour faciliter l'insertion dans le système électrique de ces réacteurs et tenir compte de l'évolution globale du système.

En complément, des analyses de sensibilité sur le planning des projets seront réalisées. Il s'agit d'identifier l'impact d'un décalage du calendrier sur le rythme de transformation du réseau.



⁶ 2035-2037 pour le site de Penly (dossier du maître d'ouvrage remis à la Commission nationale du débat public, rapport gouvernemental de 2022), 2039 – 2040 pour le site de Gravelines (rapport gouvernemental), à partir de 2042 pour le site de Bugey (rapport gouvernemental).

⁷ Commission nationale du débat public
<https://www.debatpublic.fr/nouveaux-reacteurs-nucleaires-epr2-avis-et-decisions-de-la-cndp-du-10-janvier-2024-5102>

Enfin, le programme France 2030 soutient l'innovation dans les projets de type SMR et le projet de SFEC vise la mise en service d'un prototype au cours de la prochaine décennie. Les répondants à consultation publique du BP ont toutefois partagé l'impossibilité de disposer de réacteur commercial de ce type avant 2035 *a minima*. Par ailleurs, aucun site n'est précisément identifié à ce stade pour accueillir un SMR sur la période 2030-2040.

Question B10 – Hypothèses de localisation - parc nucléaire

RTE doit identifier, dans le SDDR, les besoins de réseau associés au développement des deux paires d'EPR à Penly et Gravelines (2035-40), d'une paire d'EPR au Bugey (peu après 2040), de 13 GW de capacité de production d'électricité d'origine nucléaire supplémentaire correspondant à huit réacteurs EPR 2 (horizon 2050).

Les besoins d'adaptation du réseau différeront selon que ces nouveaux réacteurs s'ajoutent ou remplacent des réacteurs existants.

Des analyses de sensibilité seront réalisées sur les différents paramètres (évolutions du parc nucléaire existant, dates de mises en service des trois premières paires d'EPR2, installation des capacités de production supplémentaires correspondant à huit réacteurs EPR2, construction de SMR).

- **Cette approche vous semble-t-elle pertinente ? Quelles variantes vous semblent prioritaires sur le parc nucléaire ?**

4.2 Thermique à flamme

En 2023, le parc de production thermique fossile représente une capacité installée totale de près de 18 GW, composée de moyens de production au gaz (13 GW), au charbon (1,8 GW), et au fioul (3 GW).

Il contribue au mix de production électrique français principalement au travers des unités fonctionnant au gaz (notamment les cycles combinés). La production des centrales au charbon reste relativement marginale en France, et les turbines à combustion (au fioul et au gaz) ne fonctionnent que de manière ponctuelle.

L'évolution du parc thermique à terme est soumise à des incertitudes structurantes, qui portent sur l'avenir des centrales fossiles actuelles comme sur d'éventuels nouveaux moyens thermiques. RTE y a consacré un enseignement de son dernier Bilan prévisionnel (enseignement n°10).

Unités existantes

Les deux dernières centrales au charbon française (à Cordemais et Saint Avold) devront, à brève échéance, soit fermées soit être converties à la biomasse. Ce choix importe pour l'équilibre production-consommation (voir l'analyse du Bilan prévisionnel), mais n'a pas d'impact sur le dimensionnement du réseau (à Saint-Avold, la question principale pour le dimensionnement du réseau porte sur les projets de développement d'électrolyseurs).

La durée de fonctionnement des centrales à gaz françaises devrait aller en se réduisant : cette perspective est intégrée aux études de réseau, notamment dans la zone industrialo-portuaire de Fos où le développement des nouvelles industries ne pourra pas être alimenté par une production électrique de base et devra donc s'appuyer sur un réseau redimensionné dans tous les cas.

S'agissant des turbines à combustion, elles ont vocation à être prolongées ou converties, soit à fermer. La même approche que pour les centrales au charbon s'applique donc.

Par prudence, des analyses seront réalisées sur la fermeture d'une partie du parc thermique à flamme.

Nouvelles unités

Le Bilan prévisionnel a mis en avant un besoin de centrales thermiques additionnelles à l'horizon 2030 dans certaines configurations de consommation-production, mais pouvant être évité ou limité dans d'autres (notamment en cas de rehaussement de la production nucléaire, de développement poussé de la sobriété, ou de prolongation ou conversion des centrales thermiques existantes).

A ce titre, des projets sont aujourd'hui à l'étude (turbines à combustion fonctionnant aux bioliquides) et d'autres sont envisagés mais doivent faire l'objet d'analyses plus poussées (moyens de pointe ou de semi-base utilisant l'hydrogène, le biométhane ou le stockage de carbone).

Aucun projet n'est à ce stade formalisé. **Il est néanmoins nécessaire que RTE dispose dans les meilleurs délais d'un recensement exhaustif des projets envisageables**, afin de vérifier la faculté pour le réseau de les accueillir, et de réfléchir au séquençage temporel et géographique des opérations.

Question B11 – Hypothèses de localisation - parc thermique à flamme

En première approche, le réseau actuel est correctement dimensionné par rapport aux perspectives de fonctionnement du parc thermique à flamme.

- **Fournissez tout élément (lieu, puissance, délai de mise en œuvre) pour d'éventuels nouveaux projets de développement du parc thermique à flamme, ainsi que des éléments permettant d'attester de la maturité des projets.**
- **Pour les exploitants de centrales, précisez vos projets quant à la poursuite d'exploitation ou la fermeture des installations actuelles.**

4.3 Eolien en mer

RTE est le maître d'ouvrage des projets de raccordement des parcs éoliens en mer et en assure le financement depuis les évolutions législatives de 2017 et 2018.

Les objectifs de la SFEC prévoient la mise en service de 45 GW de production éolienne en mer à l'horizon 2050.

Pour atteindre cet objectif, **trois programmes de raccordements sont actuellement mis en œuvre par RTE**. Tous n'en sont pas au même stade : le premier programme est composé de projets en phase de réalisation, le deuxième comporte des projets en phase de développement (projets et consistance identifiés) et le troisième programme fait actuellement l'objet de débats publics mutualisés sous l'égide de la Commission nationale du débat public en lien avec la planification des futurs parcs éoliens en mer. **Les enjeux diffèrent donc d'un programme à l'autre.**

*Premier programme de raccordement des parcs éoliens en mer
(appel d'offres n°1 et 2 et projets pilotes flottants - 3 GW au total)*

Les raccordements des parcs éoliens en mer de Saint-Nazaire, de Fécamp, de Saint-Brieuc et du Calvados sont achevés. Ils permettront la mise en service d'environ 2 GW de capacité éolienne en mer. **RTE a respecté les délais (en moyenne 45 jours d'avance sur le calendrier contractuel initial) et les coûts de ces projets sont inférieurs à la cible de coûts définie dans le SDDR de 2019.**

Les projets de raccordement des parcs éoliens en mer de Dieppe-Le Tréport, Yeu-Noirmoutier, et des projets pilotes de parcs éoliens flottants en Méditerranée doivent tous être finalisés d'ici 2026. **Les coûts sont globalement connus et cohérents avec la cible définie dans le SDDR de 2019.**

Le réseau a pu accueillir les premiers parcs éoliens en mer et sera en mesure d'accueillir toute la production éolienne en mer associée à ces appels d'offres sans contrainte.

*Deuxième programme de raccordements des parcs éoliens en mer
(appels d'offres n°3 à 8 et extensions des appels d'offres n°5 et 6 – 6,6 GW au total)*

Les projets de raccordement des parcs éoliens en mer de Dunkerque, Centre-Manche 1 et 2, Bretagne Sud, Occitanie, PACA, Sud-Atlantique (Oléron) sont connus. Trois extensions sont prévues pour les parcs Bretagne Sud, Occitanie et PACA⁸.

La mise en service de ces projets devra être très rapide pour respecter les objectifs de l'Etat (concentration des mises en service sur 3-5 ans). En tant que maître d'ouvrage, RTE a donc industrialisé ce programme de raccordement.

A cet égard, RTE a mis en œuvre une standardisation des projets de raccordement. Les projets sont désormais basés sur un palier en courant continu (Centre Manche 1, Centre Manche 2 et Sud-Atlantique) et un palier en courant alternatif (Dunkerque, Bretagne sud et son extension, Occitanie et PACA et leurs extensions).

Les projets de Bretagne sud, Occitanie et PACA ont permis de réaliser une mutualisation des raccordements. Les extensions bénéficieront ainsi de la même infrastructure que le premier parc raccordé.

La standardisation et la mutualisation étaient deux des leviers d'optimisation des projets de raccordement identifiés dans le SDDR 2019.

En complément, dans un contexte de forte concurrence internationale, RTE a restructuré sa stratégie d'approvisionnement pour l'achat des matériels correspondants à ces projets de raccordement. **Les marchés sont en cours et il sera possible de définir des cibles de coûts et des calendriers de mise en service pour ces projets dans le SDDR 2024.**

⁸ Le parc de la façade Sud-Atlantique peut également faire l'objet d'une extension. Elle est intégrée au troisième programme de raccordements de RTE.

Le réseau sera en mesure d'accueillir la production éolienne en mer associée à ces appels d'offres. Conformément aux conclusions du SDDR 2019, le réseau de la façade atlantique doit être renforcé pour accueillir la production éolienne au large d'Oléron (parc de Sud-Atlantique).

*Troisième programme de raccordements des parcs éoliens en mer
(suite du débat public « La mer en débat »)*

En complément de la mise en service de 45 GW d'éolien en mer au large des côtes françaises métropolitaines à l'horizon 2050, le projet de SFEC rappelle le Pacte éolien en mer signé entre l'Etat et la filière fixe un objectif de 18 GW mis en service en 2035.

Pour atteindre ces objectifs, le développement de nouveaux parcs éoliens en mer doit être planifié. **La Commission nationale du débat public mène actuellement un débat public mutualisé pour les quatre façades maritimes « La mer en débat »⁹.**

Ce débat est l'opportunité de mener une planification de l'espace maritime à long terme. Il dure jusqu'au 26 avril 2024. L'Etat a identifié (i) des fourchettes cibles par façade pour le développement de l'éolien en mer à l'horizon 2050 et (ii) des zones propices pour localiser des nouveaux parcs. Ces éléments sont déclinés par façade à l'horizon 2040 et 2050.

RTE a identifié les enjeux en matière de raccordement, en tant que co-maître d'ouvrage de ce débat public. La mise en service de ces volumes de production éolienne en mer a nécessairement des impacts sur le réseau public de transport d'électricité.

D'une part, la poursuite de l'industrialisation du raccordement est un impératif. En effet, le Pacte éolien en mer conduit à une croissance très rapide de ce troisième programme de raccordement pour respecter le jalon 2035 puis la trajectoire 2050.

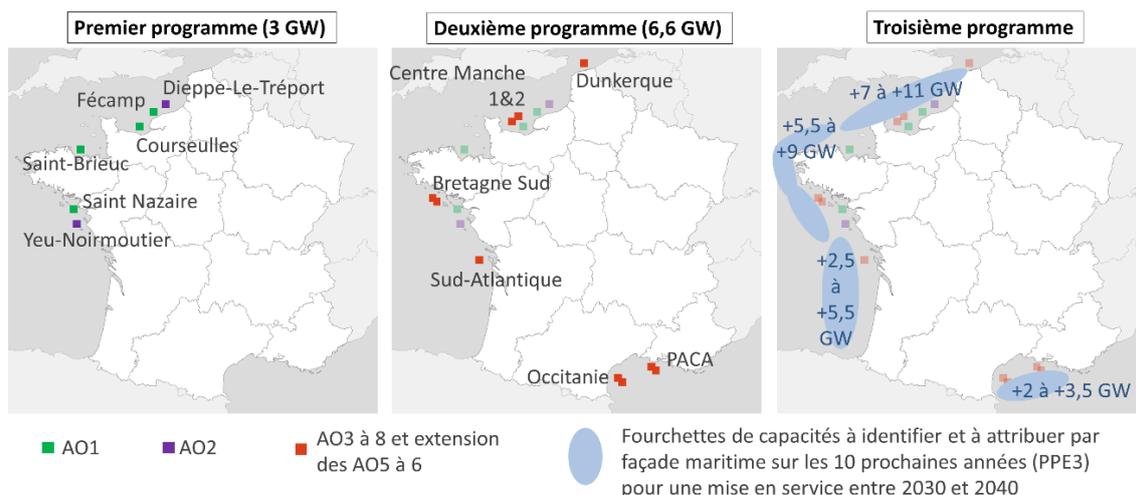
Cette croissance se fait dans un contexte de saturation de la chaîne d'approvisionnement internationale et pose donc la question des choix industriels associés à l'atteinte des objectifs publics.

