Schéma décennal de développement du réseau

Synthèse

Édition 2025

VERSION SOUMISE AUX
AUTORITÉS COMPÉTENTES

Schéma décennal de développement du réseau

Synthèse

Édition 2025

SOMMAIRE

Orientations stratégiques
7

Chiffres clés
40

Investissements dans le réseau de transport sur 2025-2040 dans la stratégie de référence du SDDR
44

Synthèse des choix retenus dans la stratégie de référence et exemples des stratégies alternatives
46

ORIENTATIONS STRATÉGIQUES

Définir le SDDR

LE SDDR EST UN PLAN-PROGRAMME NATIONAL POUR UNE INFRASTRUCTURE ESSENTIELLE

Le réseau à haute et très haute tension collecte l'essentiel de la production d'électricité française, l'achemine vers les zones de consommation et interconnecte la France avec les pays voisins. Il assure directement l'alimentation de la grande industrie et des grands consommateurs comme le système ferroviaire.

Figure 1 – Réseau public de transport d'électricité en 2025

Il est piloté par les centres de *dispatching* qui garantissent l'équilibre instantané des flux sur le système électrique français, et donc qui assurent, en permanence la sécurité d'alimentation en électricité du pays.

L'élaboration du SDDR est prévue par le droit européen (directive marché intérieur de l'électricité) et français (code de l'énergie et code de l'environnement).

Elle a fait l'objet d'une consultation publique et de nombreuses réunions de préparation. Cette phase de consultation a confirmé l'intérêt des collectivités territoriales et des aménageurs pour un renforcement de la planification du réseau.

Le SDDR décrit la stratégie que propose RTE pour l'évolution d'une infrastructure essentielle pour le pays : le réseau public de transport d'électricité.

En tant que plan-programme, il est soumis à la participation du public selon des modalités définies par la Commission nationale du débat public, ainsi qu'à l'avis du Ministre en charge de l'énergie et de l'Autorité environnementale et à l'examen de la Commission de régulation de l'énergie (*cf.* **fiche n° 1**).

LE SDDR N'EST PAS UN DOCUMENT PROSPECTIF : C'EST UNE STRATÉGIE OPÉRATIONNELLE POUR RÉUSSIR LA SORTIE DES ÉNERGIES FOSSILES

La France a publié les orientations de sa politique énergétique : projets de stratégie française énergie-climat (SFEC), stratégie nationale bas-carbone (SNBC) et programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). La concertation préalable sur la SNBC et la PPE vient de s'achever.

Ces orientations s'inscrivent dans la lignée des engagements internationaux pris au niveau mondial (Accords de Paris) et européen *(Fit for 55)*.

Elles s'appuient sur un ensemble de travaux scientifiques et techniques établissant sans ambiguïté l'ampleur de la transformation à réaliser pour atteindre la neutralité carbone en 2050 et l'urgence à se mobiliser. Cette formalisation constituait le cœur des *Futurs énergétiques 2050* et du Bilan prévisionnel 2023 publiés par RTE.

Au-delà de la transformation du parc de production d'électricité et des modes de consommation, le réseau de transport d'électricité est concerné au premier ordre par cette croissance. Dans tous les pays, les infrastructures de réseau sont plus longues à développer que la majorité des unités qui s'y connectent : il en résulte une vigilance sur son rythme de construction et sur la faculté des opérateurs de réseau à anticiper les travaux, relayée par l'Agence internationale de l'énergie en 2023.

Le réseau public français présente de nombreuses qualités pour permettre cette transformation : il a été construit pour accueillir des unités de forte puissance (les plus grosses centrales nucléaires d'Europe y sont raccordées), il est peu congestionné, il transite tous les jours de grandes quantités d'électricité et il se finance actuellement à bas-coûts.

Cependant, si son architecture actuelle constitue un premier atout considérable vis-à-vis de la transformation à venir, le réseau est bien adapté à une France dont l'électricité ne représente qu'un peu plus du quart des besoins énergétiques du pays. Porter la part de l'électricité au-delà de 50% de ces besoins impliquera nécessairement des investissements dans le réseau public de transport d'électricité.

Le SDDR décrit comment, où et à quel rythme le réseau doit évoluer pour permettre à la France d'électrifier son économie, de construire de nouvelles industries et de développer son parc de production nucléaire et renouvelable.

LE SDDR ENVISAGE LA RÉINDUSTRIALISATION DU PAYS COMME UNE PRIORITÉ POUR LE RÉSEAU NATIONAL

Il est publié alors que des doutes s'expriment sur la trajectoire de réindustrialisation.

Pourtant, l'intérêt d'y parvenir est plus évident que jamais, tant sur le plan économique (en 2024, la balance commerciale de la France est déficitaire de 81 Md€ alors que les tensions commerciales s'accumulent) que sur le plan climatique (il est démontré qu'une trajectoire de réindustrialisation profonde permet de réduire plus rapidement l'empreinte carbone du pays – *cf.* enseignement n°3 des *Futurs énergétiques 2050).*

Les chiffres du Bilan électrique national 2024 montrent que la France a reconstitué son potentiel de production d'électricité bas-carbone. Avec une politique de développement conjoint du nucléaire et des renouvelables, ce potentiel est appelé à s'accroître durablement.

Il est donc possible d'alimenter en électricité bas-carbone de nouvelles industries sur le territoire français.

La faculté d'accueillir rapidement des nouveaux consommateurs est une clé pour attirer de tels investissements. RTE en a fait une priorité absolue : elle se traduit concrètement dans les décisions d'investissements prises depuis 2022.

À Dunkerque par exemple, les travaux de terrassement ont déjà commencé, marquant le début d'un important programme de restructuration du réseau 400 kV de la zone industrielle, qui s'échelonnera sur quatre ans.

Le SDDR développe une nouvelle approche dédiée au raccordement des industries. Elle permet de mieux informer les futurs clients sur les nœuds favorables du réseau, d'accélérer les projets d'ingénierie dans les zones industrielles et de lutter contre la spéculation pour favoriser le raccordement des projets qui avancent effectivement.

Figure 2 – Carte des infrastructures prévues par RTE sur la zone de Dunkerque

LE SDDR EST UNE STRATÉGIE ÉTABLIE ET MISE EN ŒUVRE EN PÉRIODE DE CRISE

Il sera mis en œuvre dans un contexte de crise, marqué par :

- le retour aux tensions commerciales et de la conflictualité au niveau mondial ;
- un ralentissement économique au sein de l'Union européenne et une volonté de souveraineté énergétique (l'Europe importe aujourd'hui l'essentiel de l'énergie qu'elle consomme) ;
- des difficultés budgétaires en France et une trajectoire d'électrification des usages qui peine à s'amorcer, alors que le rétablissement du potentiel de production décarboné est engagé.

RTE en a tenu compte pour élaborer sa stratégie : le cadre de mondialisation contrariée développé dans ses récents exercices prospectifs (*cf.* chapitre 8 du Bilan prévisionnel 2023) est mis en pratique et constitue le cadre macroéconomique de référence dans lequel la transformation du réseau devra être mise en œuvre au cours des prochaines années, notamment en ce qui concerne les enjeux de fourniture de matériels.

Cela se traduit notamment par la priorité donnée à la maîtrise industrielle de la *supply-chain*.

Le SDDR repose ainsi sur un renforcement du rôle de grand donneur d'ordre de RTE vis-à-vis de la filière industrielle des matériels nécessaires à la construction des infrastructures de réseau, pour assurer que la croissance des investissements dans le réseau public se traduise également par des retombées économiques directes sur le territoire national et européen.

Le schéma a ainsi été construit pour que la croissance des activités de RTE soit compatible avec une remontée en cadence des filières française et européenne.

LE SDDR EST UNE STRATÉGIE POUR PRÉPARER LA FRANCE AU CLIMAT DE DEMAIN

Il assure la planification d'infrastructures qui seront, pour certaines, toujours présentes en 2100 : l'adaptation au changement climatique est une donnée d'entrée incontournable pour l'exercice.

Elle pose trois questions : (1) celle du dimensionnement des nouvelles infrastructures, (2) celle de l'adaptation du réseau existant et (3) celle de l'exploitation pendant des phénomènes climatiques extrêmes qui ont vocation à être plus fréquents.

Le SDDR articule un plan qui tient compte de l'ensemble de ces dimensions.

En particulier, l'âge du réseau français le rend vulnérable aux fortes chaleurs et aux inondations : il a été construit en deux vagues (après la Seconde Guerre mondiale pour assurer la reconstruction du pays puis entre 1970 et 1990 pour permettre le développement du parc électronucléaire). Les effets du changement climatique sur les infrastructures ne pouvaient être anticipés.

Le SDDR identifie une stratégie qui permet de résorber cette vulnérabilité en 35 ans.

LE SDDR EST UNE STRATÉGIE CHIFFRÉE SUR LE PLAN ÉCONOMIQUE

Les montants d'investissement sont à la fois importants – de l'ordre de 100 Md€ sur 15 ans – et compétitifs au niveau européen, en particulier en se comparant aux États qui font le choix, comme la France, de développer la filière éolienne en mer : plus de 250 Md€ d'ici 2037 pour l'Allemagne, de l'ordre de 150 Md€ d'ici 2035 pour la Grande-Bretagne et 70 Md€ d'ici 2033 pour les Pays-Bas.

Garder un plan compétitif au niveau européen ne peut être tenu qu'en assumant une planification plus forte du réseau ainsi qu'une priorisation explicite des investissements : c'est ce que propose le SDDR.

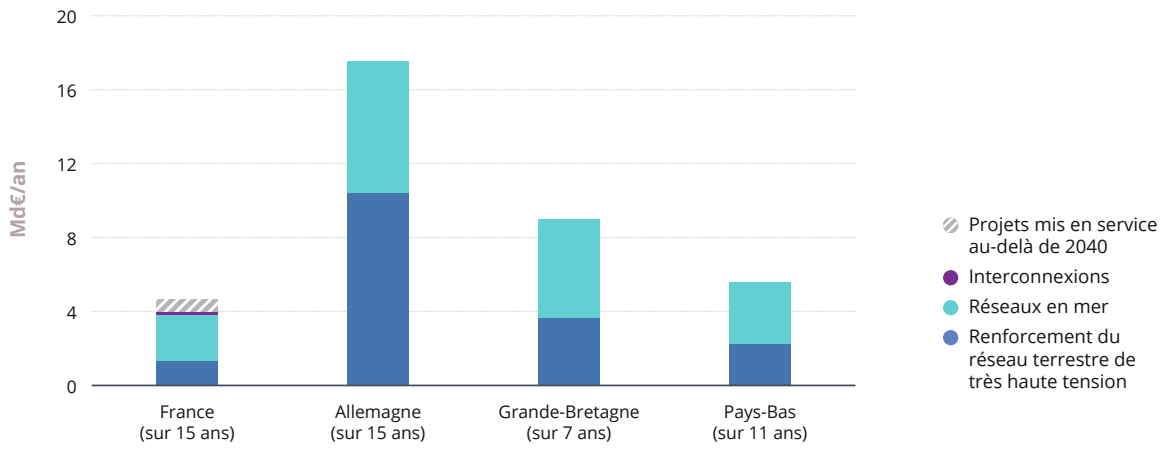


Figure 3 – Comparaison des investissements annuels moyens restreints au renforcement des réseaux de très haute tension en Europe (à terre et en mer)[1] - Source : Comparaison internationale des plans d'investissements dans les réseaux de transport d'électricité, Compass Lexecon, 2025

1. Les investissements pour le réseau terrestre ici considérés intègrent les renforcements du réseau de très haute tension et les raccordements associés. Les niveaux de tension considérés sont de 220-525 kV pour l'Allemagne, 110-380 kV pour les Pays-Bas, et 130-420 kV pour la Grande-Bretagne.

LE SDDR EST UNE STRATÉGIE DE MAÎTRISE DE L'EMPREINTE ENVIRONNEMENTALE DU RÉSEAU

La mise en œuvre du SDDR augmentera nécessairement l'empreinte environnementale et territoriale du réseau par rapport à la situation actuelle.

La stratégie identifie des leviers d'évitement et de réduction de cette empreinte : la priorisation et la mutualisation des investissements permet de ne pas augmenter la longueur totale des rangées de pylônes (tous niveaux de tension confondus par rapport à 2025).

Les gains permis par l'économie circulaire sont chiffrés : il est possible de réduire drastiquement la consommation d'aluminium ou d'aciers en utilisant des matériaux recyclés (respectivement jusqu'à 30 % et 70 % de matériels recyclés).

Le passage à l'échelle en matière de recyclage de l'aluminium, de l'acier et du cuivre constitue une des priorités de RTE à l'égard de sa chaîne de valeur dans le cadre de la mise en œuvre du SDDR.

Le programme éolien en mer est un levier pour accélérer la recherche sur la substitution du cuivre par de l'aluminium dans les câbles sous-marins.

Décrire le SDDR

Le SDDR est organisé autour de trois grands axes :

1. La définition d'un programme de renouvellement des infrastructures qui répond à l'impératif d'adaptation au changement climatique et tient compte de l'âge du réseau (27% des lignes aériennes ont aujourd'hui plus de 60 ans).

2. La planification industrielle, temporelle et territoriale d'un programme de raccordement sans précédent depuis la création de RTE. Le SDDR vise à trouver les solutions les plus efficaces du point de vue technique, économique et environnemental pour que l'infrastructure de réseau ne soit pas la résultante de choix individuels.

3. La programmation des modifications nécessaires de la « colonne vertébrale » du système électrique français que constitue le réseau à très haute tension. Avant 2030, elle sera essentiellement renforcée dans les grandes zones industrialo-portuaires et dans le centre de la France. Le SDDR planifie l'étape suivante pour permettre au réseau d'être un outil en faveur de la décarbonation et de la réindustrialisation du pays.

Un quatrième axe concerne la résistance aux agressions physiques et informatiques et relève de la sécurité nationale. Il n'est pas détaillé dans la version publique du SDDR.

1 RENOUVELLEMENT ET ADAPTATION AU CHANGEMENT CLIMATIQUE

RTE propose de consacrer 20 milliards d'euros, et la majorité de ses ressources humaines (ingénierie et maintenance) au renouvellement du réseau existant et à son adaptation au changement climatique, qui constitue le plus grand programme industriel du SDDR (cf. ***fiche n° 3****).*

Le réseau stratégique est déjà résilient aux grandes tempêtes (180 km/h sur les côtes, 150 km/h dans les terres) : la sécurisation mécanique du réseau a été le premier programme de grande ampleur mené à la création de RTE, suite aux tempêtes de 1999.

Néanmoins, il demeure exposé aux phénomènes climatiques. Il n'a pas été construit pour supporter des vagues de chaleur régulières, qui peuvent déformer les câbles ou conduire à des incendies (*cf.* incendies en Californie), ou pour supporter des crues plus importantes, qui peuvent fragiliser l'alimentation électrique (*cf.* crues de novembre 2024 dans les Hauts-de-France).

Par ailleurs, le réseau actuel est largement optimisé par RTE qui n'a pas mené une politique de renouvellement systématique de type « obsolescence programmée ». Cette optimisation ne s'est pas faite au détriment de la qualité de service : elle est excellente en France (plus de 99,99 % en 2024). Mais, elle a logiquement conduit à accroître l'âge du réseau. 27 % des lignes aériennes sont âgées de plus de 60 ans et 65 000 pylônes ont entre 70 et 105 ans.

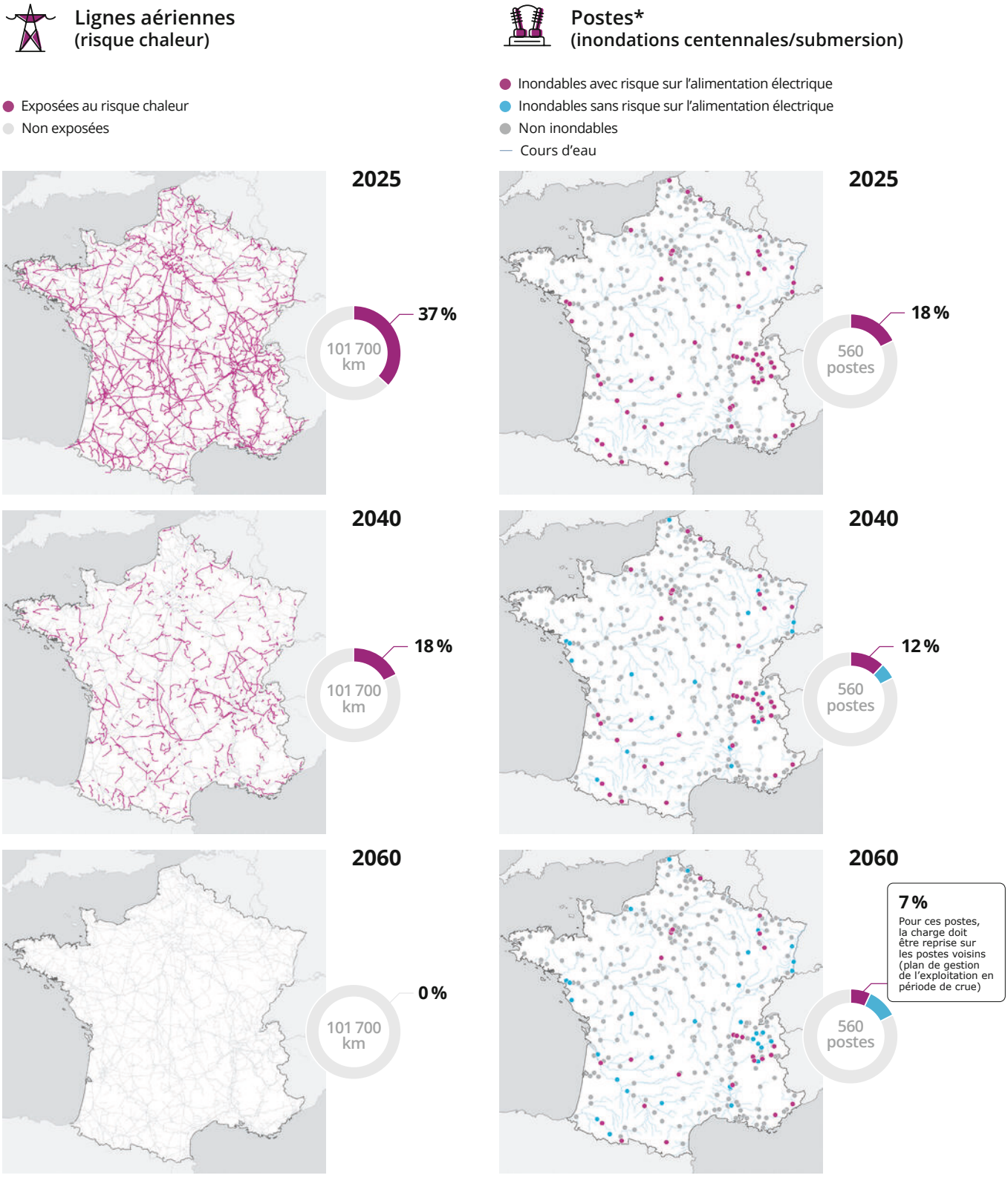
Depuis 2019 et afin de prévenir un risque de pannes des matériels électriques, RTE mène un important programme de renouvellement (doublement des investissements et triplement du renouvellement des pylônes).

Ce programme constitue une opportunité : il est possible de réaliser en une fois des chantiers pour renouveler le réseau et pour l'adapter aux fortes chaleurs et aux futures crues centennales.

Sur le plan industriel, le renouvellement constitue le principal programme du SDDR : 23 500 km de lignes aériennes et 85 000 pylônes seront renouvelés sur l'ensemble du territoire et dans tous les milieux (montagne, campagne, littoral, zones urbaines, etc.).

Le réseau sera adapté au changement climatique en 2060 (conformément à la trajectoire définie par l'État, +4 °C en 2100 en France). Le SDDR permet de porter le niveau d'adaptation au changement climatique à 80 % dès 2040.

Le SDDR est complété par un plan d'exploitation et de maintenance du réseau adapté aux phénomènes climatiques.



Sources : RTE, CCR - Fond de carte : IGN, Vigicrue RTE - 2024

* Postes 400 kV et postes dont RTE est propriétaire

Figure 4 – Effets de la stratégie proposée dans le SDDR pour l'adaptation au changement climatique

Une priorité de court-terme porte sur la sécurisation des systèmes de télécommunications et des systèmes numériques qui permettent de garantir l'exploitation du réseau. RTE propose d'y consacrer 4 milliards d'euros (cf. ***fiche n° 4****).*

Le réseau public de transport d'électricité est couplé à un système de supervision et de télécommunication qui permet de garantir l'équilibre permanent entre production et consommation d'électricité et d'assurer un fonctionnement sûr de l'ensemble des matériels qui composent le système électrique (production, consommation, réseau).

La loi attribue à RTE le rôle d'opérateur d'un réseau de télécommunications : une partie de ce réseau doit assurer la réalimentation du pays en cas de *black-out.*

Les systèmes de télécommunications et de commande des matériels du réseau entrent dans une phase de modernisation importante, qui constitue un programme industriel à part entière du SDDR.

Sa mise en œuvre implique de rendre temporairement indisponible des éléments de communication ou de supervision stratégique du réseau pendant la durée des travaux et impose donc une planification très spécifique en lien avec les centres de *dispatching*.

Il s'agit donc d'un programme sur lequel RTE porte une vigilance spécifique concernant son rythme effectif de mise en œuvre.

2 RACCORDEMENT

Le raccordement est un droit : il est consacré au niveau européen et français.

RTE propose une stratégie qui permet d'organiser et planifier les raccordements pour assurer que le réseau national ne soit pas construit en réaction aux besoins successifs des projets individuels. Elle répond à un véritable enjeu de mutualisation, de planification et d'aménagement du territoire.

Le programme de raccordement porte sur 53,5 milliards d'euros sur 15 ans. Il reflète l'ambition donnée à la décarbonation et la réindustrialisation du pays, qui impliquent de raccorder de nouvelles usines, ou centres de données, d'augmenter la puissance de raccordement des usines existantes et d'accroître la production bas-carbone (nucléaire et renouvelable). Ce programme a été construit pour permettre une remontée en cadence de la filière industrielle en France et en Europe.