D'autre part, tous les raccordements auront un impact sur la structure du réseau 400 kV. Cette conclusion avait été mise en évidence dans les *Futurs énergétiques 2050*. L'impact diffère en fonction des choix de localisation. **RTE a déjà indiqué qu'à l'horizon 2035 les capacités d'accueil du réseau étaient limitées et concentrées dans certaines zones** : il s'agit des zones identifiées au large de la Seine Maritime, de Fos-sur-Mer et de la façade atlantique (Charente-Maritime et Vendée). Tout autre choix de localisation pourrait nécessiter de lancer rapidement des projets de développement du réseau. A l'horizon 2040, les capacités d'accueil du réseau doivent être développées et les projets de développement de réseau seront, dans la majorité des cas, mutualisés avec d'autres besoins.

Dans le SDDR, l'hypothèse retenue est celle d'un développement de l'éolien en mer qui respecte les objectifs fixés par l'Etat, les fourchettes par façade et les zones propices identifiées dans le débat public.

Des analyses de sensibilité seront réalisées et porteront sur différents rythmes de mise en service des projets de raccordements, sur les localisations des parcs (dans l'attente d'une planification plus précise à l'issue du débat public) aux horizons 2035 et 2040, ainsi que sur les perspectives de développement à l'horizon 2050 (comme pour le parc nucléaire).

⁹ Commission nationale du débat public
<https://www.debatpublic.fr/la-mer-en-debat>



Localisation des parcs éoliens en mer

Question B12 – Hypothèses de localisation - éolien en mer

RTE doit identifier, dans le SDDR, les besoins de réseau associés à l'atteinte des objectifs de la filière éolienne en mer du projet de Stratégie française énergie climat. La trajectoire prévoit un point de passage à 18 GW en 2035 puis une progression linéaire avec une perspective de 45 GW en 2050. Plusieurs configurations de localisation des parcs seront analysées aux différents horizons de temps et s'appuieront sur les fourchettes et zones propices identifiées par l'Etat dans le débat public « La mer en débat ».

- **Etes-vous en mesure de proposer des variantes de localisation et des analyses de sensibilité pour les différents horizons de temps (2035-2040-2050) ? Si oui, lesquelles ?**

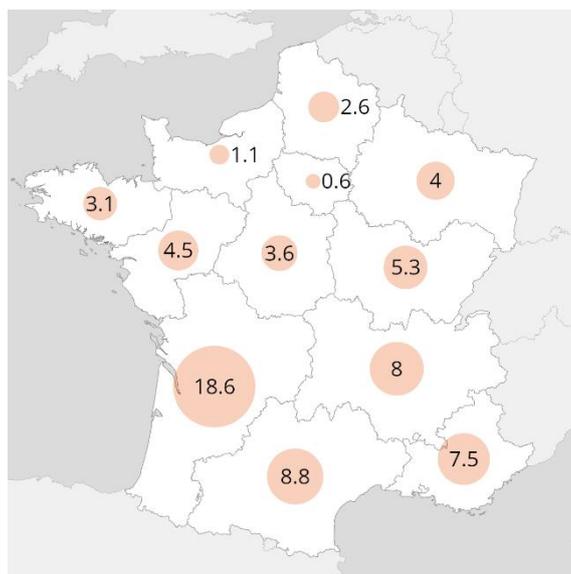
4.4 Photovoltaïque

Le développement de la filière photovoltaïque a connu une accélération au cours des trois dernières années, avec en particulier 3,1 GW installés sur l'année passée. Le parc d'installations photovoltaïques en France métropolitaine s'élève à environ 19 GW fin 2023.

Environ les deux tiers de la capacité installée sont situés en Nouvelle-Aquitaine, Occitanie, Auvergne-Rhône-Alpes et Provence-Alpes-Côte d'Azur. Ces régions représentent un potentiel solaire important, notamment grâce à leur fort taux d'ensoleillement.

Le développement du réseau nécessaire à l'insertion des énergies renouvelables terrestres (photovoltaïque et éolien terrestre) s'effectue par l'intermédiaire des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR). Une large majorité de ces schémas a été mise à jour en 2022 et 2023. Les cibles de capacité de production renouvelable terrestre qui y sont décrites sont cohérents avec les perspectives identifiées dans Bilan prévisionnel.

En conséquence, les hypothèses du SDDR s'appuient sur les dynamiques d'implantation régionales retenues dans les dernières versions des S3REnR d'ici à 2035, et seront complétées par l'étude de configurations plus ambitieuses (en cohérence avec le rehaussement des objectifs prévus dans le projet de SFEC) ou plus en retrait. A horizon 2040, ces trajectoires seront prolongées, et pourront reposer sur différentes clés de répartition régionale, par exemple en prolongeant les dynamiques des S3REnR ou en s'appuyant sur les cibles proposées dans le cadre des travaux relatifs à la régionalisation de la PPE et la planification territoriale des énergies renouvelables.



Projection de la capacité installée en photovoltaïque (GW) à horizon 2035 par région basée sur les S3REnR

Pour le réseau de transport d'électricité, les schémas prévoient désormais la création de plusieurs infrastructures sur le réseau de transport d'électricité (à fin février 2024 : 13 postes HTB1, 85 postes HTB2, 15 postes HTB3).

Cette perspective est cohérente avec les résultats du SDDR 2019. Ce dernier prévoyait deux phases pour accompagner le développement des énergies renouvelables terrestres : une première phase d'optimisation du réseau existant (période 2020-2025), et une seconde phase de développement de nouvelles infrastructures de réseau (période 2025-2035).

Le SDDR 2024 correspondra donc pour partie à une phase de développement et de séquençage territorial et industriel des infrastructures déjà planifiées dans les S3REnR.

Pour atteindre les objectifs de la SFEC, des infrastructures supplémentaires devront être planifiées. Elles se feront dans le cadre des dispositions permises par la loi d'accélération des énergies renouvelables (adoptée en mars 2023). Cette dernière doit s'appuyer (i) sur la définition de zones d'accélération (et, le cas échéant, de zones d'exclusion par les communes) et (ii) sur l'identification d'ouvrages prioritaires dont la réalisation doit être anticipée.

RTE considère que le dimensionnement de ces ouvrages prioritaires doit faire l'objet d'une attention particulière. Il doit notamment s'appuyer sur les besoins identifiés (projets en cours, perspectives identifiées par les communes) et contribuer à faciliter le séquençage industriel des projets.

A ce titre, RTE et Enedis mènent depuis 2023 des travaux conjoints pour définir une structuration séquencée des ouvrages prévus dans les S3REnR (sur la base des zones présentant les plus fortes dynamiques de raccordement notamment) en l'attente de la définition des zones d'accélération (et d'exclusion) et prévoient de s'appuyer dessus une fois celles-ci en vigueur.

Le document C de la consultation publique présente de premières réflexions de manière plus générale à cet égard.

Question B13 – Hypothèses de localisation - photovoltaïque

Dans l'attente de l'identification des zones d'accélération prévues par la loi APER et des objectifs régionalisés qui seront intégrés à la Programmation pluriannuelle de l'énergie, RTE propose de s'appuyer sur les dernières mises à jour des S3REnR (majoritairement réalisées en 2022 et 2023). Ces mises à jour permettent d'atteindre les objectifs publics à l'horizon 2035. Entre 2035 et 2040, dans le scénario d'atteinte des objectifs publics, ces trajectoires seront prolongées.

- **Quelles analyses de sensibilité doivent être réalisées concernant les perspectives de développement au niveau régional ? Fournissez tout élément permettant de consolider les variantes.**
- **S'agissant de la typologie des parcs (sol, grandes toitures, autoconsommation), fournissez tout élément permettant d'identifier les perspectives à court, moyen et long terme (notamment le lien entre les parcs solaires au sol et l'accès au foncier).**
- **S'agissant des perspectives de développement de l'agrivoltaïsme, fournissez tout élément permettant de consolider les analyses de RTE (volume, localisation).**
- **S'agissant du développement combiné avec des batteries voire de l'éolien, fournissez tout élément permettant de consolider des variantes (volume, localisation).**

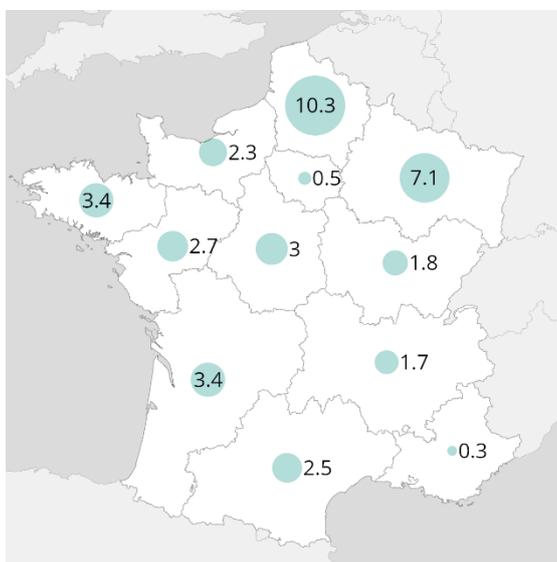
4.5 Eolien terrestre

La capacité installée de l'éolien terrestre en France s'élève à 21,8 GW fin 2023. Le rythme de développement de la filière se poursuit à un rythme régulier de 1,4 GW par an en moyenne entre 2018 et 2023.

Aujourd'hui, environ la moitié de la capacité installée en éolien terrestre est située dans les régions des Hauts-de-France et du Grand-Est, notamment du fait de leur important potentiel éolien (force, fréquence et régularité des vents) et des espaces disponibles.

La méthode de définition des hypothèses dans le SDDR ainsi que les enjeux pour le réseau de transport d'électricité associés au développement de la filière éolienne sont les mêmes que les éléments présentés pour le parc photovoltaïque (cf. partie 4.4). Notamment :

- l'hypothèse retenue dans le scénario d'atteinte des objectifs publics du SDDR pour la localisation de l'éolien terrestre s'appuie sur les schémas S3REnR à horizon 2035, et prolonge ces perspectives à horizon 2040 (par exemple en prolongeant les dynamiques régionales des S3REnR ou en s'appuyant sur les cibles proposées dans le cadre des travaux relatifs à la régionalisation de la PPE et la planification territoriale des énergies renouvelables) ;
- l'enjeu du SDDR 2024 correspond pour partie au développement et au séquençage territorial et industriel des infrastructures planifiées dans les S3REnR en vigueur ;
- il porte aussi sur les dispositions de la loi d'accélération des énergies renouvelables (mars 2023), qui prévoit la définition de zones d'accélération et, le cas échéant, des zones d'exclusion (par les communes), et l'identification d'ouvrages prioritaires. Le document C de la consultation publique présente des perspectives concernant le dimensionnement des ouvrages prioritaires.



Projection de la capacité installée (GW) en éolien terrestre à horizon 2035 par région basée sur les S3REnR

Question B14 – Hypothèses de localisation - éolien terrestre

La méthodologie retenue pour la localisation de l'éolien terrestre est identique à celle du parc photovoltaïque.

- Quelles analyses de sensibilité doivent être réalisées concernant les perspectives de développement au niveau régional ? Fournissez tout élément permettant de consolider les variantes.
- S'agissant du *repowering*, fournissez tout élément permettant de consolider des variantes (volume, localisation).
- S'agissant du développement combiné avec des parcs solaires et des batteries, fournissez tout élément permettant de consolider des variantes (volume, localisation).

4.6 Hydraulique

Le parc hydraulique français représente une puissance de turbinage d'environ 26 GW. N'ayant que peu évolué depuis la fin des années 1980, le réseau public de transport d'électricité est adapté à ce parc de production.

Le projet de Stratégie française énergie-climat envisage la mise en service de station de transfert d'énergie par pompage (STEP) d'au moins 1,7 GW à horizon 2035, en complément d'une pérennisation du parc installé. Ce dernier ne prévoit pas à ce stade de localisation pour ces nouvelles installations.

Question B15 – Hypothèses de localisation - hydraulique

Les projets de STEP/grands barrages auront un impact important sur le réseau de transport. Or, RTE dispose de peu d'informations sur des perspectives précises relatives à l'installation de nouveaux barrages ou à l'évolution de la puissance des installations existantes.

- **Fournissez tout élément sur des projets de renforcement à l'horizon 2030 et 2040 ainsi que des éléments permettant d'attester la maturité des projets.**
- **Quelles variantes de localisation proposez-vous pour de nouvelles installations de STEP ?**

4.7 Batteries

Les batteries ont aujourd'hui un espace économique essentiellement lié à la fourniture de services système (notamment la réserve primaire). Pour contribuer à l'équilibre offre-demande, elles peuvent aussi réaliser des arbitrages sur les marchés de gros de l'électricité et se valoriser sur le mécanisme de capacité, même si la valeur sur ces dispositifs était historiquement plus faible.

Les batteries peuvent également offrir des services au réseau (gestion des congestions, report d'un investissement). Suite à la publication du SDDR 2019 et à la délibération de la CRE, RTE a mené plusieurs travaux en ce sens (en particulier, publication de la carte des contraintes résiduelles sur le réseau public de transport d'électricité¹⁰, et appel d'offres expérimental pour faire émerger des flexibilités et éviter un renforcement du réseau sur un site des Landes).