Électrification de l'industrie et des carburants, réindustrialisation et souveraineté numérique

Le raccordement de l'industrie (bas-carbone ou numérique) est une priorité assumée du SDDR. Il propose une « offre de réseau » spécifique pour les projets d'électrification. Cette offre est basée sur une logique de zones prioritaires, sur la faculté offerte aux industriels de bénéficier d'offres de raccordement à pleine puissance plus rapide sous réserve d'une accélération d'une partie du programme 400 kV et sur l'identification des nœuds du réseau qui disposent de capacités d'accueil. La réussite de cette « offre de réseau » passe impérativement par une révision du cadre de raccordement pour éviter les phénomènes spéculatifs (saturation du réseau par des projets fictifs) (cf. ***fiches n° 5, 5a, 5b, 5c****).*

La France est dans une situation paradoxale :

D'une part, de très nombreux projets émergent sur le territoire. Ils portent sur la création de nouvelles usines, l'électrification d'usines existantes, le développement d'unités de production d'hydrogène bas-carbone ou d'e-carburants ou la construction d'infrastructures liées à la souveraineté numérique (*data centers*, intelligence artificielle).

Plus de 140 projets ont déjà signé un contrat de raccordement, pour une puissance cumulée de 21 GW (plus du double de la puissance utilisée actuellement par l'industrie connectée au réseau de transport), et les demandes continuent d'affluer, notamment pour les *data centers.*

D'autre part, le taux de concrétisation est faible à ce jour. Moins de 15 % des projets ont confirmé leur engagement et formellement demandé à déclencher les travaux sur le réseau.

Ceci pose la question des modalités et de la temporalité du lancement des renforcements du réseau nécessaires pour les accueillir. Pour y répondre, le SDDR définit une nouvelle approche sur le raccordement de l'industrie.

Cette approche conduit à prioriser toutes les infrastructures du réseau qui permettent de déclencher une électrification de l'économie dans la mesure où les industriels confirment leur engagement sur les sites géographiques concernés.

Elle s'organise autour des principes suivants :

Principe n° 1 : Publication des zones favorables au développement de projets de forte puissance de consommation (250 MW/750 MW). Dans ces zones, le développement du réseau se limitera aux seules infrastructures de raccordement sur le réseau 400 kV (leur construction sera d'autant plus rapide que les sites industriels seront situés à proximité des nœuds électriques concernés).

> 140 : le nombre de projets ayant sécurisé un droit d'accès au réseau

> 21 GW : la puissance cumulée de ces projets (le double de la puissance utilisée actuellement par l'industrie connectée au réseau de transport)

INFORMER

~ 50
Le nombre de postes capables d'accueillir 250 MW

~ 20
Le nombre de postes capables d'accueillir 750 MW

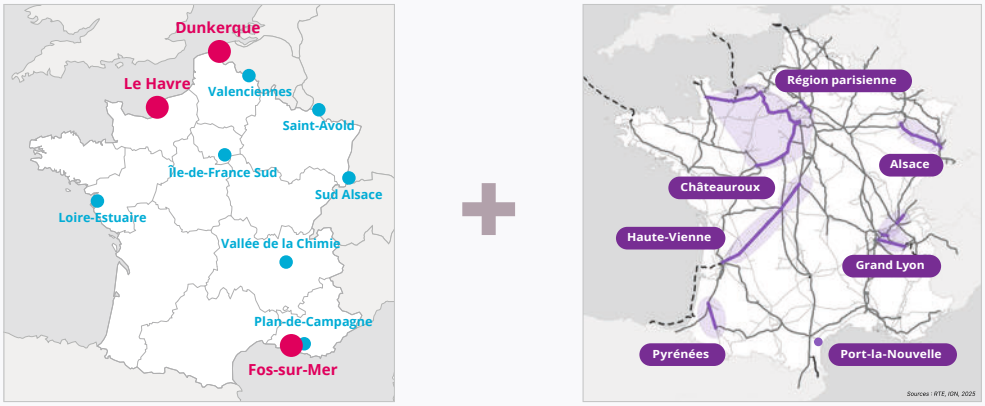
8 à 10
Le nombre de sites capables d'accueillir rapidement des projets d'environ 1 GW

PROGRAMMER

3 zones P1
(à partir de fin 2028)

7 zones P2
(à partir de fin 2029)

7 zones P3
Identifiées à ce stade



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

MODIFIER

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

Figure 5 – Stratégie de référence associée au raccordement de l'industrie

Principe n° 2 : Identification de zones prioritaires car elles bénéficient d'un régime d'investissement spécifique et partagé entre RTE et les industriels :

- Zones P1 (Dunkerque, Le Havre, Fos-sur-Mer) : les investissements seront déclenchés dès l'obtention des autorisations administratives car ces zones ont un niveau de maturité suffisant.

- Zones P2 (Saint-Avold, Sud Alsace, Vallée de la chimie, Plan-de-campagne, Loire-Estuaire, Sud Île-de-France, Valenciennes) : les études et les procédures sont en cours pour dérisquer les investissements sur le plan technique et administratif. Les travaux seront lancés si le niveau d'engagement des industriels est confirmé.

- Zones P3 : Elles permettent de créer des infrastructures communes à plusieurs industriels et de leur appliquer le même régime que les zones P2 (p. ex. : Port-la-Nouvelle). Elles ouvrent également la possibilité d'accélérer le programme de renforcement du réseau 400 kV pour offrir un raccordement à pleine puissance plus rapide aux industriels concernés, sous réserve de leur engagement dans cette anticipation (p. ex. : Châteauroux, Lacq, Lyon, région parisienne).

Principe n° 3 : Introduction d'une procédure spécifique pour des raccordements de sites de très forte puissance, sous réserve de rapidité dans la délivrance des autorisations administratives (3 ans maximum pour garantir une pleine puissance à 1 GW).

Principe n° 4 : Modification du cadre de raccordement pour empêcher les phénomènes de spéculation sur le réseau (réservation de puissance pour des projets fictifs). Des avancées ont été réalisées avec l'État et la Commission de régulation de l'énergie au cours des deux dernières années mais n'ont pas permis d'endiguer le phénomène : certains acteurs peuvent actuellement monnayer leurs droits antérieurs d'accès au réseau. RTE proposera en 2025 des modifications plus structurelles pour sortir de la logique de « premier arrivé, premier servi » en examinant par exemple l'intérêt de logiques de type « appels à manifestation d'intérêt ».

Principe n° 5 : Augmentation du taux de préfinancement par RTE des équipements et matériels électriques nécessaires au raccordement des projets industriels, sous réserve qu'il s'agisse de matériels standards. Ceci permet de commander de manière anticipée des volumes importants de câbles ou d'autres matériels, et ainsi de ne pas mettre la fabrication de ces matériels sur le chemin critique du raccordement des projets industriels. L'utilisation de matériels standards permet d'éviter les coûts échoués en cas non-concrétisation des projets industriels à raccorder, car ils peuvent être réutilisés sur d'autres volets du programme industriel de RTE.

Production bas-carbone et stockage

La politique énergétique française repose sur le développement conjugué du nucléaire et des renouvelables, conduisant à porter le productible bas-carbone français de 512 TWh en 2024 à 660 TWh en 2040 (scénario « A-ref » du Bilan prévisionnel 2023).

Nucléaire, éolien en mer et grandes centrales hydrauliques partagent certaines caractéristiques industrielles. Unités de grande puissance, directement raccordées au réseau de transport, leur temps de développement industriel est compatible avec celui du réseau à très haute tension (400 kV).

Éolien terrestre, solaire et petites installations hydrauliques sont raccordés majoritairement aux réseaux de distribution, mais leur développement dépend de plus en plus des renforcements qui seront réalisés sur le réseau haute tension (63 et 90 kV, voire 225 kV) via des postes électriques permettant de collecter leur production et de la répartir plus largement sur le territoire. Leur développement est plus rapide que celui des infrastructures de réseau et les leviers de planification sont donc moins opérants.

Nucléaire

RTE a mis en place une stratégie qui permet de « mutualiser » les besoins liés au nucléaire avec le renouvellement et les autres besoins de renforcements du réseau à très haute tension (cf. ***fiche n° 9****).*

Tous les nouveaux réacteurs nucléaires, dans la mesure où ils s'ajoutent aux réacteurs existants sans les remplacer, impliquent des renforcements de la structure du réseau à très haute tension.

L'EPR de Flamanville a ainsi nécessité la construction d'une infrastructure à très haute tension. L'axe Cotentin-Maine est le seul projet de cette nature construit par RTE au cours des vingt-cinq dernières années.

La dynamique des investissements dans le nucléaire permet de mettre en place des stratégies de mutualisation.

D'une part, les postes électriques d'évacuation des centrales nucléaires vont débuter leur phase de renouvellement. À Penly et Gravelines, RTE renouvelle les infrastructures et les dimensionne d'emblée pour accueillir de nouveaux réacteurs.

D'autre part, RTE s'est assuré que la stratégie pour le renforcement du réseau à très haute tension à 2040 permettait bien l'insertion progressive sur le système électrique français des EPR de Penly, Gravelines et Bugey au même titre que les parcs éoliens en mer, les grandes industries, etc.

C'est dans cette perspective globale que plusieurs projets ont démarré dans le nord-ouest de la France (projets à Dunkerque et projet Amiens-Petit-Caux). Le SDDR intègre des investissements autour de Lyon (consistance à définir).

Ces renforcements sont toujours mutualisés avec plusieurs besoins mais ne constituent qu'une première étape pour que le réseau à très haute tension soit compatible avec l'insertion de 14 EPR2 dans le système électrique français d'ici 2050.

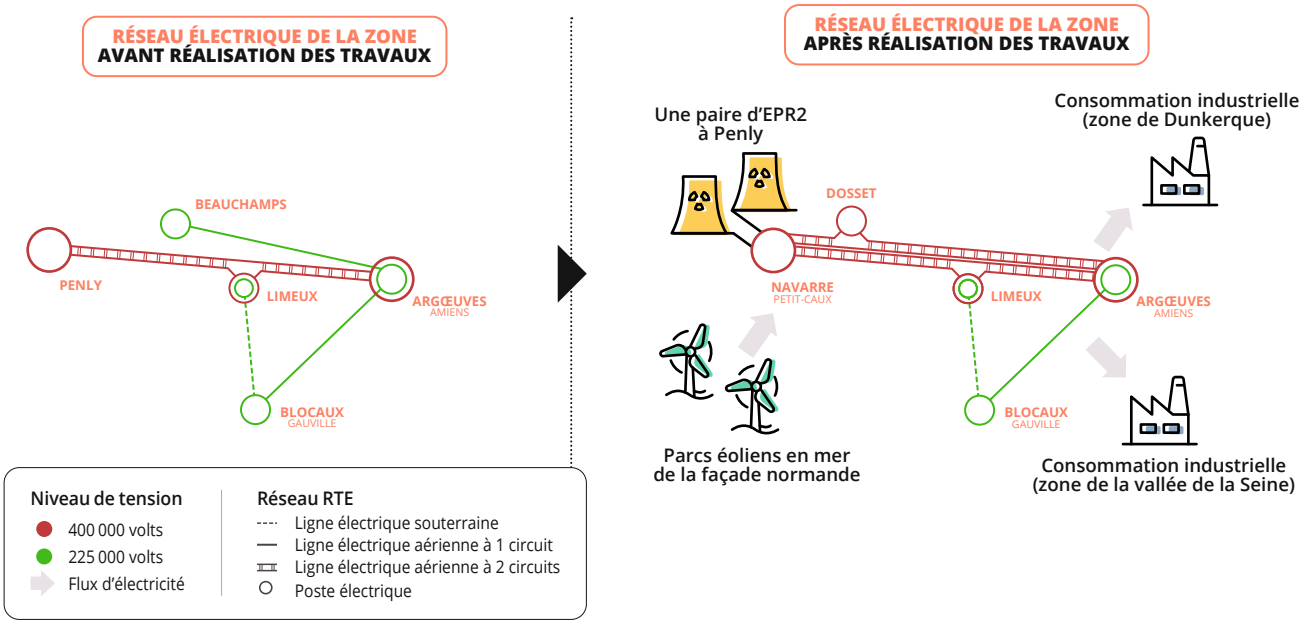


Figure 6 – Projet de création de liaison aérienne 400 kV entre Amiens et Petit-Caux, nécessaire au raccordement des futurs EPR2 de Penly et à l'évolution du mix électrique dans la zone (schéma simplifié issu de la concertation préalable sur le projet)

Éolien en mer

La stratégie proposée par RTE s'appuie sur un rythme industriel de raccordement (pas plus de 2 raccordements par an) et la mise en œuvre de partenariats stratégiques de long terme assurant la maîtrise française et européenne de la chaîne de valeur pour les composants-clés.