Le développement des batteries pourrait s'accélérer dans les prochaines années.

D'une part, **le Bilan prévisionnel a mis en évidence qu'un développement de plusieurs gigawatts de batteries pouvait être pertinent à l'horizon 2030** (dans certaines configurations de consommation-production) pour optimiser le fonctionnement du système voire contribuer à la sécurité d'approvisionnement. A ce titre, elles font partie des différents bouquets de flexibilité identifiés à l'horizon 2030 (par exemple à hauteur de 6 GW dans le bouquet de référence composé de 20 GW de flexibilités).

¹⁰ RTE – carte des contraintes résiduelles
<https://www.contraintes-reseau-s3renr-rte.com/>

D'autre part, **les demandes de raccordement au réseau de transport d'électricité pour les batteries stationnaires sont en très forte hausse depuis 2022**. RTE constate néanmoins que (i) toutes les demandes ne se concrétisent pas, (ii) les porteurs de projets semblent toujours considérer les besoins en matière d'équilibre offre-demande comme le premier levier de valorisation économique, et (iii) une partie des demandes est liée au développement de la production d'énergies renouvelables terrestres.

Le scénario d'atteinte des objectifs du SDDR s'appuie sur le bouquet de référence du Bilan prévisionnel, dans lequel les batteries sont localisées à proximité de la production d'énergies renouvelables terrestres (en particulier photovoltaïque). Des analyses de sensibilité sont réalisées pour identifier l'impact sur le dimensionnement du réseau des choix de localisation pour les batteries stationnaires.

Dans le SDDR, les batteries stationnaires sont par ailleurs étudiées comme une alternative ou un complément au développement du réseau dans le but d'optimiser le développement de l'infrastructure sur l'ensemble des niveaux de tension (jusqu'au 400 kV). Ce point est détaillé est dans la partie 6 du présent document.

Enfin, dans un contexte de forte augmentation des demandes de raccordement pour des batteries stationnaires et alors que ces demandes ne permettent pas aujourd'hui de s'assurer que le fonctionnement des batteries ira dans un sens qui réduit les contraintes de réseau, RTE souhaite utiliser les analyses technico-économiques du SDDR pour proposer une évolution du cadre de raccordement reposant sur l'élaboration de différentes formules de raccordement (avec ou sans limitations) en fonction de « gabarits standards » de fonctionnement des installations de stockage définies *a priori*. Ce sujet est présenté dans le document C de la consultation publique. Ces réflexions s'inscrivent dans la continuité des travaux menés actuellement sur la modification du cadre de raccordement.

Question B16 – Hypothèses de localisation - batteries

Pour la localisation des batteries intégrées au bouquet de flexibilité de référence du Bilan prévisionnel 2023, RTE retient une localisation à proximité des parcs photovoltaïques ou éoliens. Fournissez tout élément permettant d'affiner les hypothèses (localisation, dimensionnement des batteries, fonctionnement).

L'analyse sur les batteries sera complétée sous deux aspects : (i) optimisation des besoins de développement du réseau grâce aux batteries (voir questions B19 et B20) et (ii) adaptation du cadre de raccordement aux moyens flexibles (voir question C11).

- **Fournissez tout élément permettant de mener à bien ces analyses (cadre de valorisation, modalités de fonctionnement).**

5 Hypothèses sur les interconnexions

5.1 Interconnexions en service

La France occupe une place centrale au sein de l'Europe de l'électricité, grâce à son mix électrique historiquement peu carboné et sa position géographique à la jonction entre l'Europe continentale, la péninsule ibérique et les îles britanniques. **Le réseau électrique français est ainsi interconnecté avec celui de l'ensemble des pays limitrophes, via 37 interconnexions.**

Depuis le SDDR 2019, plusieurs projets ont été mis en service (IFA2 et Eleclink à la frontière franco-britannique, respectivement en 2021 et 2022, Savoie-Piémont en 2023 à la frontière avec l'Italie, renforcement de l'axe Avelin/Mastaing-Avelgem-Horta à la frontière belge en 2022).

En offrant des débouchés à la production électrique française, bas-carbone et peu chère, **les interconnexions permettent à la France d'être structurellement exportatrice et contribuent à améliorer la balance commerciale.** Le record historique d'exportations s'établit à 20,3 GW (enregistré en janvier 2024).

L'année 2022, marquée par une crise de disponibilité du parc nucléaire français, fait figure d'exception. Les échanges d'électricité entre pays européens ont alors fonctionné de manière efficace et contribué au bon fonctionnement du système électrique en France. C'est au cours de cette année qu'a été enregistré le record d'importations (à hauteur de 15,8 GW).

5.2 Projets d'interconnexions planifiés

Plusieurs projets d'interconnexions sont planifiés et contribueront à accroître les capacités d'échanges de la France avec ses voisins d'ici 2032. Ces projets étaient déjà identifiés dans le SDDR 2019 et sont identifiés dans la dernière édition du TYNDP. Ils sont intégrés aux scénarios du prochain SDDR.

Les projets avec l'Allemagne et la Belgique correspondent à une augmentation de la capacité sur les axes existants et sont des projets peu coûteux. Les travaux sont majoritairement réalisés par les gestionnaires de réseau de transport d'électricité belge et allemand.

Les investissements dans les projets Celtic et Golfe de Gascogne ont été approuvés par les régulateurs. Les deux projets sont en phase travaux. Ils bénéficient tous deux de subventions européennes au titre du mécanisme d'interconnexion pour l'Europe.

Projets engagés	Horizon de mise en service
Celtic interconnector 	2027
Golfe de Gascogne 	2028
Muhlbach-Eichstetten 	2028
Vigy – Uchtelfangen 	2029
Lonny – Achène-Gramme 	2030

Projets d'interconnexions planifiés intégrés au SDDR

5.3 Projets d'interconnexions à l'étude

Plusieurs projets font actuellement l'objet d'études approfondies. La majorité de ces projets étaient déjà identifiés dans le SDDR 2019, sont identifiés dans la dernière édition du TYNDP et sont concentrés sur les frontières britannique et espagnole.

Sur la frontière franco-espagnole, les études sur les projets Transpyrénéens s'inscrivent dans le cadre du traité de Barcelone (accord de coopération de janvier 2023, qui prévoit notamment la réalisation d'études sur la réalisation d'infrastructures transfrontalières).

Sur la frontière franco-britannique, quatre projets sont étudiés : Aquind, FAB, Getlink et Gridlink. Des analyses technico-économiques approfondies de ces projets ont été menées par RTE, et sont toujours en cours, en lien notamment avec la Commission de régulation de l'énergie.

Parmi ces projets, aucun n'a fait l'objet de décisions permettant de considérer les investissements comme certains. Dans ce contexte et à l'image de ce qui a été réalisé dans le SDDR 2019, RTE adoptera un principe de prudence sur la mise en service de ces projets : ils ne sont pas tous intégrés dans les scénarios. Par ailleurs, des variantes seront réalisées sur la consistance technique, la localisation et les dates de mise en service de ces projets (y compris pour des dates de mise en service après 2040).

Projets étudiés	Horizon de mise en service	Variante étudiées
France – Royaume-Uni 1 	Entre 2030 et 2035	Sur la localisation et l'horizon de mise en service
France – Royaume-Uni 2 	Entre 2035 et 2040	
Transpyrénéen 1 	Entre 2035 et 2040	
Transpyrénéen 2 	Entre 2035 et 2040	

Projets d'interconnexions étudiés dans le SDDR

5.4 Cadre d'analyse spécifique aux interconnexions

Comme tous les autres investissements réalisés sur le réseau public de transport d'électricité, la trajectoire de développement des futures interconnexions doit répondre à une justification technico-économique robuste.

Les études visent à confirmer ou infirmer la valeur économique des projets, évaluée à l'échelle de la collectivité européenne. Pour les projets dont la valeur économique est confirmée, le droit communautaire prévoit que les régulateurs sont en charge d'établir une répartition transfrontalière des coûts des projets entre les pays concernés sur la base des études technico-économiques.

Suivant ces principes, des analyses technico-économiques seront réalisées dans le cadre du SDDR. Elles s'appuieront sur une **analyse multicritères intégrant un grand nombre de paramètres** : *(i) la valeur économique pour la collectivité associée aux échanges supplémentaires, (ii) la contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement, (iii) l'interaction entre les interconnexions étudiées et le réseau interne français, (iv) les enjeux industriels, techniques et financiers associés à la faisabilité des projets considérés, et (v) l'impact environnemental et acceptabilité sociétale.*

En particulier, l'articulation entre le dimensionnement du réseau interne et le développement des interconnexions aux frontières françaises sera étudiée de manière approfondie. Les études menées dans le cadre du SDDR visent ainsi à **identifier une trajectoire industrielle de développement des interconnexions sur la période 2025-2040.**

Cette dernière devra s'inscrire dans la stratégie globale de RTE : **elle doit être pertinente d'un point de vue économique, financier et sociétal et séquencée avec le reste des investissements.**

Cette question de réalisme industriel avait été mise en évidence dans le SDDR 2019. Elle fait figure d'impératif dans la préparation du SDDR 2024, eu égard aux enjeux de développement du réseau public de transport d'électricité.

Question B17 – Hypothèses de localisation - interconnexions

RTE a retenu une trajectoire prudente de développement des interconnexions d'ici 2040, fondée uniquement sur les projets déjà identifiés en 2019.

- **Etes-vous d'accord avec ce principe de prudence ? Si oui, pourquoi ? Si non, pourquoi et quelles hypothèses alternatives proposez-vous ?**

Comme tous les autres investissements réalisés sur le réseau public de transport d'électricité, la trajectoire de développement des futures interconnexions doit répondre à une justification technico-économique robuste.

Suivant ces principes, des analyses technico-économiques multicritères seront réalisées dans le cadre du SDDR. Elles intégreront un volet relatif à l'interaction et au séquençement des projets entre les interconnexions et le réseau interne français.

- **Partagez-vous la démarche décrite ? Quels paramètres vous semblent importants dans l'analyse multicritères utilisée pour définir cette trajectoire industrielle ?**

6 Cadre et enjeux des études de réseau

6.1 Réseau de grand transport (225-400 kV)

6.1.1 Point de départ

Le réseau de grand transport est composé des principales artères du réseau de très haute tension (réseau 400 kV et une partie du réseau 225 kV). Il relie les sources de production, largement centralisées autour des centrales nucléaires et des grands barrages hydrauliques, les interconnexions et les grands centres de consommation.

La structure de ce réseau a été complétée mais a peu évolué depuis le début des années 1990.

Dans la perspective d'une transformation du mix électrique, l'édition 2019 du SDDR et les *Futurs énergétiques 2050* ont mis en évidence de premières fragilités de cette structure à partir de 2030-2035.

Suite à la publication de ces documents, RTE a identifié de premiers renforcements de la structure du réseau 400 kV, reposant sur :

- des solutions d'optimisations des infrastructures existantes (programme de levée de limitations de postes) ;
- des projets de renforcement d'axes existants dans le but d'augmenter leur capacité de transit (par exemple : changement de conducteurs sur les axes Eguzon-Marmagne en Centre-Val de Loire et Argia-Cantegrit dans le sud-ouest) ;
- des projets de créations de nouveaux axes 400 kV (par exemple : projet de ligne aérienne entre Amiens et Petit-Caux dans le nord-ouest, dont le fuseau de moindre impact a été défini suite aux concertations locales menées en 2022 et 2023 et qui permettra d'intégrer au système électrique les nouveaux réacteurs EPR 2 à Penly, le développement de l'éolien en mer en Normandie et une partie des besoins industriels à Dunkerque ; projet de ligne aérienne entre Chaingy et Dambron en Centre-Val de Loire et dont la concertation vient de démarrer) ;
- des stratégies dédiées pour le développement de la capacité d'accueil dans les zones industrialo-portuaires de Dunkerque, de Fos-sur-Mer et du Havre. Dans ces trois zones, des projets sont en cours de concertation.

Le SDDR 2024 doit compléter le précédent cycle d'études approfondies en tenant compte des nouvelles perspectives de transformation du système électrique. Il conduira à identifier des besoins complémentaires pour la structure du réseau et à définir une stratégie pour y répondre.

6.1.2 Evolution des flux et des contraintes

Evolution des flux

Ces besoins complémentaires découlent des nouvelles perspectives de raccordement (décrites dans les parties 3 et 4). Elles sont significatives : à ces niveaux, et *a fortiori* considérés ensemble, tous les segments d'utilisateurs ont un impact sur la structure du réseau et conduisent à une profonde évolution des flux.

Comme aujourd'hui, ces flux seront orientés vers les grands centres de consommation, qui se renforceront dans certaines zones, en particulier les zones industrialo-portuaires (voire les zones d'accueil des *data centers*, aujourd'hui majoritairement en région parisienne et dans le sud-ouest).

Les sources de production vont en revanche se diversifier et faire évoluer la nature des flux qui parcourent le réseau national (sens, ampleur, variabilité). A chaque fois, les projets sur la structure de réseau développés par RTE devront répondre aux évolutions de l'ensemble de ces flux : ils seront multifactoriels et mutualiseront les besoins dans le but d'optimiser le fonctionnement global du système électrique et d'éviter la multiplication des infrastructures de réseau.

(i) Première typologie de flux liée au nucléaire :

Une grande partie des flux sera issue des grands centres de production d'électricité (nucléaire principalement voire hydraulique), et ce de façon quasi constante (compte tenu de leur profil de production). Cette base de flux correspond à la situation actuelle. **A l'avenir, le niveau de ces flux est très fortement lié à l'évolution du parc nucléaire**, aussi bien pour le parc existant que pour les nouveaux réacteurs nucléaires.

Dans tous les cas de figure, l'impact sur le réseau est significatif. A titre d'exemple, le renforcement du potentiel de production électronucléaire au nord-ouest du pays (Penly, Gravelines) conduira à augmenter de manière importante les flux sur le réseau au nord-ouest de la France et dans la région parisienne.

(ii) Deuxième typologie de flux liée à l'accélération du développement de la filière solaire :

Le développement de la production solaire (aujourd'hui celle qui se développe le plus rapidement) n'a pas que des impacts locaux. Dans plusieurs départements, la capacité de production solaire dépassera largement les besoins de la consommation locale.

La production solaire participe donc du renforcement des transits nord-sud en France en particulier et en Europe en général. L'impact sur le réseau de grand transport est important à partir de 2030, en particulier lors des journées ensoleillées. Ce diagnostic avait été formulé dans le SDDR 2019, il est confirmé dans les premières études du SDDR 2024.

(iii) Troisième typologie liée à au développement de la production éolienne, notamment éolienne en mer :

Lors des périodes de forts vents, **la production éolienne**, majoritairement située au nord et à l'ouest de la France, **engendrera des flux de l'ouest vers l'est et le sud.** L'impact sur le réseau de grand transport de ces flux a été mis en évidence dans les *Futurs énergétiques 2050* (en particulier pour la période 2040-2050).

L'accélération des objectifs en matière de développement de l'éolien en mer conduira à une anticipation de ces flux par rapport aux analyses des *Futurs énergétiques 2050*.

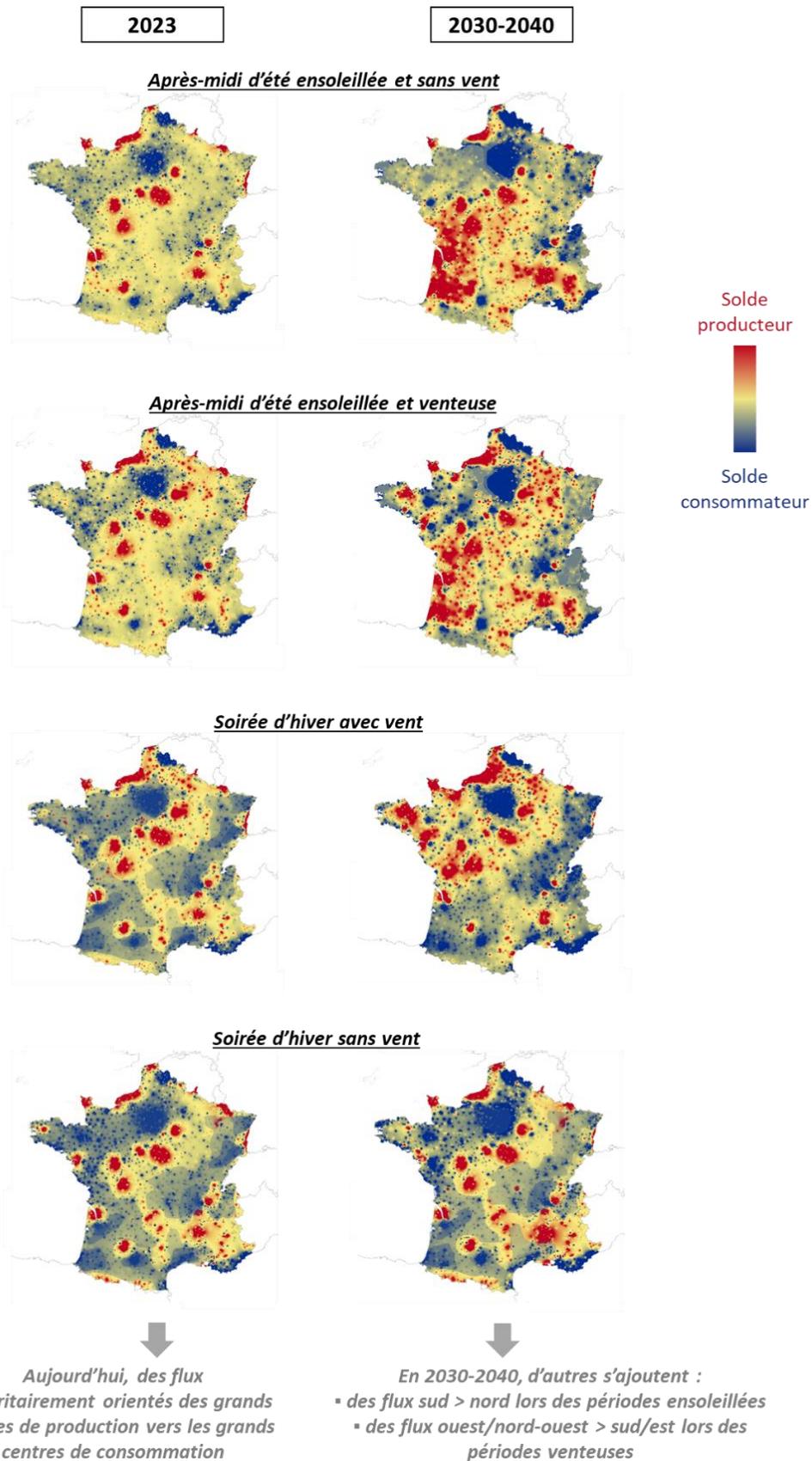


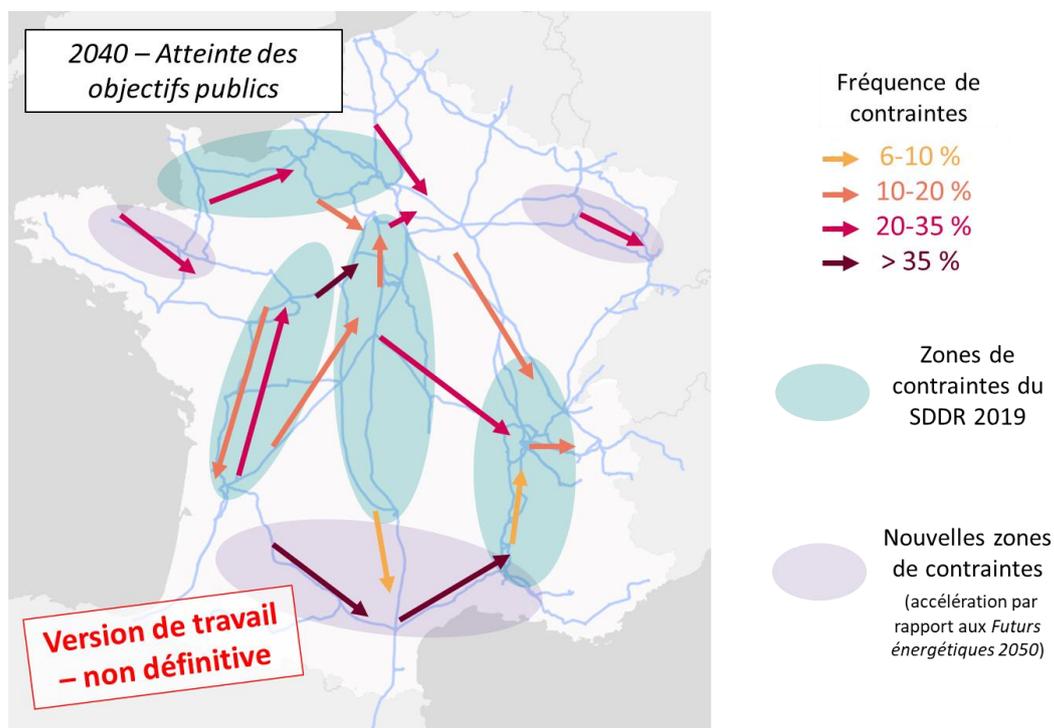
Illustration de la variabilité temporelle de la consommation et de la production entre 2023 et 2040

Evolution des contraintes

La structure actuelle du réseau 400 kV sera à terme insuffisante pour couvrir ces trois typologies de flux. Elle doit être renforcée, au-delà des projets identifiés suite au SDDR 2019 et des besoins propres à l'accueil de chaque projet industriel ou moyen de production d'électricité).

Les analyses préliminaires confirment en effet la présence de contraintes dans les zones identifiées dans le SDDR 2019, confortant la nécessité de renforcements du réseau dans celles-ci. Ces analyses montrent aussi l'apparition d'importantes congestions dans d'autres zones (en particulier sur des axes ouest > est), en cohérence avec les tendances identifiées dans l'étude *Futurs énergétiques 2050*.

Ces analyses restent toutefois à consolider dans les prochains mois sur la base de cette consultation publique et de la consolidation des hypothèses.



Analyses préliminaires de contraintes sur le réseau de grand transport à l'horizon 2040 dans le scénario d'atteinte des objectifs publics¹¹

¹¹ Cette analyse de contraintes intègre les renforcements de réseau envisagés depuis la publication du SDDR 2019 (mis en service ou dont la mise en service est prévue avant 2040).

6.1.3 Cadre d'analyse des besoins et des solutions techniques

Compte tenu de ce paysage de contraintes, RTE a complété sa suite d'outils par rapport au précédent SDDR pour évaluer les besoins complémentaires pour la structure du réseau de grand transport, qui repose désormais sur :

- **des études au périmètre zonal** (à l'image de ce qui a été fait dans le dernier SDDR et les *Futurs énergétiques 2050*), dans lesquelles, le réseau de grand transport est découpé en près de trente zones, ce qui permet de localiser les principaux flux d'électricité résultants des évolutions du mix.

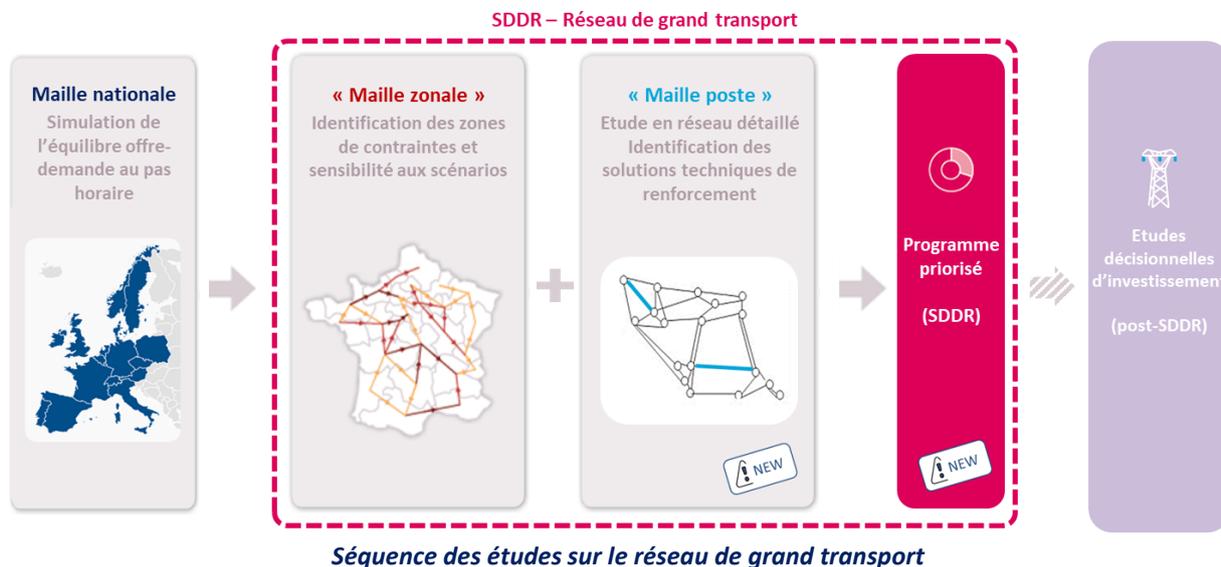
Ces études permettent d'identifier les zones où des congestions peuvent apparaître sur le réseau et donner une première évaluation des besoins d'investissements.

- **des études au niveau des postes électriques**, dans lesquelles chaque ouvrage du réseau est modélisé. Elles permettent d'identifier les besoins d'évolution du réseau pour assurer le bon fonctionnement du système électrique (y compris pour la gestion des phénomènes de tensions hautes, de tensions basses et d'instabilité).