En tant que grand donneur d'ordre et dans le cadre de procédures concurrentielles, RTE a confié aux chantiers navals de Saint-Nazaire la construction des premiers postes électriques en mer à courant continu, et a l'ambition d'inciter à l'implantation en France d'une usine de production de câbles sous-marins.

Cette stratégie est « lissée » par rapport aux objectifs de l'Etat : les raccordements en mer sont désormais des projets industriels de grande ampleur (12000 tonnes pour un poste en mer 320 kV et 20000 tonnes pour un poste en mer 525 kV) (cf. ***fiche n° 6****).*

L'éolien en mer se distingue en France : il s'agit du sujet sur lequel la planification de l'État est la plus aboutie. Elle a fait l'objet d'un débat public sur les quatre façades maritimes, d'une décision ministérielle qui a conduit à cartographier les zones favorables pour le développement de l'éolien en mer et à séquencer les prochains appels d'offres.

Pour RTE, le programme éolien en mer constitue un défi industriel de très grande envergure :

D'une part, les décisions passées concernant le développement de la filière conduisent à un rythme industriel de raccordement singulier : trois raccordements mis en service avant 2026 puis sept raccordements mis en service entre 2030 et 2032 (dont deux têtes de série en parallèle) puis dix raccordements mis en service entre 2033 et 2039.

D'autre part, le marché des matériels propres aux raccordements maritimes est industriellement très concentré et très saturé.

Cette saturation a entraîné une très forte hausse du coût des matériels (multiplication par deux ou quatre pour certains matériels spécifiques). Cet effet, combiné à l'éloignement des parcs des côtes (raccordements de 110 km en moyenne pour les

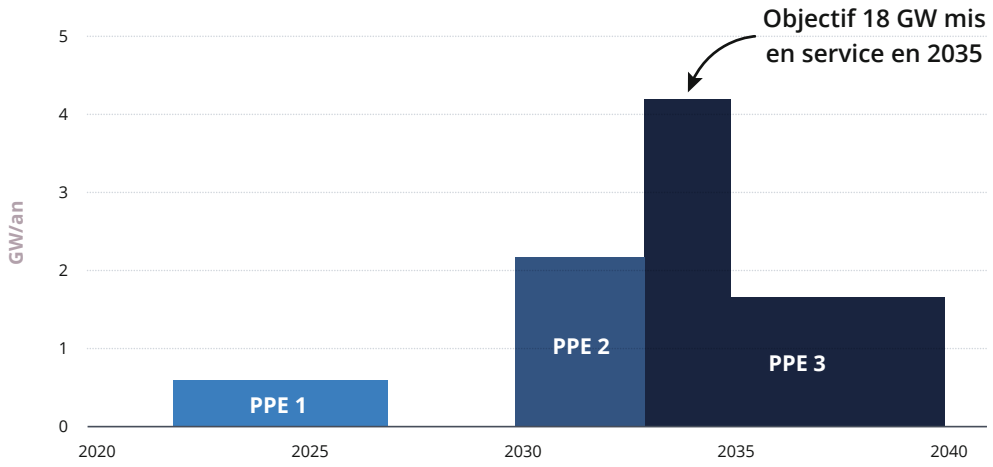


Figure 7 – Rythme industriel du raccordement pour l'éolien en mer en l'absence de démarche pour optimiser le rythme industriel de raccordement (rythme moyen par PPE)

parcs de la PPE 3, 75 km pour ceux de la PPE 2 et 40 km pour ceux de la PPE 1) conduit à une très forte hausse du coût du raccordement et à un accroissement de la part du réseau dans le coût complet de la filière.

Malgré cette hausse, les coûts complets des derniers appels d'offres demeurent plus compétitifs que les précédents.

Dans le SDDR, RTE prend le parti d'aborder le programme éolien en mer sous l'angle de la maîtrise industrielle (industrie manufacturière et travaux maritimes).

Le programme est chiffré à 37 milliards d'euros pour 22 GW mis en service en 2040 : maîtriser le calendrier industriel du raccordement est aussi essentiel que de maîtriser celui de la production (qui a concentré l'attention des pouvoirs publics jusqu'à présent).

La stratégie repose sur trois principes :

Principe n° 1 : viser 50% des retombées économiques des raccordements en France. Tenir cet objectif implique de lier des partenariats stratégiques de long terme sur l'ensemble de la chaîne de valeur (plateformes, électronique de puissance, câbles). Ces partenariats seront conclus à l'issue de procédures concurrentielles.

Pour les premiers postes en mer à courant continu, les chantiers navals de Saint-Nazaire et RTE ont conclu un tel partenariat. La poursuite de ce partenariat, à travers des marchés publics, doit notamment porter sur la capacité des chantiers à construire les trois paliers technologiques nécessaires aux raccordements des futurs parcs éoliens en mer.

Pour les câbles, RTE considère que le volume des investissements à réaliser est de nature à permettre l'implantation d'une usine de fabrication de câbles sous-marins sur le territoire français. Identifier les conditions et leviers associés à la création d'une telle usine est une priorité de l'année 2025.

Principe n° 2 : réaliser un examen minutieux du calendrier de raccordement. Un poste en mer 2 GW pèse 20000 tonnes : le construire puis l'installer est un chantier de grande ampleur à lui seul. RTE a mis en place une stratégie d'approvisionnement qui vise à dérisquer le calendrier des raccordements des parcs. À ce jour, plusieurs calendriers possibles ont été demandés aux fournisseurs dans le but d'identifier les marges de manœuvre – y compris financières – associées à la conduite du programme. A l'issue de cette séquence de consultation, RTE soumettra à l'État une proposition de calendrier.

Principe n° 3 : Porter une attention particulière à l'entretien et au renouvellement des actifs en mer, qui seront plus nombreux. La structuration de la maintenance de ces infrastructures doit intervenir d'ici 2030 et constitue un enjeu à part entière pour RTE en tant qu'exploitant de ces matériels.

Solaire et éolien terrestre

RTE propose dans le SDDR un programme industriel priorisé. Ce programme permet d'atteindre, mais sans les dépasser, les objectifs de l'Etat pour le solaire et l'éolien terrestre. Une liste d'infrastructures prioritaires a été définie, en partenariat avec Enedis : elle constitue la feuille de route industrielle pour les cinq prochaines années. Elle sera publiée sous forme de cartes qui indiqueront des dates de mises en service des infrastructures (cf. ***fiche n° 7****).*

RTE a mené depuis cinq ans une politique d'optimisation du réseau à haute tension (63, 90, 150 voire 225 kV) : il s'agit de diminuer le besoin d'investissements dans de nouvelles infrastructures grâce au déploiement d'automates (qui permettent de réguler en temps réel la production renouvelable).

Cette stratégie a permis d'offrir rapidement 10 à 20 GW de capacités sur le réseau et d'économiser déjà 1,5 Md€ d'investissement entre 2019 et 2025.

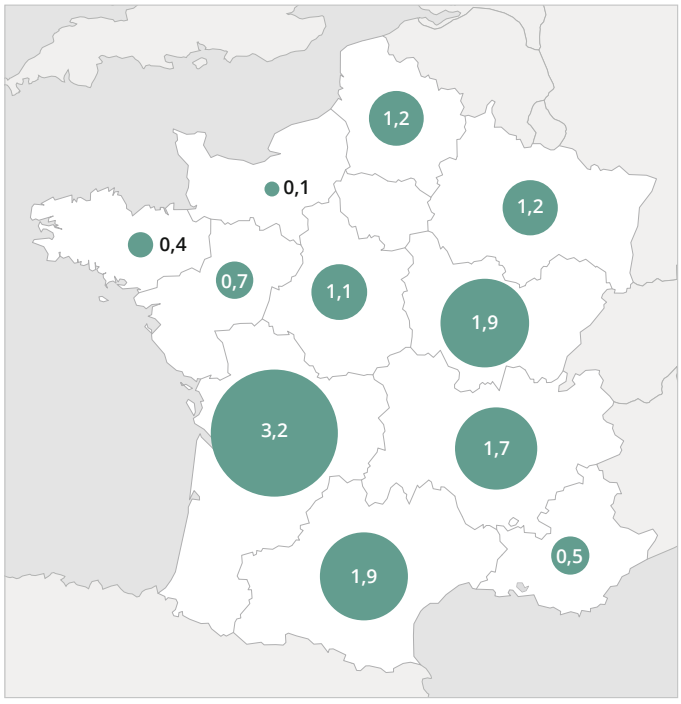


Figure 8 – Capacité d'accueil supplémentaire dégagée par les travaux prioritaires à horizon 2030 (en GW)

Le renforcement physique des réseaux à haute tension est néanmoins indispensable au-delà d'une capacité installée de 50 GW pour l'éolien et le solaire – ce niveau sera atteint en 2025. Les travaux vont donc s'accentuer au cours des prochaines années.

Le système actuel repose sur une planification régionale de ces travaux.

Il offre plusieurs bonnes propriétés : les infrastructures sont mutualisées (ce qui évite des développements au cas par cas) et financées en partie par les producteurs renouvelables. Depuis 2020, de nouvelles infrastructures ont été planifiées dans les régions administratives pour un montant de 4,5 Md€, dont 120 postes électriques qui collectent la production pour la répartir sur le réseau à haute voire très haute tension.

Ce système de planification comporte néanmoins deux limites : (1) la somme des planifications régionales dépasse largement les objectifs de l'État et (2) la planification ne repose pas sur des dates fermes de mise en service des infrastructures électriques mais sur un système de seuils de déclenchement des travaux assortis des temps-repères correspondant à leur réalisation. La planification n'indique donc pas clairement *quand* ces 4,5 Md€ doivent être investis. Certains considéreront qu'ils doivent être investis avant 2030, d'autres d'ici 2035.

Cet état de fait peut conduire soit à des risques de retard (si RTE attend les seuils de déclenchement pour lancer les projets de réseau), soit à un surinvestissement (si RTE démarre tous les travaux en se basant sur les remontées locales). Dans tous les cas, cela est problématique pour préparer le déploiement d'un programme industriel de cette ampleur, réparti sur l'ensemble du territoire.

Face à cette situation, et en partenariat avec Enedis, RTE a élaboré une liste d'infrastructures prioritaires au sein des dernières planifications régionales. Cette priorisation permet de garantir des mises en service dans toutes les régions d'ici 2030. Le volume d'infrastructures mises en service est plus important dans certaines régions : 25% des capacités d'accueil supplémentaires sont situées en Nouvelle-Aquitaine, 15% en Bourgogne-Franche-Comté, Auvergne-Rhône-Alpes et Occitanie. Il s'agit des régions dans lesquelles les projets renouvelables sont les plus nombreux, notamment les projets solaires.