Ces nouvelles analyses permettent d'apporter un diagnostic précis des besoins d'évolution du réseau pour atteindre les objectifs de décarbonation et sont donc particulièrement utiles dans une logique de priorisation.

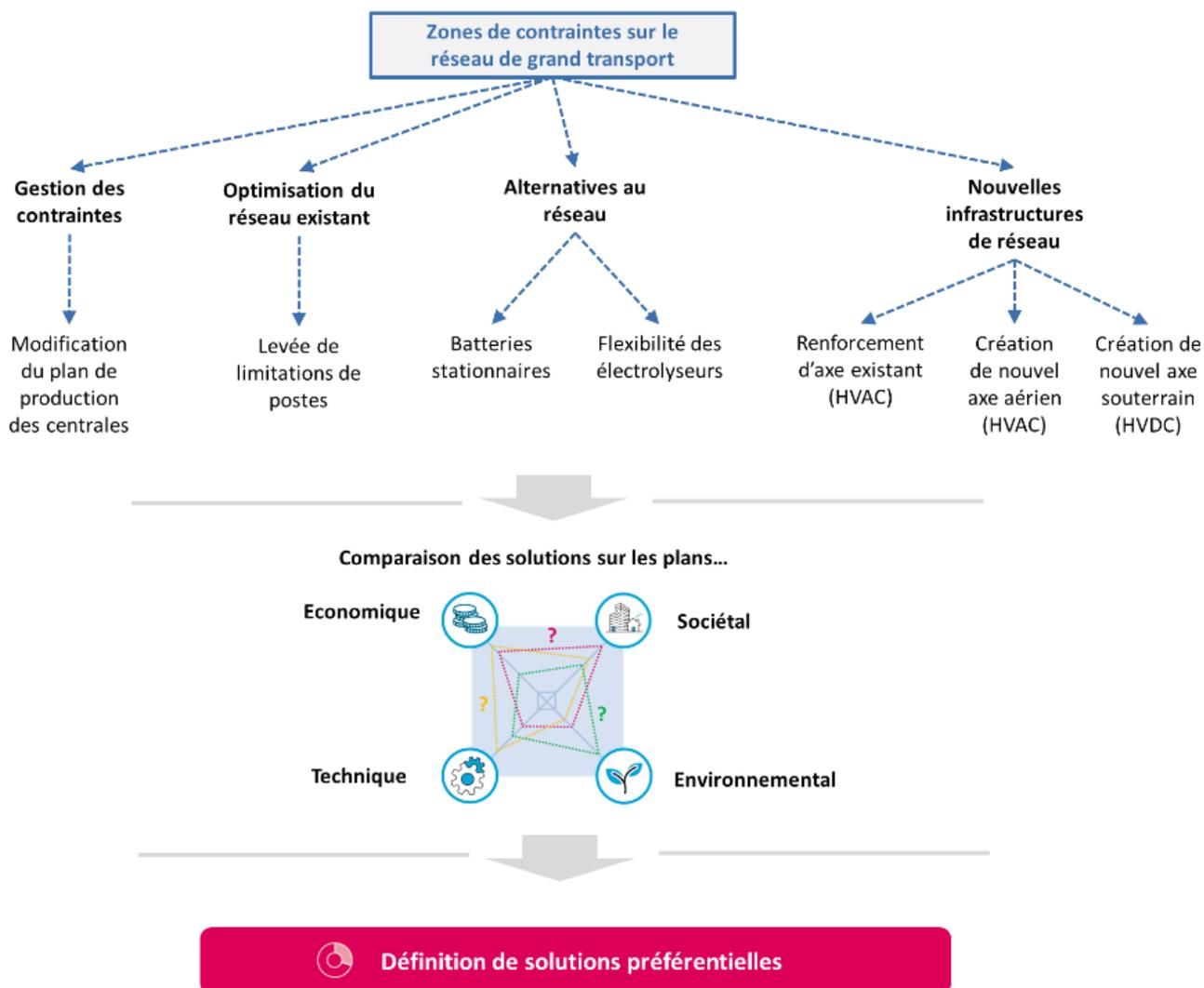
Ce programme d'études doit permettre de séquencer et prioriser les zones de fragilité, et d'identifier une (ou des) stratégie(s) de référence.

A la suite du SDDR, pour chaque zone prioritaire, des études décisionnelles (cf. annexe) seront lancées et permettront de déterminer de manière plus précise les infrastructures nécessaires.



Dans le SDDR, plusieurs familles de solutions techniques seront étudiées pour répondre aux besoins d'évolution du réseau. Ces différentes solutions, qui seront systématiquement comparées sur les plans technique, économique, territorial et environnemental, sont les suivantes :

- (i) **gérer les congestions de réseau** sans investissement dans de nouvelles infrastructures de réseau ou tierces, via la modification du plan de production des centrales et les coûts associés (« *redispatching* ») ;
- (ii) **optimiser le réseau existant**, telles que le programme de levée de limitations de postes mis en œuvre suite au dernier SDDR ;
- (iii) **intégrer des solutions « alternatives au réseau »**, comme les batteries ou la flexibilité des électrolyseurs (les enjeux sur ces filières sont en particulier repris respectivement dans les parties 4.7 et 3.1) ;
- (iv) **investir dans de nouvelles infrastructures de réseau**, telles que le renforcement d'axes existants, la création de lignes aériennes neuves (HVAC), ou la création de lignes souterraines neuves (HVDC).



Représentation simplifiée des stratégies étudiées dans le SDDR pour le réseau de grand transport

L'objectif est d'identifier s'il existe une famille de solution technique préférentielle ou un panachage de solutions techniques en fonction des besoins du réseau et de guider ensuite le processus d'études décisionnelles.

Les hypothèses de coût considérées dans le SDDR pour toutes ces solutions sont données en annexe.

Question B18 – Etudes technico-économiques sur le réseau de grand transport (400–225 kV)

La transformation du mix énergétique conduira à de nouveaux flux sur le réseau de grand transport, comme l'a déjà identifié l'étude *Futurs énergétiques 2050*. Les projets mis en service et planifiés depuis le SDDR 2019 accompagnent cette transformation mais la structure du réseau devra encore être renforcée pour permettre le bon fonctionnement du système électrique durant la décennie 2030.

Pour permettre une évolution soutenable et progressive de la structure du réseau, RTE va identifier des zones prioritaires pour renforcer l'infrastructure du réseau de grand transport dans la décennie 2030.

- **Avez-vous des propositions méthodologiques pour l'identification des zones prioritaires ? Les enjeux de planification des zones prioritaires font l'objet des questions A1, C2, C13, C14 et C15.**

Question B19 – Etudes technico-économiques sur le réseau de grand transport (400–225 kV)

Pour adapter le réseau de grand transport aux nouveaux flux, RTE étudiera et comparera plusieurs familles de solutions : (i) gérer les congestions de réseau sans investissement supplémentaire (*redispatching*), (ii) optimiser le réseau existant, (iii) intégrer des solutions alternatives au réseau (batteries, flexibilité des électrolyseurs), (iv) investir dans de nouvelles infrastructures de réseau (renforcement d'axes existants, création de lignes aériennes HVAC ou souterraines HVDC).

- **Identifiez-vous d'autres types de solutions techniques à étudier ?**

Dans le SDDR, ces solutions techniques seront comparées sur le plan technique, économique, foncier, environnemental dans le but d'identifier une (ou des) stratégie(s) de référence qui seront ensuite mises en œuvre dans les projets d'infrastructures de RTE. Les analyses environnementales sont détaillées aux questions B24 à B28.

- **Identifiez-vous d'autres critères de comparaison ?**
- **Sur les hypothèses de coûts détaillées en annexe, pouvez-vous fournir des données détaillées qui permettent de les actualiser ou de les modifier ?**

6.2 Réseaux de répartition (63-90-225 kV)

6.2.1 Point de départ

Les réseaux de répartition sont composés des ouvrages de haute tension (réseau 63 kV, 90 kV, et une partie du réseau 225 kV). Les ouvrages ont été initialement dimensionnés pour répartir l'électricité au niveau régional et alimenter les territoires. La transition énergétique conduit désormais à les faire évoluer aussi pour évacuer une part croissante de production diffuse.

Le SDDR 2019 avait mis en évidence que l'évolution des réseaux de répartition était principalement liée au développement des énergies renouvelables terrestres. **RTE a ainsi mis en œuvre une stratégie en deux temps pour permettre une restructuration progressive des réseaux de répartition :**

(i) **Première étape : la mise en œuvre du « dimensionnement optimal »** (visant à éviter la construction d'ouvrages qui ne seraient utilisés que quelques heures en s'appuyant sur des écrêtements ponctuels de production renouvelable).

Il permet d'optimiser les infrastructures existantes du réseau public de transport d'électricité et d'en augmenter la capacité d'accueil. Le SDDR 2019 identifiait que ce levier devait permettre d'accompagner le développement des énergies renouvelables sur la période 2020-2025.

(ii) **Deuxième étape : la planification et la construction de nouveaux ouvrages du réseau public de transport d'électricité.**

Le SDDR identifiait un volume prévisionnel d'investissements et renvoyait aux schémas régionaux de raccordement des énergies renouvelables (S3REnR) la définition précise des infrastructures. Cette étape de planification a été réalisée : la majorité des S3REnR a été mise à jour. Le volume d'investissements prévus y est cohérent avec les besoins identifiés dans le SDDR 2019 (à date, les schémas prévoient notamment la construction de 13 postes HTB1, 85 postes HTB2, 15 postes HTB3).

Le SDDR 2024 correspondra donc pour partie à une phase de développement et de séquençage territorial et industriel des infrastructures planifiées dans les S3REnR : il s'agit de passer à l'étape d'industrialisation de la stratégie définie en 2019.

6.2.2 Evolution des flux et des contraintes

Au-delà des investissements prévus dans les S3REnR, le SDDR doit identifier si les dynamiques évoluent par rapport aux perspectives identifiées dans le SDDR 2019 puis dans les *Futurs énergétiques 2050*.

Dans les analyses préliminaires, les ordres de grandeur des besoins d'investissement dans les réseaux de répartition et d'évaluation des écrêtements induits par le dimensionnement optimal restent, à ce stade, globalement comparables à ceux de ces deux études.

Plus spécifiquement, **les perspectives d'investissements liées au développement des énergies renouvelables terrestres**, qui demeure le principal déterminant de l'évolution des réseaux de répartition, **devraient être relativement cohérentes avec les précédentes estimations** (compte tenu de la relative proximité entre les nouvelles trajectoires de développement de filière avec celles intégrées lors du SDDR 2019 – la dernière PPE prévoyait en effet un important besoin de développement des énergies renouvelables terrestres pour se substituer à la production nucléaire ; la décarbonation les conduit à se substituer aux énergies fossiles, tout comme le nucléaire).

En revanche, une hausse des investissements dans les réseaux de répartition est attendue en lien avec l'accélération des trajectoires de consommation, notamment pour l'industrie et pour la mobilité lourde. Cette tendance est cohérente avec celles identifiées dans les *Futurs énergétiques 2050*, mais survient en avance de phase.

La consultation publique doit permettre de consolider les trajectoires d'investissements en fonction des réponses relatives aux perspectives de localisation des différentes filières (parties 3 et 4) et des différents scénarios de mix étudiés.

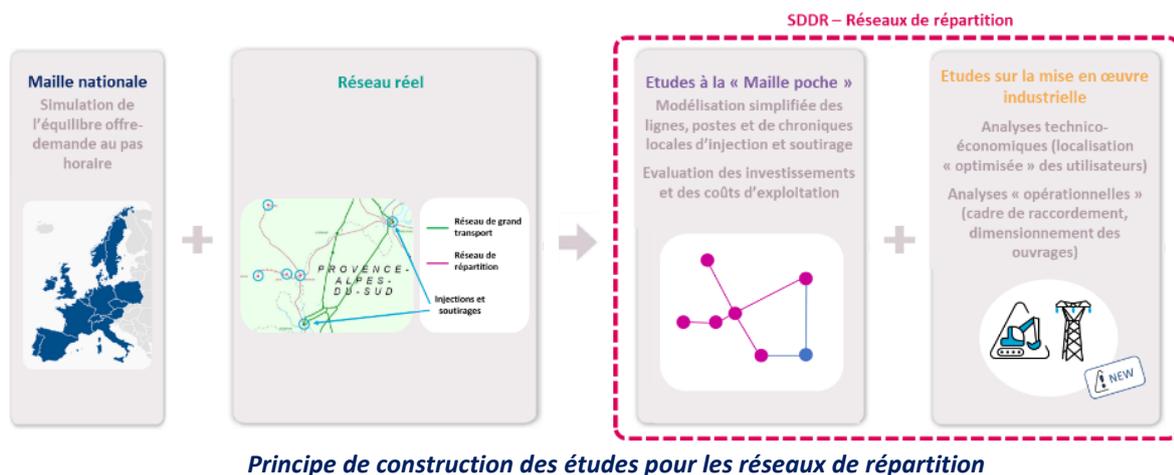
6.2.3 Cadre d'analyse des besoins et des solutions techniques

Analyses sur les besoins d'investissement

Pour mener ces analyses, RTE utilise une représentation simplifiée des réseaux de répartition (lignes, postes, transformateurs) à travers une modélisation représentative de la topologie réelle du réseau. Le réseau simule ainsi, au pas horaire, des chroniques locales de consommation et de production (à la « maille poche »).

Comme pour les études sur le réseau de grand transport, le calcul de flux permet d'identifier les zones du réseau dont les capacités de transit sont saturées à certaines heures de l'année, et l'analyse de ces contraintes permet d'évaluer des besoins d'investissements et des coûts d'exploitation (par exemple le coût associé à l'écrêtement de production renouvelable).

Elle ne permet en revanche pas d'identifier des structures précises de réseau. Ces dernières seront notamment étudiées en lien avec les gestionnaires de réseau de distribution dans le cadre de la révision des S3REnR.



Dans ces études « simplifiées » du SDDR, lorsque des contraintes sont identifiées sur les réseaux de répartition, trois familles de solutions sont considérées et comparées :

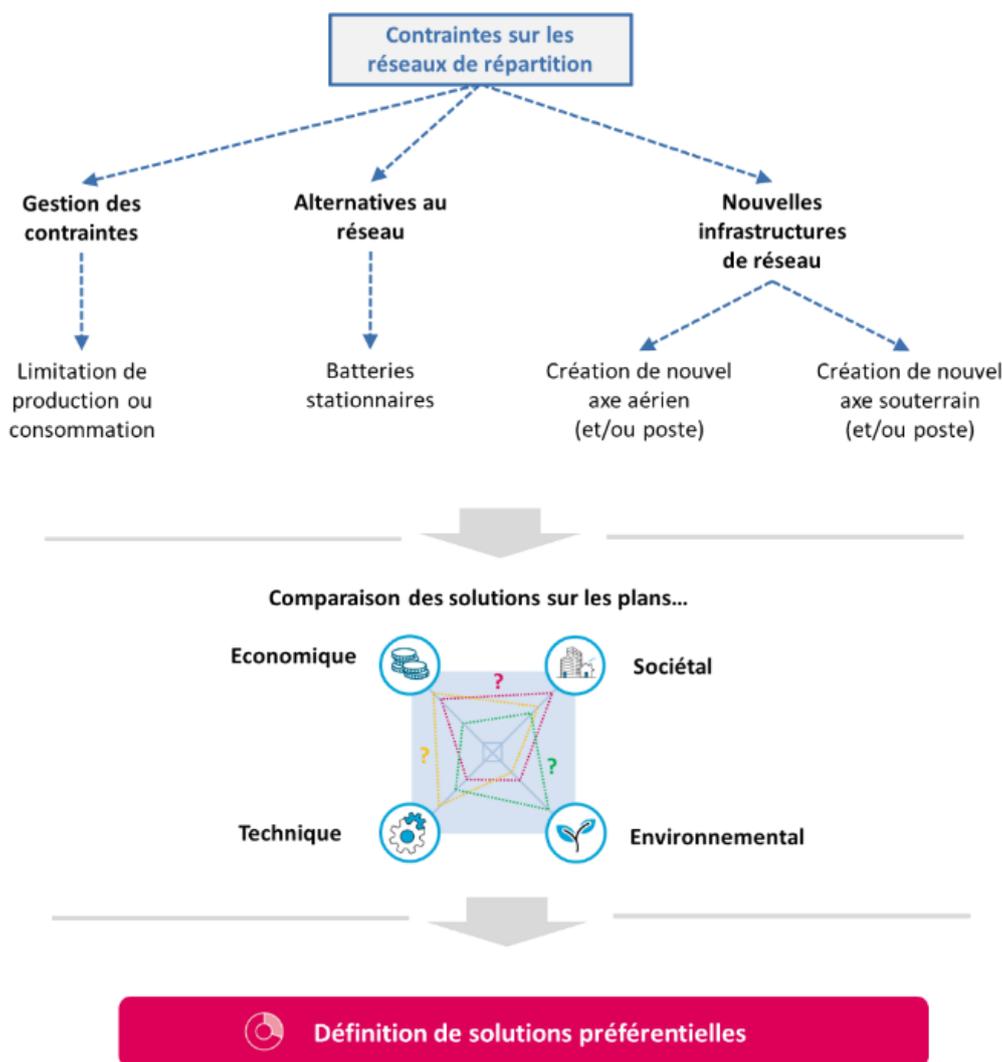
- (i) **gérer les congestions de réseau** via l'écrêtement de production (par exemple : par l'intermédiaire d'automates) ou la mobilisation de solutions flexibles (par exemple : flexibilité des consommateurs) ;

(ii) **intégrer des solutions « alternatives au réseau »**, en particulier les batteries (les enjeux sur cette filière sont en particulier repris dans la partie 4.7) ;

(iii) **investir dans de nouvelles infrastructures de réseau**, telles que le renforcement du réseau existant, la création de lignes aériennes ou souterraines neuves.

La comparaison de ces stratégies sur le plan technique, économique, territorial et environnemental permettra ensuite de proposer une (ou des) stratégie(s) de référence, similairement à la démarche décrite pour le réseau de grand transport.

Les hypothèses de coût considérées dans le SDDR pour toutes ces solutions sont données en annexe.



Représentation simplifiée des stratégies étudiées dans le SDDR pour les réseaux de répartition

Question B20 – Etudes technico-économiques sur les réseaux de répartition (63-90-225 kV)

Le SDDR 2019 avait mis en évidence que l'évolution des réseaux de répartition était principalement liée au développement des énergies renouvelables terrestres.

RTE a ainsi mis en œuvre une stratégie en deux temps pour permettre une restructuration progressive de ces réseaux : (i) optimisation du réseau existant grâce à la mise en œuvre du dimensionnement optimal (augmenter la capacité d'accueil du réseau existant) et (ii) planification des structures de réseau dans les S3REnR et mise en œuvre.

Le SDDR 2024 porte pour partie sur la mise en œuvre de la stratégie planifiée en 2019. Les études prospectives permettront d'identifier si cette stratégie doit être amendée ou modifiée au regard des évolutions de contexte (par exemple : développement de la mobilité électrique lourde – camions, bus).

Pour adapter les réseaux de répartition aux nouveaux flux, RTE étudiera plusieurs familles de solutions : (i) gestion des contraintes, (ii) alternatives au réseau (par exemple : batteries), (iii) création de nouveaux ouvrages du réseau.

➤ **Identifiez-vous d'autres types de solutions techniques ?**

Dans le SDDR, ces solutions techniques seront comparées sur le plan technique, économique, sociétal, environnemental dans le but d'identifier une (ou des) stratégie(s) de référence. Les analyses environnementales sont détaillées aux questions B24 à B28.

➤ **Identifiez-vous d'autres critères de comparaison ?**

➤ **Sur les hypothèses de coûts détaillées en annexe, pouvez-vous fournir des données détaillées qui permettent de les actualiser ou de les modifier ?**

Analyses sur la mise en œuvre industrielle des investissements

Sur les réseaux de répartition, les analyses préliminaires font émerger une attention spécifique sur l'enjeu de mise en œuvre industrielle des investissements déjà planifiés.

La loi relative à l'accélération des énergies renouvelables apporte de premières réponses par rapport à cet enjeu. Elle revoit le cadre d'élaboration des S3REnR, prévoit la définition de zones d'accélération et introduit la notion d'ouvrages prioritaires. Le dimensionnement des ouvrages prioritaires doit être utilisé comme un levier pour faciliter la mise en œuvre des S3REnR et construire un programme industriel de développement de ces ouvrages.

Ainsi, en complément des études technico-économiques sur les besoins globaux d'investissements dans les réseaux de répartition, RTE souhaite évaluer dans le SDDR la pertinence technique, économique et industrielle du passage à une « logique de l'offre ».

Sous l'angle de variantes : au travers par exemple de l'étude de localisation des EnR « optimisée » pour le réseau (dans la continuité de la variante « coordination locale » étudiée dans le SDDR 2019 et qui avait conduit à montrer des opportunités d'optimisation du système à l'échelle locale). Ces analyses doivent identifier si une telle logique permet de limiter les besoins d'investissements dans le réseau.

Sous l'angle de la mise en œuvre pratique : mettre en place une logique de l'offre conduit à s'interroger sur le cadre de raccordement et sur les perspectives de dimensionnement des ouvrages. A ce titre, RTE souhaite compléter les analyses technico-économiques par des analyses liées à la mise en œuvre opérationnelle ; ce point est davantage approfondi dans le document C de la consultation publique.

Combiner ces deux types d'analyses permettra à RTE d'illustrer les impacts globaux d'un changement de politique et, le cas échéant, de proposer d'en approfondir certains aspects.

Question B21 – Etudes technico-économiques sur les réseaux de répartition (63-90-225 kV)

Sur les besoins d'évolution du réseau, RTE étudiera plusieurs scénarios et plusieurs variantes. En particulier, RTE prolongera les analyses sur la variante « coordination locale » du SDDR 2019 et sur le dimensionnement durable. Ces études permettront d'alimenter les réflexions sur la mise en place d'une politique de l'offre dans des zones prioritaires (voire questions A1, C2, C13, C14 et C15).

- **Etes-vous d'accord avec cette approche ?**
- **Identifiez des variantes ou analyses de sensibilité spécifiques sur les besoins d'évolution des réseaux de répartition ?**
- **Selon vous, quelles études prioritaires peuvent être analysées sur le dimensionnement de long terme des réseaux de répartition ?**

7 Analyses économiques des trajectoires d'investissements

7.1 Analyses sur les coûts complets du système

Dans le Bilan prévisionnel, les coûts complets du système électrique ont été présentés hors réseau. Les analyses du SDDR permettront de les intégrer et de présenter une vision exhaustive pour le système électrique (consommation – flexibilités – réseaux – production). Pour les réseaux de distribution, RTE se basera sur les perspectives d'investissement d'Enedis (communication d'une trajectoire à hauteur de 96 Md€ à l'horizon 2040) et sur les travaux menés dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050*.

7.2 Impact du contexte macroéconomique sur les besoins d'investissement dans le réseau

En cohérence avec les études du Bilan prévisionnel 2023, **le scénario d'atteinte des objectifs publics du SDDR s'inscrit dans une logique de cadre macroéconomique favorable.**

Toutefois, une configuration alternative de cadre macroéconomique plus défavorable (dit de « mondialisation contrariée ») sera aussi analysée. La description de ces deux types de cadre, sous-tendant les différents scénarios du Bilan prévisionnel, est présentée dans le chapitre 4 de ce rapport¹². Les principales hypothèses sont rappelées en annexe de ce document.

Les analyses du Bilan prévisionnel seront prolongées dans le cadre du SDDR et permettront de **qualifier et chiffrer l'impact sur les trajectoires d'investissements de différents cadres macroéconomiques.** En effet, l'application du cadre macroéconomique de mondialisation contrariée a un impact sur le scénario de production-consommation et conduit à un ralentissement de la trajectoire d'électrification. **Ce scénario permet donc d'étudier une croissance moins rapide de la consommation et d'électricité, du développement des moyens de production d'électricité et donc à diminuer les besoins d'investissement dans le réseau.** Dans le même temps, le cadre de mondialisation contrariée repose sur un contexte inflationniste et une hausse des prix des commodités. Cet effet contribue à augmenter le coût des équipements et donc des investissements dans le réseau.

Question B22 – Analyses économiques des trajectoires d'investissements - Contexte macro-économique

Les trajectoires du SDDR seront analysées en s'appuyant sur différents cadres macro-économiques, décrits dans le Bilan prévisionnel 2023 (dont le cadre de mondialisation contrariée). Ces études contribueront à renforcer les travaux autour de l'identification des besoins d'évolution « sans regret » pour le réseau et des leviers de résilience. Par ailleurs, ils permettront de compléter l'analyse sur les coûts complets du système électrique présentés dans le Bilan prévisionnel en intégrant le réseau de transport d'électricité. Pour les réseaux de distribution, RTE se basera sur les perspectives d'investissement d'Enedis (communication d'une trajectoire à hauteur de 96 Md€ à l'horizon 2040) et sur les travaux menés dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050*.

¹² Bilan prévisionnel 2023 – chapitre scénarios

<https://assets.rte-france.com/prod/public/2023-11/Bilan-previsionnel-2023-chapitre4-scenarios.pdf>

- **Pensez-vous nécessaire de revoir certaines hypothèses macroéconomiques des scénarios du Bilan prévisionnel pour le SDDR ? Si oui, pourquoi ? Quels éléments étayés pouvez-vous fournir ?**
- **Considérez-vous pertinents les axes d'analyse proposés (notamment impact d'une croissance moins rapide de la consommation d'électricité sur les besoins d'investissement dans le réseau) ? Selon vous, est-il utile d'introduire d'autres axes d'analyse, et si oui, lesquels ?**
- **Comment envisagez-vous la traduction du scénario de mondialisation contrariée sur les intrants et besoins pour le réseau (disponibilité et coût des fournitures et matériels nécessaires au développement du réseau de transport d'électricité, disponibilité et coût de la main d'œuvre) ?**

7.3 Analyse des leviers de résilience sur les chaînes d'approvisionnement

L'analyse du cadre de mondialisation contrariée a notamment été réalisée dans le but d'identifier des leviers de résilience pour accompagner la décarbonation.