Ces infrastructures priorisées permettront de porter la capacité du réseau à 82 GW pour l'accueil du solaire et de l'éolien terrestre. Une accélération est possible pour tenir compte des derniers arbitrages sur le projet de PPE (à date, le projet de PPE prévoit d'atteindre 87 à 95 GW en 2030).

Le SDDR articule un principe d'optimisation supplémentaire pour les réseaux à haute tension sur la période 2030-2040. Des gains dans leur dimensionnement sont atteignables – et chiffrés à 2,5 milliards, si les structures de réseau à construire intègrent une vision planifiée du développement des énergies renouvelables, des batteries et des besoins en électricité des métropoles ou des autoroutes, par exemple. Des travaux complémentaires sont prévus pour vérifier les conditions de matérialisation de ces gains.

Stockage

RTE propose de définir un cadre de raccordement propre aux installations de stockage basé sur un système de « gabarit » fixé ex ante. Couplé à la nouvelle structure tarifaire définie par la CRE et à la planification des réseaux de haute tension au niveau régional, ce nouveau cadre de raccordement peut réduire les investissements dans le réseau. Ces gains sont intégrés dans le SDDR (à hauteur de 500 M€) (cf. ***fiche n° 8****).*

Il n'existe aujourd'hui aucune incitation pour les batteries (i) à se raccorder aux endroits qui permettent de soulager les congestions sur le réseau et (ii) à adopter un fonctionnement adapté à la gestion de ces congestions.

Il en résulte une situation contre-intuitive : les batteries ne cherchent pas à se raccorder dans les régions qui comportent le plus grand nombre de projets solaires. Pourtant, associée à un fonctionnement adéquat des batteries, l'utilisation de la production solaire peut être largement optimisée.

Le SDDR propose de remédier à cette situation par un système simple : la définition d'un gabarit fixé *ex ante*. Ce gabarit doit définir contractuellement les plages de fonctionnement des batteries et de garantir qu'elles ne renchérissent pas les congestions sur le réseau, voire qu'elles contribuent à en éviter.

La mise en œuvre de ce nouveau cadre permettra d'accélérer le raccordement des batteries dans les zones congestionnées.

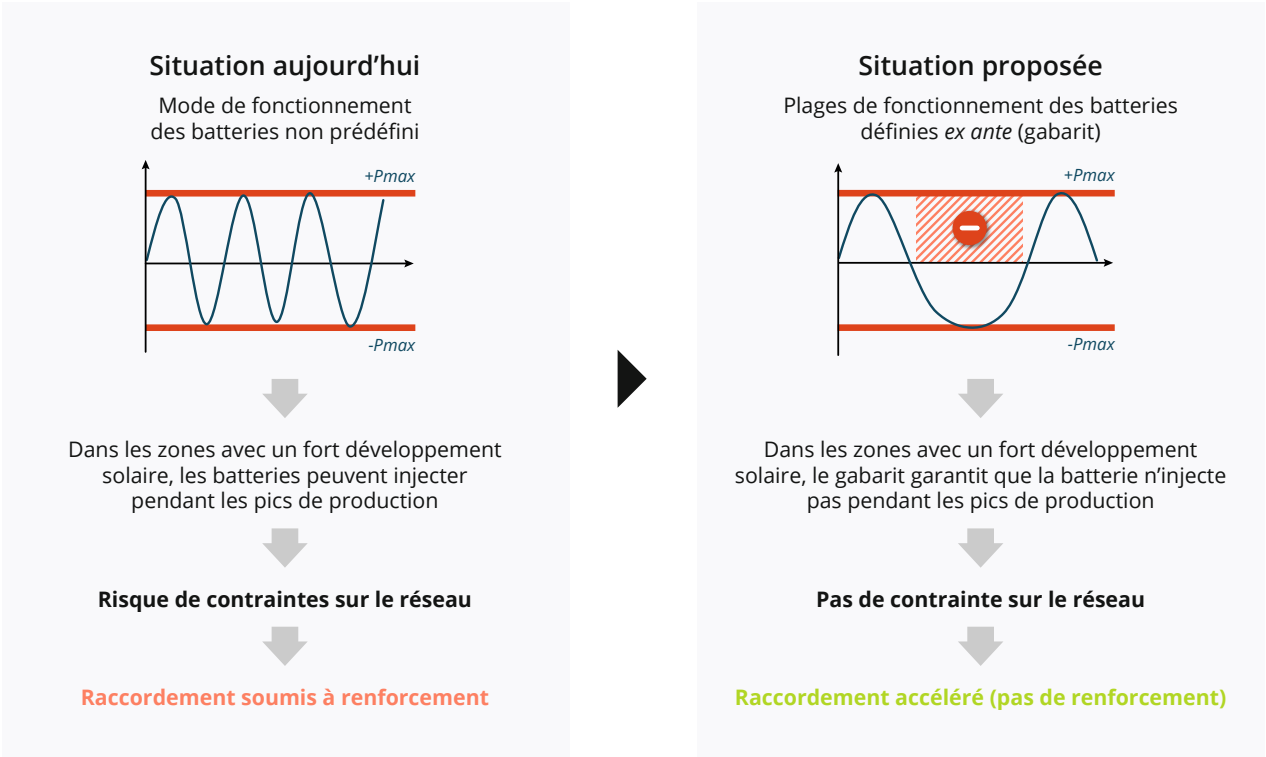


Figure 9 – Illustration de la stratégie proposée par RTE pour le raccordement des batteries

3 STRUCTURE DU RÉSEAU

D'ici à 2040, la géographie des grands déterminants électriques (production et consommation) évoluera significativement et modifiera les flux sur le réseau.

En particulier, les nouveaux moyens de production d'électricité se concentreront majoritairement dans l'ouest du territoire et sur les littoraux (nouveau nucléaire à Penly et Gravelines avant 2040, éolien en mer essentiellement au large des littoraux normand, breton et charentais, photovoltaïque qui se déploie *déjà* de manière plus rapide en Nouvelle-Aquitaine et Occitanie).

De nouveaux régimes de flux s'ajouteront donc à ceux d'aujourd'hui pour accompagner cette nouvelle géographie et évacuer la production supplémentaire vers les grands centres de consommation en France et à l'est de l'Europe.

Sans augmentation de la capacité de transport, plusieurs axes du réseau seront régulièrement saturés.

Un réseau dont la structure devient inadaptée engendre des coûts importants pour la collectivité. Par exemple, la saturation du réseau allemand a coûté, au cours des trois dernières années, entre 1 Md€ et 4 Md€ par an aux gestionnaires de réseau allemands, et donc aux consommateurs. Ces coûts sont passés directement dans les tarifs de réseau dans tous les pays.

En France, sans renforcement du réseau, les volumes annuels de redispatching pourraient atteindre 3 Md€/an dès 2035 (contre environ 150 M€ en 2024).

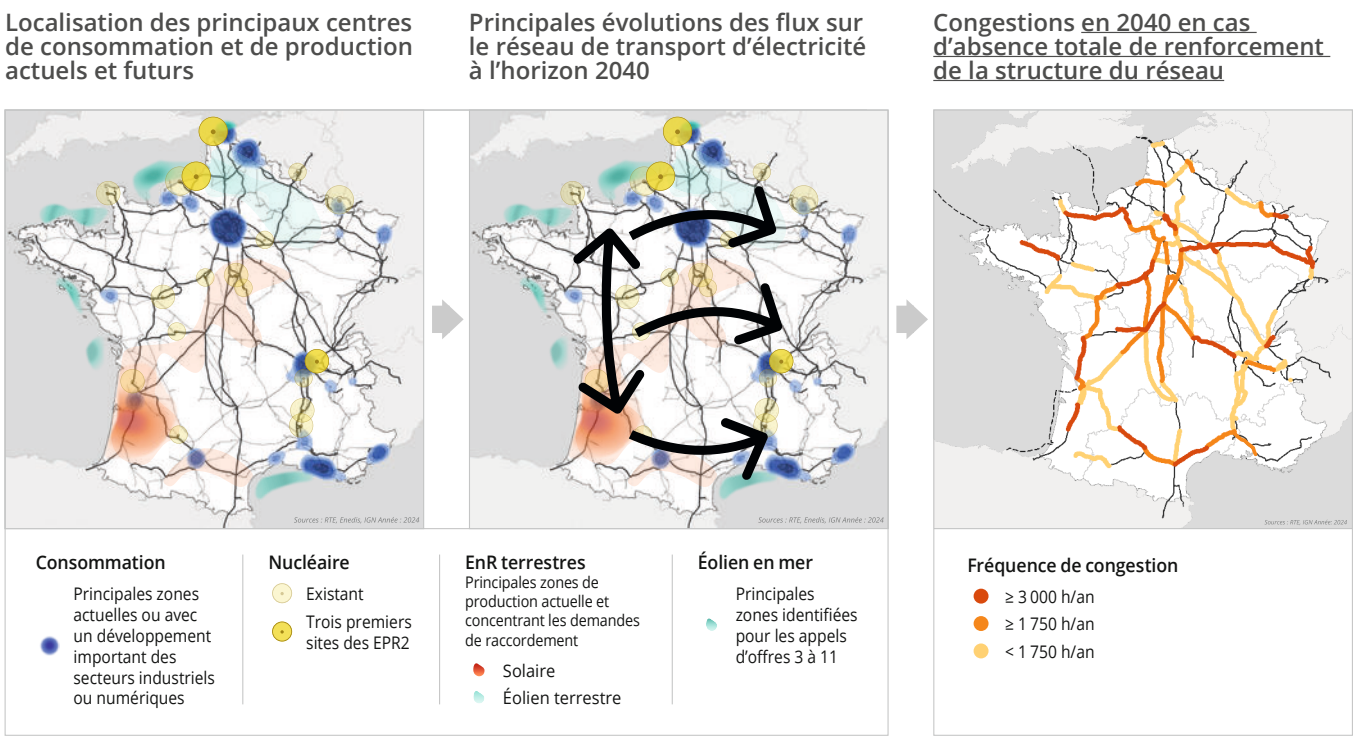


Figure 10 – Carte des moyens de production issus du projet de PPE 3, des flux sur le réseau et des congestions qu'ils engendrent

Réseau 400 kV

RTE a défini un plan en deux phases pour le réseau 400 kV et des possibilités d'accélération pour accompagner l'électrification de l'industrie et la réindustrialisation. Ce plan repose sur l'utilisation de la technologie aérienne. Il limite l'impact visuel du réseau en utilisant les tracés déjà existants sur le territoire dès que cela est possible. Il est chiffré à environ 14 Md€ (cf. ***fiche n° 10****).*

Le réseau 400 kV sera renforcé en deux phases.

Les deux phases de renforcement du SDDR permettent de définir un réseau-cible priorisé et mutualisé. L'échelonnement du renforcement vise à garantir que chaque projet est mis en service pour des besoins multifactoriels et n'est pas surdimensionné.

RTE a analysé la compatibilité de ce réseau-cible avec les retours des collectivités et des industriels à la consultation publique. Sur cette base, RTE a identifié les projets ou les zones de renforcement susceptibles d'être accélérés pour accueillir rapidement de la consommation d'électricité dans certains territoires (zones P3, par exemple : région parisienne, Lacq, Châteauroux, Lyon).

RTE ouvre la possibilité d'accélérer la réalisation du programme 400 kV, sous réserve de disposer d'un engagement des industriels et de simplifications administratives. Ces accélérations conduiraient nécessairement à modifier la trajectoire de référence présentée dans le SDDR.