L'enseignement n°17 du Bilan prévisionnel présente les résultats de cette analyse et identifie trois leviers de résilience : (i) sécurisation de la chaîne de valeur (relocalisation d'une partie de cette chaîne, contrats de long terme, etc.), (ii) économie significative dans les matériaux et (iii) sobriété planifiée.

Pour le point (i), les analyses du Bilan prévisionnel seront approfondies et centrées sur les équipements-clés pour le développement du réseau. **Il s'agit d'identifier les tensions futures qui risquent de peser sur les chaînes d'approvisionnement, en particulier dans un contexte défavorable de mondialisation contrariée.** Ce travail complète celui le plan d'actions d'ores et déjà mis en œuvre par RTE pour sécuriser ses approvisionnements (ce sujet est décrit dans le document C de la consultation publique).

Ces analyses permettront d'identifier ce qui peut être fait à plus long terme pour sécuriser les approvisionnements. **Le travail s'inspire des principes d'économie industrielle mis en pratique pour le développement historique des grands programmes d'équipements** (chaque partie du programme doit être sécurisée pour assurer son développement industriel en se basant sur des objectifs de long terme partagés).

De fait, les analyses devront intégrer une réflexion sur l'évolution des relations avec les fournisseurs, équilibrée en matière de partage du risque et requérant de nécessaires contreparties et garanties.

Le point (ii) fait partie des analyses environnementales du SDDR. Elles sont décrites dans la partie 8 du présent document.

Le point (iii) fait écho aux analyses relatives aux variantes de sobriété. Elles sont décrites dans la partie 3.5 du présent document.

Question B23 – Analyses économiques des trajectoires d’investissements - Chaînes d’approvisionnements

Trois leviers de résilience ont été identifiés dans le Bilan prévisionnel 2023 : (i) sécurisation de la chaîne de valeur, (ii) économie dans les matériaux, (iii) mesures de sobriété planifiées.

- **Partagez-vous l’intérêt d’approfondir ces leviers dans les perspectives relatives à l’évolution du réseau de RTE ?**
- **Quels sont les maillons de la transformation du réseau qui vous semblent les plus vulnérables ?**
- **Identifiez-vous des leviers de résilience complémentaires pour les infrastructures de réseau (notamment dans la perspective du développement d’un programme d’équipements, par exemple : stocks stratégiques en ressources/matériels, stratégies de couverture et partenariats de long terme, priorisations et renoncements éventuels, etc.) ? Quelles données pouvez-vous fournir ?**

8 Analyses environnementales des familles de solutions techniques

En complément de l'évaluation environnementale stratégique, et dans la continuité des analyses environnementales publiées dans les *Futurs énergétiques 2050* et le Bilan prévisionnel, RTE analysera les principaux impacts environnementaux associés à l'exploitation, l'entretien, le renouvellement et le développement du réseau public de transport d'électricité.

Sur ces enjeux, les études préliminaires du SDDR font ressortir en particulier quatre principaux axes de travail pour les analyses environnementales :

- (i) la consommation des ressources minérales ;
- (ii) les émissions de gaz à effet de serre ;
- (iii) les pressions et impacts sur la biodiversité¹³ ;
- (iv) les interactions avec les activités humaines.

L'analyse environnementale doit identifier, pour ces quatre dimensions, les enjeux en matière de transformation du réseau et comparer les impacts en fonction des différents scénarios étudiés et stratégies (pour les solutions réseau mais aussi les solutions alternatives comme les batteries ou l'absence de renforcement).

Pour cela, le niveau d'analyse sera plus précis sur les premières années d'études (avant 2030) par rapport aux horizons moyen-long terme (pour lesquels la majorité des projets de réseau ne sont pas identifiés et leur impact ne peut donc être précisément connu).

Une évaluation de la mise en œuvre du SDDR 2019 sera par ailleurs présentée dans le SDDR. Elle comportera une analyse du chapitre environnement et notamment des leviers qui avaient été identifiés pour réduire l'impact environnemental du réseau (tel que le programme de maintenance et de renouvellement des postes sous enveloppe métallique fortement émetteurs de gaz SF₆).

¹³ Cinq grands types de pressions humaines sur la biodiversité sont identifiées : la destruction et l'artificialisation des milieux naturels, les pollutions (air, eau, sol), la surexploitation des ressources, le changement climatique et les espèces exotiques envahissantes. Les analyses sur les quatre premiers sont détaillées dans la partie 8.3, ceux liés à la consommation de ressources, à la pollution de l'air, et au changement climatique sont détaillés respectivement dans les parties 8.1, 8.2 et 1.

Question B24 – Analyses environnementales des familles de solutions techniques - Cadrage général des analyses environnementales

Le document de consultation décrit un programme d'analyses environnementales centrées sur la consommation de ressources minérales, les émissions de gaz à effet de serre, la biodiversité et les interactions avec les activités humaines (document B de la consultation publique). Les différentes stratégies et scénarios seront comparés sur ces quatre dimensions.

- **Cette grille d'analyse vous semble-t-elle adaptée aux enjeux de caractérisation environnementale des stratégies réseau ?**
- **Selon vous, comment ces travaux peuvent-ils alimenter le dossier de maître d'ouvrage de RTE en vue de la saisine de la Commission nationale du débat public ? Comment ces travaux peuvent-ils compléter l'évaluation environnementale stratégique requise pour saisir l'Autorité environnementale ?**

8.1 Ressources minérales

Point de départ

Le réseau public de transport d'électricité est principalement constitué de béton (~ 17 000 kt) et d'acier (~ 2 600 kt) pour les postes, les pylônes et leurs fondations, ainsi que d'aluminium (~580 kt) et de cuivre (~130 kt) pour les lignes, câbles, matériels de postes (transformateurs, réactances) et autres matériels électriques.

Cadre d'analyse

Le SDDR approfondira en particulier l'évolution des besoins en matière de cuivre et d'aluminium. Dans les *Futurs énergétiques 2050*, il s'agit des ressources avec le plus fort enjeu de criticité (en particulier le cuivre). L'acier et le béton seront étudiés davantage en ordre de grandeur car leur niveau de criticité est plus faible.

Les analyses permettront également d'éclairer les leviers envisageables pour limiter les risques d'approvisionnement et d'impact en réduisant notamment la consommation de ces ressources, dans la continuité des travaux restitués dans l'enseignement n°17 du dernier Bilan prévisionnel.

Il s'agit de leviers sur lesquels RTE a des moyens d'action spécifiques (par exemple : politique technique de dimensionnement du réseau, politique d'approvisionnement, stratégie réseau) et d'autres qui nécessitent un travail plus approfondi avec d'autres acteurs (par exemple : mise en place de filières de recyclage).

A titre d'exemple, en partenariat avec MTB (recyclage et valorisation des déchets) et TRIMET (production de fils machines en aluminium), RTE a récemment expérimenté la pose de câbles électriques aériens composés d'un alliage d'aluminium en partie réalisé à partir de matière recyclée issue de câbles déposés. Cette expérimentation a montré la possibilité d'incorporer de l'aluminium recyclé sans changer ni la qualité du nouveau câble, ni la logistique liée à la fabrication. Des travaux sont en cours avec les câbliers pour industrialiser ce processus.

Question B25 – Analyses environnementales des familles de solutions techniques - Ressources minérales

Les analyses du volet ressources minérales seront centrées en priorité sur le cuivre et l'aluminium et dans un second temps sur l'acier et le béton. Elles devront permettre d'identifier des leviers de résilience et de proposer un cadre de travail pour la mise en œuvre concrète de ces leviers. Partagez-vous les principaux enjeux et axes d'étude identifiés pour le volet des ressources minérales ?

- **Disposez-vous de données ou éléments à partager pour affiner la quantification des analyses ?**
- **Disposez-vous de données ou éléments à partager pour permettre la mise en œuvre concrète de leviers de résilience ?**

8.2 Emissions de gaz à effet de serre

Point de départ

En 2022, le bilan des émissions directes et indirectes de gaz à effet de serre de RTE (scopes 1, 2 et 3) s'est établi à environ 1 MtCO₂eq. Il est principalement constitué d'émissions induites par les pertes électriques (environ 480 ktCO₂eq), le patrimoine (240 ktCO₂eq) et les rejets de gaz SF₆ (90 ktCO₂eq).

A titre de comparaison, pour la même année, **le mix de production électrique français (incluant les pertes) a émis environ 25 MtCO₂eq, et les émissions sur le territoire français de manière plus générale se sont établies à 404 MtCO₂eq.**

Cadre d'analyse

A moyen-terme, les évolutions de ces bilans sont étroitement liées.

L'électrification de l'économie, comme levier de décarbonation des émissions nationales, conduit à intégrer de nouvelles consommations et de nouveaux moyens de production décarbonée au système électrique en procédant à leur raccordement et à l'adaptation du réseau. Cela conduit à réduire structurellement les émissions de gaz à effet de serre associées au système énergétique dans son ensemble, comme l'ont montré les différents scénarios des *Futurs énergétiques 2050* et du Bilan prévisionnel. En contrepartie, elle conduit à augmenter les émissions de gaz à effet de serre associées au réseau. Ces effets sont décrits dans le plan de transition publié par RTE en 2024.

Les analyses du SDDR visent à (i) comparer l'évolution du bilan des émissions de gaz à effet de serre selon les scénarios et stratégies d'évolution du réseau (au regard des gains rendus possibles sur le reste du système électrique) et (ii) identifier si les leviers de réduction définis dans le SDDR 2019 sont toujours d'actualité ou peuvent être modifiés / complétés.

Question B26 – Analyses environnementales des familles de solutions techniques - Emissions de gaz à effet de serre

Les analyses du volet émissions de gaz à effet de serre ont pour objectif de comparer l'évolution du bilan des émissions des différentes stratégies réseau (qui auront toutes un impact haussier en raison du contexte d'électrification de l'économie et en conséquence du développement du réseau) et d'identifier des leviers de réduction et de maîtrise de ces émissions.

- **Disposez-vous de données ou éléments à partager pour affiner la quantification des analyses ?**
- **Disposez-vous de données ou éléments à partager pour permettre la mise en œuvre concrète de leviers de réduction des émissions ?**

8.3 Biodiversité

Point de départ

Le réseau public de transport d'électricité est implanté, en cumulé, sur 335 000 hectares du territoire national (soit la superficie du département du Rhône), principalement du fait des lignes aériennes. Par ailleurs, le réseau public de transport d'électricité représente une surface artificialisée d'environ 4000 ha (soit les aéroports de Roissy et d'Orly), diffuse sur l'ensemble du territoire hexagonal, dont 200 ha sont imperméabilisés.

Cadre d'analyse

RTE propose de mener en particulier trois types d'analyses :

- (i) **étude cartographique des milieux traversés** (notamment zones environnementales sensibles) : cette étude doit permettre de qualifier la nature des milieux traversés par le réseau aujourd'hui et à terme (et de ne pas se limiter à la surface) ;
- (ii) **identification des changements d'usage des sols en lien avec l'objectif de zéro artificialisation nette** : l'étude *Futurs énergétiques 2050* avait montré que l'imperméabilisation et l'artificialisation des sols liées au réseau devraient augmenter dans l'ensemble des scénarios (+40% environ), tout en restant néanmoins largement inférieures à d'autres secteurs (en particulier les réseaux routiers et bâtiments). Les perspectives seront actualisées et étendues aux fonds marins ;
- (iii) **identification des pressions engendrées par la pollution des sols et des eaux** (par exemple : via les rejets d'huiles ou l'utilisation de produits phytosanitaires désherbants).

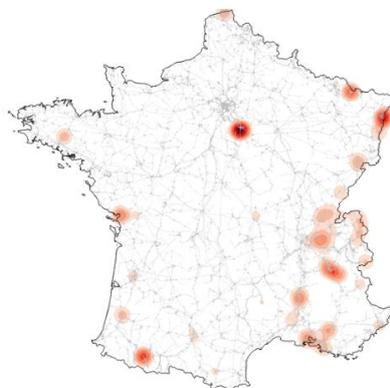


Illustration de la présence actuelle de lignes aériennes dans des zones protégées¹⁴

Les résultats de ces analyses seront mis en perspective par rapport aux actions déjà mises en œuvre par RTE pour réduire les pressions liées au réseau sur la biodiversité (par exemple : pose de balises avifaune, plan Zéro-Phyto, déploiement d'aménagements durables de la végétation etc.) et, le cas échéant, identifier des pistes d'actions complémentaires qui pourraient être mises en œuvre d'ici à 2040.

¹⁴ Cette carte illustre la densité (amplifiée) de lignes aériennes dans des zones protégées. A titre d'illustration, la zone la plus visible au sud de la région parisienne concerne la traversée de plusieurs lignes au sein d'une réserve de biosphère en forêt de Fontainebleau et dans le Gâtinais (30 km).

A titre d'exemple, RTE entretient 48 000 ha de végétation sous les lignes. Afin de diminuer progressivement cet entretien et favoriser la biodiversité sous les lignes, RTE s'est engagé dans le déploiement d'aménagements durables de la végétation (objectif de 2300 ha aménagés à fin 2024), permettant ainsi de contribuer à la trame verte. De nombreux partenaires sont associés dans cette démarche : Fédération des parcs naturels, Fédération des réserves naturelles, Fédération des conservatoires d'espaces naturels, Fédération Nationale des Chasseurs, LPO, ONF, etc. A l'horizon du printemps 2029, RTE met également en place une politique volontariste de modifications des méthodes d'entretien de la végétation (notamment avec la suppression du gyrobroyage au printemps). RTE a mis en place un marché, qui vise à accompagner ses prestataires dans cette transformation majeure.

Question B27 – Analyses environnementales des familles de solutions techniques - Biodiversité

Les analyses du volet biodiversité s'appuient notamment sur des études cartographiques des milieux et un approfondissement des travaux réalisés dans les *Futurs énergétiques 2050* sur l'artificialisation des sols (qui montraient une augmentation importante dans tous les scénarios mais inférieure à celle d'autres secteurs). Elles ont pour objectif de comparer la situation actuelle avec les perspectives d'évolution. A ce titre, une analyse comparée des impacts des différentes infrastructures sera réalisée (réseau et alternatives au réseau). Elle devra être mise en regard des actions mises en œuvre ou proposées par RTE pour limiter les pressions liées au réseau sur la biodiversité.

- **Etes-vous d'accord avec l'approche présentée ?**
- **Disposez-vous de données ou éléments à partager pour affiner les analyses ?**
- **Outre celles précitées, pensez-vous que d'autres analyses devraient être menées quant aux pressions des infrastructures du réseau de transport d'électricité sur la biodiversité ?**

8.4 Interactions avec les activités humaines

Point de départ

Aujourd'hui, de l'ordre de 20% des zones traversées par le réseau de transport d'électricité sont des espaces naturels (forêts, zones humides, zones naturelles) et 80% sont des surfaces davantage influencées par les activités humaines, les surfaces agricoles ou déjà artificialisées (zones d'activités ou urbanisées, etc.).

Cadre d'analyse

Dans l'étude *Futurs énergétiques 2050*, RTE a présenté une grille d'analyses des compatibilités des ouvrages du réseau avec d'autres usages (agricoles, forestiers, naturels, résidentiels, tertiaires, industriels, autres réseaux).

Dans le SDDR, cette grille sera reprise et mise en regard des co-usages actuellement observés sur le réseau. Elle sera complétée des enjeux fonciers qui existent pour l'implantation de nouveaux postes électriques ou de stations de conversion (pour lesquels les co-usages ne sont pas possibles).

En complément, RTE apportera des éléments d'analyse sur l'empreinte visuelle du réseau et les perspectives d'évolution en fonction des scénarios et des stratégies de développement étudiées (solutions réseau ou alternatives au réseau). Ce travail contribuera à l'analyse multicritères permettant de comparer les différents choix de stratégie (évoquée dans la partie 6).

Question B28 – Analyses environnementales des familles de solutions techniques - Interactions avec les activités humaines

Les travaux sur les interactions avec les activités humaines s'appuient sur l'analyse de la compatibilité entre le réseau et d'autres usages liés aux activités humaines (alors que 80% du réseau actuel correspond à des surfaces en co-usages). Il s'agit d'un approfondissement des études menées dans les *Futurs énergétiques 2050*.

- **Etes-vous d'accord avec l'approche présentée ?**
- **Disposez-vous de données ou éléments à partager pour affiner les analyses ?**
- **Comme en 2019, RTE présentera également des éléments relatifs à l'empreinte visuelle du réseau ou des solutions alternatives.**
- **Disposez-vous d'éléments permettant d'enrichir les analyses à ce sujet ?**

9 Annexes

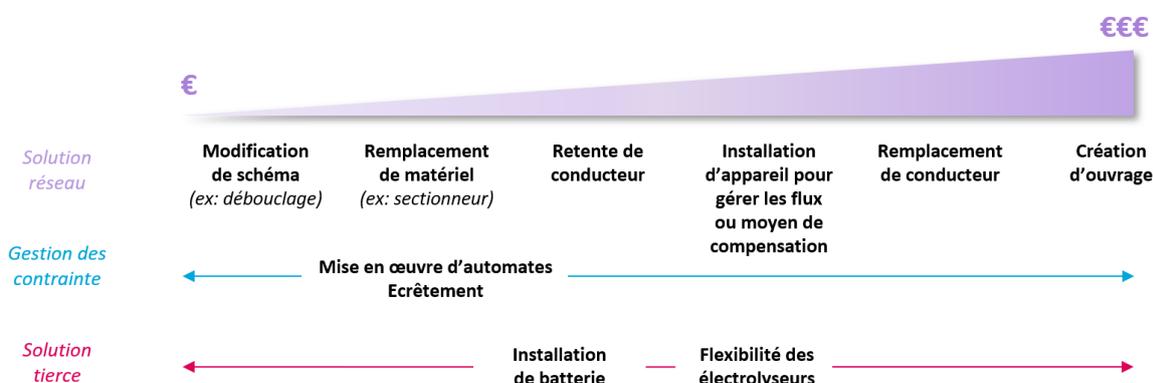
9.1 Description synthétique des études décisionnelles de réseau

Une étude de réseau consiste dans un premier temps à évaluer de façon détaillée dans quelle mesure l'infrastructure existante répond au besoin. Elle revêt différents aspects techniques :

- Analyser les **transits** d'électricité sur le réseau existant pour vérifier que les ouvrages (lignes aériennes ou souterraines, transformateurs) ne sont pas surchargés, à la fois à réseau complet (tous les ouvrages disponibles) que dans chaque situation potentielle de régime dégradé (conséquences d'un ouvrage manquant).
- Surveiller la **tension** en chaque point du territoire en s'assurant que les tensions ne sont ni trop élevées ni trop basses pour ne pas perturber la qualité d'alimentation des clients et pour éviter tout risque d'instabilité du réseau.
- Contrôler la **stabilité** du système. En France, comme en Europe, le réseau s'est développé essentiellement sur une technologie en courant alternatif et avec des groupes de production équipés de machines tournantes. Bâti sur ce principe, le réseau d'Europe continentale est exploité à une fréquence de 50 Hertz synchrone et stable.

L'étude de réseau nécessite de (i) localiser les hypothèses de consommation et de production et (ii) de caractériser l'état du patrimoine du réseau existant.

Différentes stratégies sont ensuite étudiées et proposées en combinant un **panel de solutions techniques le plus large possible**, illustré dans la figure ci-dessous. Leur performance technico-économique est ainsi comparée.



Les solutions à disposition pour la résolution de contraintes sur le réseau

Les stratégies sont évaluées à travers un ensemble d'indicateurs techniques, économiques et environnementaux : il s'agit d'une **analyse multicritère**. L'évaluation coûts-bénéfices est une composante de l'analyse qui permet d'infléchir le choix du projet présentant le meilleur bilan socio-économique. Elle intègre le coût des solutions envisagées et le coût d'exploitation du système électrique.

La stratégie préférentielle peut impliquer de ne pas investir dans les solutions réseau ou dans les solutions tierces si ces solutions sont moins compétitives que celles conduisant à modifier

l'exploitation du système électrique. Dans tous les cas de figure, la gestion des contraintes de réseau a un coût.

9.2 Rappel des hypothèses macroéconomiques retenues dans le Bilan prévisionnel

	2019	2035	
		Cadre macroéconomique favorable Scénarios A et B	Cadre de mondialisation contrariée Scénario C
Hypothèses de cadrage macroéconomique			
Croissance du PIB (TCAM 2022-2035)	+1,8%	+1,1%/an	+0,6%/an
Population (France métropolitaine)	65,1 millions	67,0 millions	67,0 millions
Inflation	1,1%	2%/an	3%/an
Prix du gaz naturel	15 € ₂₂ /MWh	24 € ₂₂ /MWh	38 € ₂₂ /MWh
Prix du cuivre	6 800 \$ ₂₂ /t	7 100 \$ ₂₂ /t	12 200 \$ ₂₂ /t
Coût du capital (valeur réelle avant impôts)	-	6%	9%
Principaux impacts macroéconomiques & indicateurs			
PIB/habitant	39 000 € ₂₂ /an	44 200 € ₂₂ /an	41 600 € ₂₂ /an
Valeur ajoutée de l'industrie manufacturière	270 Md€ ₂₂	310 Md€ ₂₂	280 Md€ ₂₂
Balance commerciale rapportée au PIB	-2%	-2%	-4%
Facture en combustibles fossiles	50 Md€ ₂₂	15-20 Md€ ₂₂	25-30 Md€ ₂₂
Coût brut de production d'électricité de long terme	60-65 € ₂₂ /MWh _{produit}	65-85 € ₂₂ /MWh _{produit}	85-95 € ₂₂ /MWh _{produit}

9.3 Hypothèses de coûts

Dans le SDDR, les études intègrent des hypothèses normatives pour les coûts des différentes paramètres (solutions de réseau comme solutions tierces). Ces hypothèses sont détaillées ici.

63 kV 90 kV	Création d'un poste sans transformation (M€/u)	4	6,6
	Installation d'un transformateur (M€/u)	3,5	4,6
	Levée de limitations poste (M€/cellule)	0,1	0,8
	Construction d'une liaison aérienne double circuits (M€/km)	0,6	1,4
	Construction d'une liaison aérienne simple circuit (M€/km)	0,5	1,2
	Construction d'une liaison souterraine double circuits (M€/km)	1,0	3,9
	Construction d'une liaison souterraine simple circuit (M€/km)	0,5	2,2
225 kV	Création d'un poste sans transformation (M€/u)	5,8	9,4
	Installation d'un transformateur (M€/u)	4,3	5,7
	Changement de conducteurs (M€/km)	0,6	1,0
	Construction d'une liaison aérienne double circuits (M€/km)	0,7	2,0
	Construction d'une liaison aérienne simple circuit (M€/km)	0,6	1,5
	Construction d'une liaison souterraine double circuits (M€/km)	1,5	5,9
	Construction d'une liaison souterraine simple circuit (M€/km)	0,8	3,2
400 kV HVAC	Création d'un poste sans transformation (M€/u)	8,1	14,3
	Installation d'un autotransformateur (M€/u)	5,5	7,3
	Changement de conducteurs (M€/km)	0,9	1,5
	Construction d'une liaison aérienne double circuits (M€/km)	2,1	3
	Construction d'une liaison aérienne simple circuit (M€/km)	1,2	2
	Construction d'une liaison souterraine simple circuits (M€/km)	1,3	3,4
320 kV HVDC	Création d'une station de conversion (M€/u)	300	400
	Création d'une station de conversion en mer (M€/u)	700	1500
	Construction d'une liaison souterraine simple circuit (M€/km)	2	3,6
	Construction d'une liaison sous-marine simple circuit (M€/km)	2	4,6
525 kV HVDC	Création d'une station de conversion (M€/u)	500	600
	Création d'une station de conversion en mer (M€/u)	1100	2200
	Construction d'une liaison souterraine simple circuit (M€/km)	3,4	6
	Construction d'une liaison sous-marine simple circuit (M€/km)	3,4	7,6

Principales hypothèses de coût unitaire des ouvrages de réseau proposées pour le SDDR 2024 (€₂₀₂₃)¹⁵

¹⁵ Pour les stations de conversion et liaisons HVDC, les fourchettes sont issues d'une part de l'étude Guidehouse (*Offshore grid connection cost benchmark*, février 2024) qui compare les coûts de raccordement d'une vingtaine de projets HVDC déjà contractualisés par le passé, et d'autre part d'ENTSO-E (*Offshore network development plan, methodological report*, janvier 2024) qui présente des valeurs de coûts de raccordement à horizon 2040-2050 partagées par les GRT européens. RTE mettra à jour ces valeurs d'ici la publication du SDDR en intégrant les résultats des appels d'offres en cours, notamment pour les valeurs 320 kV.

S'agissant des batteries, les hypothèses de coûts sont cohérentes avec le dernier Bilan prévisionnel, qui tient compte des retours reçus lors de la consultation publique menée en mars 2023.

	2023	2030			2035		
		Hyp. basse	Hyp. de référence	Hyp. haute	Hyp. basse	Hyp. de référence	Hyp. haute
Batteries 1h	650	330	430	530	300	400	500
Batteries 4h	1800	920	1180	1450	800	1050	1300

Hypothèses de coûts (€₂₀₂₂/kW) des batteries en fonction de l'horizon et de leur capacité