Phase n° 1 : les tracés des projets sont tous identifiés

Cette phase fait suite au dernier SDDR : ce dernier soulignait le besoin de renforcer les axes les plus anciens du réseau. Ces axes ont été construits pour évacuer la production hydraulique du Massif central et de l'ouest des Pyrénées. Leur capacité de transit est donc plus faible que les autres axes du réseau 400 kV et RTE rencontre déjà des situations tendues d'exploitation dans cette zone : le renouvellement de ces axes permettra d'utiliser des matériels plus performants et d'éviter l'apparition de congestions.

Dans la région Centre-Val de Loire, il est nécessaire de créer une deuxième ligne de 30 km autour d'Orléans (Chaingy-Dambron). Cette dernière permet notamment d'accompagner l'augmentation de la consommation électrique en région parisienne en ramenant de la puissance électrique produite par les énergies renouvelables et le nucléaire.

Cette phase priorise également les renforcements du réseau dans les grandes zones industrialo-portuaires.

La majorité des projets de la phase n° 1 sera mise en service d'ici 2030.

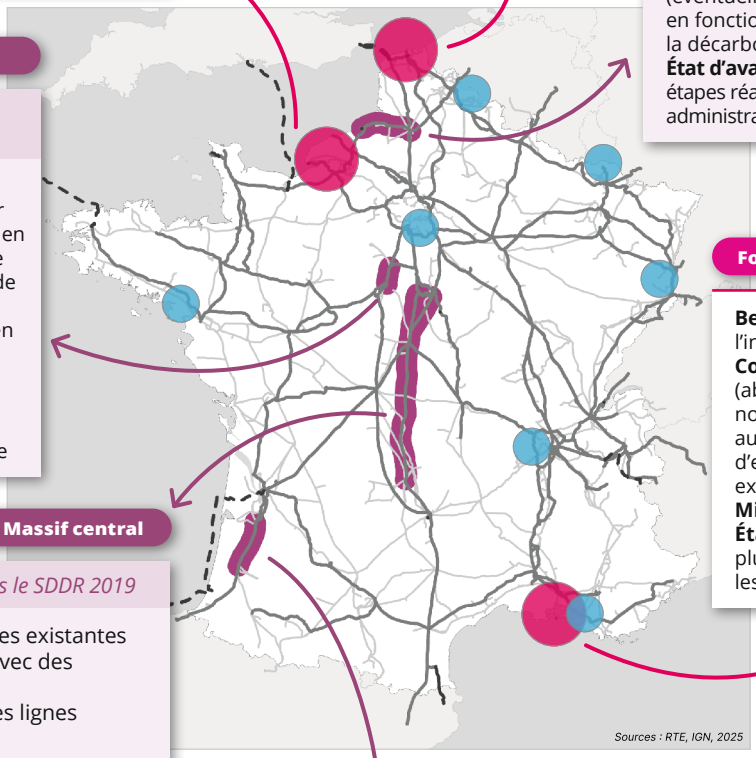
Pour tous ces projets, le principal enjeu pour RTE est de finaliser les procédures administratives et de planifier les chantiers pour qu'ils soient réalisés le plus rapidement possible.

Phase n° 2 : les tracés des projets ne sont pas identifiés mais les zones géographiques qui nécessitent un renforcement du réseau 400 kV le sont

Dans toutes les zones de la phase n° 2, les besoins sont clairs et toujours multifactoriels.

Pour ces zones, le principal enjeu réside dans la définition de la consistance des futurs projets.

Dans les années 1970, le réseau a été un outil de développement économique. Alors que la France engage un effort de réindustrialisation, RTE considère qu'il est possible d'utiliser cette phase de renforcements pour en faire un véritable outil d'aménagement du territoire. Le dimensionnement des projets pourra donc intégrer des perspectives d'électrification renforcées.



Dunkerque

Besoin : décarbonation de l'industrie, nouvelles usines
Consistance : 2 postes 400 kV, 2 lignes aériennes 400 kV
Mise en service : 2028 (prioritaire)
État d'avancement : plusieurs étapes réalisées sur les procédures administratives, début des travaux sur le poste de Flandre-Maritime

Le Havre

Besoin : décarbonation de l'industrie, nouvelles usines
Consistance : 2 postes 400 kV, doublement du réseau 400 kV et renforcement du réseau 225 kV entre Port-Jérôme et Le Havre
Mise en service : 2029 (prioritaire)
État d'avancement : plusieurs étapes réalisées sur les procédures administratives, préparation des travaux

Amiens – Petit - Caux

Zone de fragilité identifiée dans le SDDR 2019

Besoin : évacuation de la production décarbonée du littoral (EPR2 de Penly, éolien en mer) et développement de la consommation
Consistance : nouvelle ligne aérienne en parallèle de l'existante (sur 1/3 du tracé) et poste de Penly
Mise en service : 2034 (éventuellement à accélérer en fonction du rythme de la décarbonation)
État d'avancement : plusieurs étapes réalisées sur les procédures administratives, préparation des travaux

Chaingy-Dambron

Zone de fragilité identifiée dans le SDDR 2019

Besoin : augmentation de la capacité THT notamment pour le développement numérique en Île-de-France et dans le Centre et le développement du parc de production
Consistance : nouvelle ligne en parallèle des existantes
Mise en service : avant 2030 (prioritaire)
État d'avancement : concertation préalable réalisée

Fos-sur-Mer

Besoin : décarbonation de l'industrie, nouvelles usines
Consistance : 3 postes 400 kV (absence de maillage THT existant), nouvelle ligne aérienne 400 kV, augmentation de la tension d'exploitation d'une ligne aérienne existante (de 225 à 400 kV)
Mise en service : 2028 (prioritaire)
État d'avancement : plusieurs étapes réalisées sur les procédures administratives

Modernisation du réseau du Massif central

Zone de fragilité identifiée dans le SDDR 2019

Besoin : rénovation des lignes existantes (les plus vieilles de France) avec des matériels plus performants
Consistance : rénovation des lignes existantes (Breuil-Marmagne et Marmagne-Tabarderie)
Mise en service : avant 2030 (prioritaire)
État d'avancement : planification des travaux en cours

Cantegrit - Saucats

Zone de fragilité identifiée dans le SDDR 2019

Besoin : rénovation avec des matériels plus performants (et renforcement des capacités d'accueil du réseau pour le solaire)
Consistance : rénovation des lignes existantes
Mise en service : avant 2030
État d'avancement : planification des travaux en cours

Figure 11 – Phase n° 1 : projets 225 kV-400 kV (consistance connue, concertation ou planification des travaux en cours) – mises en service avant 2030 (à l'exception de Amiens-Petit-Caux)

Les mises en service devront s'échelonner entre 2030 et 2040 en fonction des projets.

Lorsque les projets identifiés correspondront à des changements de câbles sur des lignes existantes, RTE cherchera à les réaliser rapidement.

Le réseau 400 kV sera renforcé en technologie aérienne. Ce choix répond à un impératif de nature économique, temporel et environnemental :

- Sur le plan économique : le choix de la technologie à courant continu conduirait à un surcoût pouvant atteindre 70 Md€.

- Sur le plan temporel : il serait impossible d'envisager une quelconque accélération de la trajectoire pour les nouvelles industries. En effet, les usines de production pour les matériels à courant continu sont saturées.

- Sur le plan environnemental : la technologie en courant continu fait appel à de grandes quantités de cuivre (pour les câbles) et de matériaux rares (pour les stations de conversion).

Le renforcement du réseau 400 kV ne conduit pas toujours à la création de nouvelles lignes électriques : il est possible de remplacer les câbles sur une ligne existante ou d'installer des câbles supplémentaires sur des pylônes déjà existants.

Ce type de solutions est étudié de manière prioritaire. Pourtant, leur mise en œuvre n'a rien d'évident car elle nécessite de rendre indisponible les lignes concernées pendant la durée des travaux. Ces indisponibilités peuvent entraîner des coûts importants pour « compenser » les pertes de production (cadre de raccordement français) ou les pertes de capacités d'échanges aux frontières (droit européen). Ceci est une spécificité du réseau électrique. Par exemple, les utilisateurs ne sont pas indemnisés en cas de travaux sur le réseau ferroviaire ou routier.

Lorsque de nouvelles lignes devront être construites, elles utiliseront en priorité les tracés de lignes existantes pour limiter leur impact visuel. En pratique, le plan de renforcement proposé par RTE permet de ne pas augmenter les rangées de pylônes (de l'ordre de 80000 km).

Lorsque le maillage du réseau ne permet pas de suivre le réseau existant, la construction de la nouvelle ligne s'accompagnera toujours de la mise en souterrain des réseaux de moindre tension aux alentours pour un linéaire au moins équivalent. C'est notamment la solution retenue pour alimenter la zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer, aujourd'hui essentiellement dépendante des énergies fossiles, mal desservie électriquement et dont le développement dépend d'un accès renforcé et rapide à l'électricité, ce que seule une nouvelle liaison permet d'assurer. Cette liaison peut s'appuyer sur une partie du tracé sur le réseau existant (au nord) mais ce n'est pas le cas sur tout le tracé. Dans ce cas, RTE a proposé de mettre en souterrain un linéaire au moins équivalent de lignes aériennes, dans le Gard et les Bouches-du-Rhône.

Normandie – Val de Loire - Paris

Zone de fragilité identifiée dans le SDDR 2025

Besoin : évacuation de la production nucléaire et des parcs éoliens en mer, renouvellement du réseau THT parisien
Consistance à l'étude : renforcement des lignes existantes (400 kV et 225 kV) et renouvellement de la structure THT du réseau Île-de-France
Mise en service : autour de 2035 (à anticiper si confirmation de projets industriels/numériques en Île-de-France et Normandie)

Est

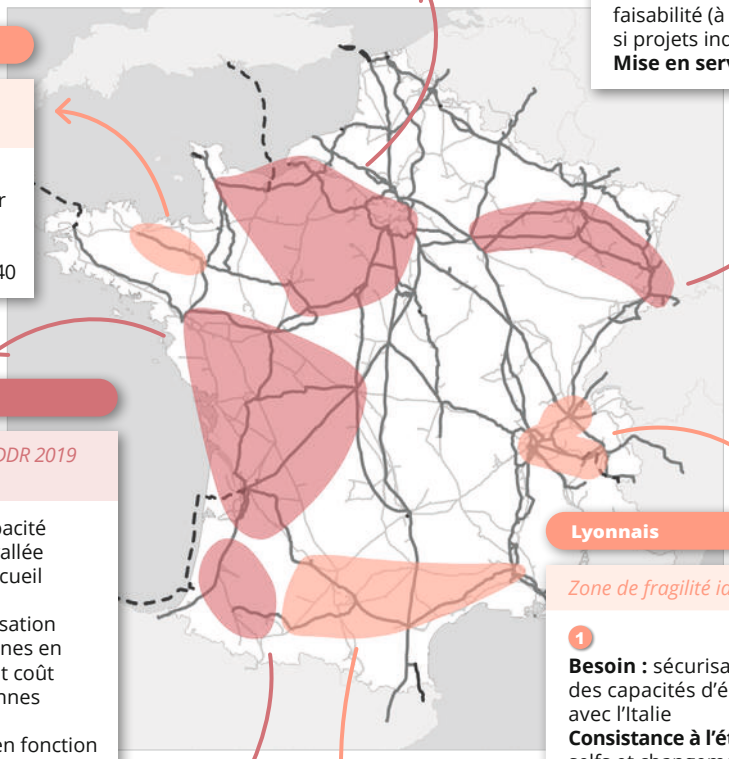
Zone de fragilité identifiée dans le SDDR 2025

Besoin : augmentation du transit vers l'est de l'Europe et alimentation de l'industrie
Consistance à l'étude : changement de câbles sur la ligne existante sous réserve de faisabilité (à anticiper ou redimensionner si projets industriels)
Mise en service : entre 2030 et 2035

Bretagne

Zone de fragilité identifiée dans le SDDR 2025

Besoin : renforcements liés aux futurs parcs éoliens en mer
Consistance à l'étude : stratégie à définir
Mise en service : autour de 2040



Façade atlantique

Zone de fragilité identifiée dans le SDDR 2019 et amplifiée dans le SDDR 2025

Besoin : augmentation de la capacité de transit entre Bordeaux et la vallée de la Loire (transits nord-sud, accueil des renouvelables)
Consistance à l'étude : mutualisation avec le raccordement des éoliennes en mer sous réserve de faisabilité et coût + renforcement des lignes aériennes existantes
Mise en service : échelonnées en fonction des besoins ; premiers besoins avant 2035 (renforcements terrestres à anticiper si confirmation de projets industriels)

Lyonnais

Zone de fragilité identifiée dans le SDDR 2025

1
Besoin : sécurisation des capacités d'échange avec l'Italie
Consistance à l'étude : selfs et changement de câbles (à anticiper voire redimensionner si projets industriels)
Mise en service : entre 2030 et 2035

2
Besoin : préparation de l'accueil d'EPR2 et liens avec d'autres besoins (zones industrielles Rhône et plaine de l'Ain, échanges aux frontières)
Consistance : stratégie à définir
Mise en service : autour de 2040

Ouest Pyrénées

Zone de fragilité identifiée dans le SDDR 2025

Besoin : nombreux projets industriels (Lacq, Lannemezan, etc.), production solaire et augmentation du transit depuis l'Espagne vers le reste de l'Europe
Consistance à l'étude : renforcement des lignes aériennes existantes
Mise en service : autour de 2035 (à anticiper si confirmation de projets industriels)

Occitanie

Zone de fragilité identifiée dans le SDDR 2025

Besoin : projets industriels, production solaire et parcs éoliens en mer, augmentation du transit depuis l'Espagne et renforcement des capacités du réseau
Consistance à l'étude : stratégie à définir
Mise en service : autour de 2035 en fonction du degré de concrétisation des besoins (activité industrielle, développement éolien en mer, solaire, augmentation du transit depuis l'Espagne vers le reste de l'Europe)

Figure 12 – Phase n° 2 : zones géographiques dans lesquelles le réseau doit être renforcé et où les solutions techniques sont à l'étude – mises en service entre 2030 et 2040

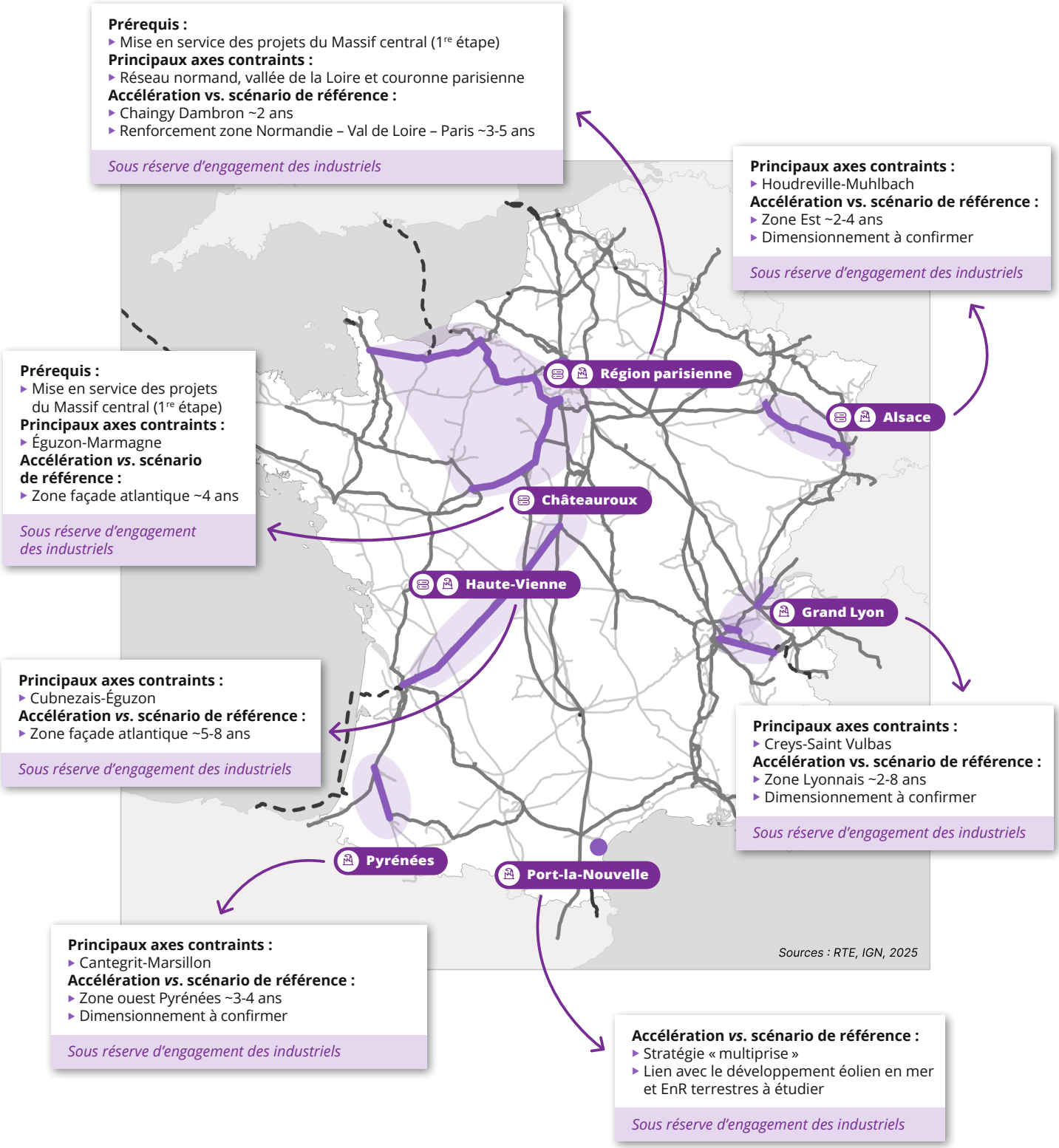


Figure 13 – Options d'accélération de la stratégie réseau THT pour l'accueil de la consommation industrielle d'ici 2030

Interconnexion avec l'Europe

*RTE prévoit de mettre en service les projets en cours de réalisation (dont deux grands projets à courant continu avec l'Espagne et l'Irlande) pour un montant de 2,5 Md€. RTE ne souhaite pas engager de futur grand projet d'interconnexion sans y associer au préalable une stratégie de renforcement du réseau interne. Pour les futurs projets avec l'Espagne, cela impliquerait des investissements supplémentaires de l'ordre de 2,6 Md€ pour assurer une première mise en service en 2036 (cf. **fiche n° 11**).*

Les interconnexions électriques apportent des bénéfices importants à la France : exporter son électricité bas-carbone compétitive (record de 89 TWh d'export en 2024, pour une valeur de 5 Md€), et importer ponctuellement notamment lors de l'année 2022 marquée par l'indisponibilité de nombreux réacteurs nucléaires et la plus faible production hydraulique depuis 1976. Les bénéfices des interconnexions sur les plans économique, climatique et technique (renforcement de la sécurité d'approvisionnement) sont ainsi avérés.

D'ici 2030, RTE terminera les travaux sur les deux projets de liaisons à courant continu avec l'Espagne et l'Irlande. Ces projets sont en cours de réalisation. En plus de ces projets, des travaux sur le réseau existant aux frontières espagnole, belge et allemande sont prévus et permettront également d'augmenter la capacité d'échanges aux frontières.

En dix ans, les capacités d'échange entre la France et l'Europe seront passées de 18 GW à 29 GW pour l'export (et 15 GW à 24 GW pour l'import). Ainsi, la France aura pris une part importante dans la construction de l'Europe de l'électricité.

D'éventuels projets additionnels ne pourront être décidés qu'en intégrant la situation physique du réseau français, situé à un carrefour électrique européen.

À chaque fois que la France importe sur une frontière, elle exporte en effet de manière simultanée sur une autre. Ce phénomène est particulièrement important avec l'Espagne. À titre d'illustration, 98% du temps où la France était importatrice d'Espagne en 2024, elle exportait au moins autant vers les autres pays européens : il s'agissait de flux de transit.

Ces flux ont un impact sur le réseau interne. Il est d'autant plus important que la réglementation européenne impose désormais de mettre à disposition des marchés transfrontaliers 70% de la capacité d'échanges.

Ainsi, RTE peut poursuivre le développement de nouvelles interconnexions mais les conditionnera au renforcement préalable de son réseau interne. RTE considère qu'une réflexion devra alors être engagée au niveau européen sur le financement de ces infrastructures.

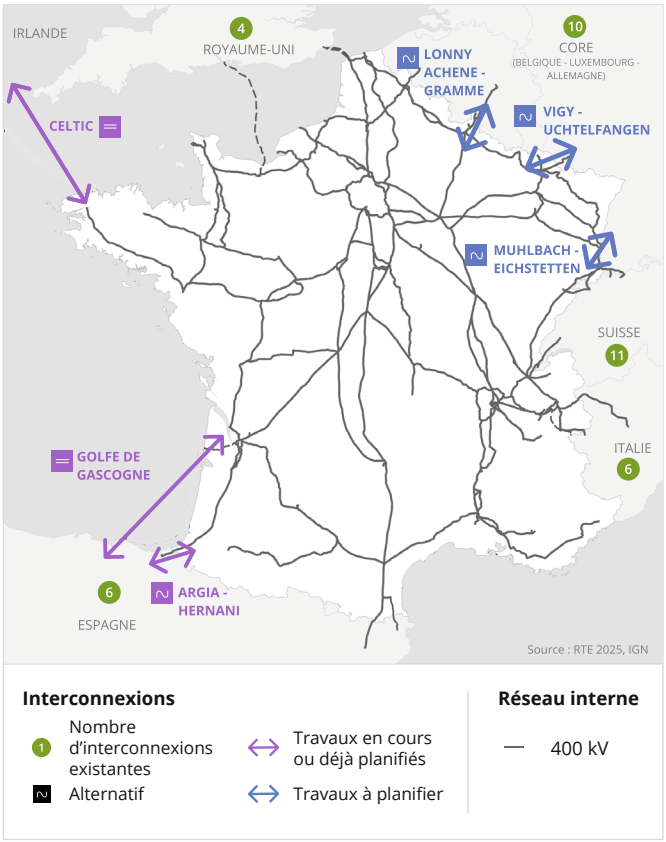


Figure 14 – Projets d'interconnexions en cours et prévus

Exploitation du système électrique

RTE considère possible d'optimiser encore l'exploitation du système électrique pour limiter le besoin de nouvelles infrastructures. Ceci conduira à une augmentation des coûts d'exploitation du système électrique (p. ex. : autour de 450 M€/an en 2035 dans un scénario cohérent avec le projet de PPE 3, soit 4 à 5 fois plus qu'actuellement). Cette optimisation repose sur un pilotage plus important des moyens de production renouvelable. À cet effet, RTE propose d'engager une démarche spécifique dans le sud-ouest (cf. ***fiche n° 12****).*

La spécificité de l'électricité réside dans la contrainte d'équilibre permanent des flux sur le réseau.

L'équilibre du système électrique est, à la fois, un enjeu européen - tous les Etats du système interconnecté partagent la même fréquence et la gestion de l'équilibre au sein de chaque pays a un impact sur l'équilibre des pays voisins – mais également un enjeu local – tous les appareils électriques (les grandes centrales de production comme les appareils électroménagers chez les particuliers) doivent fonctionner au sein de certaines plages de tension.

RTE doit en permanence piloter le réseau et les différents éléments qui lui sont connectés pour garantir cet équilibre. Il existe donc un lien indissociable entre les modalités de fonctionnement du système électrique et le développement du réseau public de transport d'électricité.

Pour limiter le besoin d'infrastructure, RTE propose une stratégie qui assume un volume plus important de congestions à l'horizon 2035 par rapport à la situation actuelle (x4 à x5).

Les fondamentaux associés à ce type de stratégies d'exploitation sont connus (*cf.* rapport RTE-AIE publié en 2021) : il s'agit de permettre au gestionnaire de réseau de transport d'électricité d'améliorer sa prévision des flux sur le réseau (notamment ceux liés aux énergies renouvelables terrestres) et de renforcer la participation des énergies renouvelables ou des stockeurs aux mécanismes d'équilibrage.

La priorité est donc de mettre en œuvre ces principes de manière opérationnelle.

Pour ce faire, RTE propose d'engager une démarche spécifique sur la gestion des flux dans le sud-ouest. Dans cette zone du réseau, de nombreux projets renouvelables sont en cours de développement. Ils ont déjà un impact sur les flux sur le réseau 400 kV et interagissent avec les flux de transit européens. Par ailleurs, dans cette zone, le SDDR doit permettre un développement plus important des batteries. Il s'agit donc d'un bon cas d'usage pour envisager une évolution de l'exploitation en mobilisant de nouvelles filières.

Réussir le SDDR

Les investissements à réaliser dans le réseau sont significatifs, qui plus est en période de tension géopolitique et économique.

Pourtant, leur mise en œuvre est un gage d'amélioration de la souveraineté énergétique. À cet égard, les pouvoirs publics français et européens, les collectivités territoriales et les industriels ont bien identifié le réseau comme un prérequis à la réindustrialisation du pays. À ce titre, RTE considère qu'il relève de sa mission de service public d'identifier les conditions nécessaires à la réalisation de cette trajectoire.

La vision issue des simulations technico-économiques (ce qu'il faudrait faire) a donc été confrontée aux réalités pratiques que soulève sa déclinaison. Quatre chantiers prioritaires ont été identifiés : ils portent sur la stratégie d'approvisionnement et les engagements de durabilité, les ressources humaines, le cadre de régulation et la maîtrise des coûts.

Une nouvelle politique d'approvisionnement de RTE pour permettre le passage à l'échelle des filières nationales et européennes, maximiser les retombées en France et en Europe, et garantir la performance environnementale (empreinte carbone et économie circulaire) des matériels utilisés (cf. ***fiches n° 2 et 14****).*

Le SDDR conduit à adapter et à renouveler 40 000 km de lignes électriques d'ici à 2040. L'effort industriel est comparable à celui engagé par la France dans le cadre du plan Messmer (programme électronucléaire).

Il s'agit pour l'industrie européenne en général, et française en particulier, d'un défi mais également d'une opportunité majeure de réinvestissement dans son industrie manufacturière dédiée au réseau.

Le contexte actuel peut freiner ce réinvestissement, les équipementiers locaux ayant adapté, depuis les années 1990, leur organisation à la fin des grands investissements dans les réseaux européens.

L'enjeu pour RTE est donc de participer activement à un nouveau « passage à l'échelle » nécessaire pour l'industrie européenne et nationale, en tirant parti de son rôle de grand donneur d'ordre et de la poursuite de la refonte de sa stratégie d'approvisionnement.

Cette démarche est nécessaire : le travail de structuration des filières européennes et nationales vise à éviter que l'augmentation des investissements d'opérateurs comme RTE ne puisse être suivie que par des acteurs extra-européens.

Dès lors, la réussite du SDDR passe impérativement par la poursuite de la refonte de la stratégie d'approvisionnement engagée par l'entreprise ces dernières années, dans le but de reconstituer les capacités de production de la filière et d'assurer la maîtrise des composants clés de la chaîne de valeur en France et en Europe. Cette politique porte ses fruits. Au-delà de l'exemple emblématique de la construction des plateformes à courant continu à Saint-Nazaire, les commandes de câbles souterrains passés par RTE à l'automne 2024 ont bénéficié à l'usine de Nexans à Bourg-en Bresse et de Prysmian dans l'Yonne, et ont permis à ce dernier d'annoncer la construction d'une nouvelle ligne de production dans son usine de Seine-et-Marne.

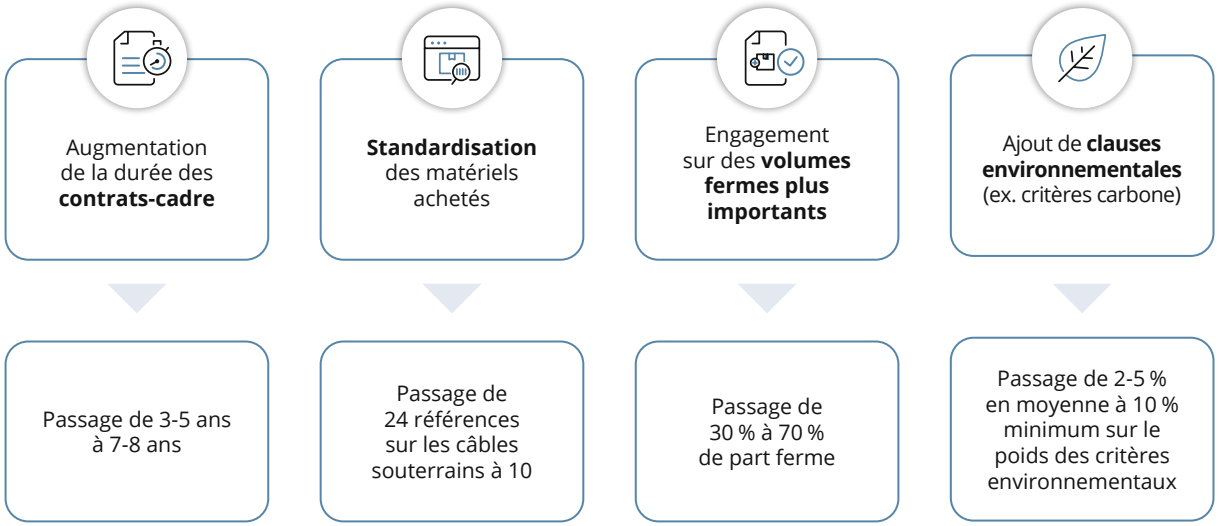


Figure 15 – Grands principes d'évolution de la stratégie d'approvisionnement de RTE et exemples

Plusieurs leviers d'approfondissements complémentaires ont été identifiés : poursuite de la standardisation, massification des marchés, augmentation des durées des marchés, etc. Tous offrent des garanties sur la crédibilité des besoins de RTE pour réaliser la transformation et la modernisation du réseau.

L'avis des autorités sur le SDDR sera un élément-clé pour déterminer jusqu'où RTE peut aller dans la refonte de sa stratégie d'approvisionnement.

Dans tous les cas de figure, RTE estime que l'un des principaux chantiers à ouvrir avec les fournisseurs est celui de la durabilité des investissements. Les actions doivent porter en priorité sur l'aluminium, l'acier et le cuivre. RTE a déjà réhaussé le poids des critères environnementaux dans tous ses marchés (minimum 10% à compter de 2025). La prochaine étape consiste à fixer des cibles sur les taux de matériaux recyclés. Ce levier est important pour l'aluminium, le cuivre, et même l'acier alors que RTE lance un important effort industriel dans le réseau aérien.

*Des ressources humaines adaptées pour participer à un grand programme national (cf. **fiche n° 2**).*

La croissance des investissements sur le réseau de transport et sur ceux des gestionnaires de réseau de distribution se traduit par de nouveaux débouchés d'emploi significatifs en France. Ces besoins sont estimés entre 8 000 et 12 000 recrutements par an d'ici 2030 à l'échelle de la filière (gestionnaires de réseaux, fournisseurs, prestataires), soit un volume de recrutements comparable aux filières nucléaire et ferroviaire.

À ce jour, les besoins combinés de la filière des réseaux et d'autres filières électriques et d'ingénierie semblent plus importants que les capacités de formation, ce qui milite pour renforcer l'offre de formation.

Des premières initiatives ont été menées, notamment par Enedis, pour accroître l'attractivité de la filière. Cette étape a vocation à être renforcée. RTE étudie pour cela, conjointement avec d'autres acteurs, la possibilité de mettre en place une structuration formelle de la filière des réseaux, couvrant un spectre plus large.

Plusieurs axes de travail prioritaires sont identifiés : *(i)* faciliter les opportunités de reconversion professionnelle, *(ii)* enrichir l'appareil de formation initiale (le programme lancé en 2023 ne s'étend pas au-delà de BAC+2), et *(iii)* accroître l'attractivité des métiers du secteur (diversification des viviers de recrutement, campagnes de promotion, etc.).

*De nouvelles règles pour le raccordement, l'accès au réseau et son dimensionnement (cf. **fiches n° 5, 7, 8 et 12**).*

La refonte des différentes règles techniques est une priorité pour la mise en œuvre du SDDR. Elle porte notamment sur l'offre de raccordement pour les nouveaux consommateurs, la planification des réseaux à haute tension (notamment en lien avec l'accueil des énergies renouvelables terrestres), et la définition des gabarits pour une meilleure intégration des batteries au réseau.

La planification des travaux est également un sujet d'attention majeur : elle implique de revoir le fonctionnement des dispositifs contractuels en vigueur (notamment pour les producteurs). Il s'agit d'assurer une plus forte coordination entre le planning des travaux sur le réseau et le planning de maintenance des installations qui y sont raccordées.

La gestion de l'équilibrage en cas de congestion sur le réseau fait partie des axes à travailler : afin de minimiser le besoin de construction de nouvelles lignes et d'optimiser le fonctionnement de celles qui existent, le SDDR ne prévoit pas de remédier à toutes les congestions sur le réseau national, ce qui nécessitera davantage d'actions d'exploitation pour les gérer. Les conditions techniques et économiques associées à ces actions devront être précisées, en lien avec le cadre européen.

Tous ces aspects feront l'objet de concertations réalisées sous l'égide du Comité des utilisateurs du réseau public de transport d'électricité. Ils conduiront RTE à proposer des évolutions des règles qui seront soumises à l'approbation de la Commission de régulation de l'énergie. RTE pourra également être amené à effectuer des propositions d'évolution du cadre législatif ou réglementaire à l'État.

De manière générale, le développement à venir du réseau 400 kV et des conditions d'accélérations doivent faire l'objet d'échanges avec les territoires.

*La maîtrise de la trajectoire et des coûts (cf. **fiches n° 15 et 16**).*

Le SDDR propose une stratégie priorisée et mutualisée.

À l'échelle européenne, le plan est compétitif. Les investissements sont moins importants en France que dans tous les autres pays européens qui développent l'éolien en mer.

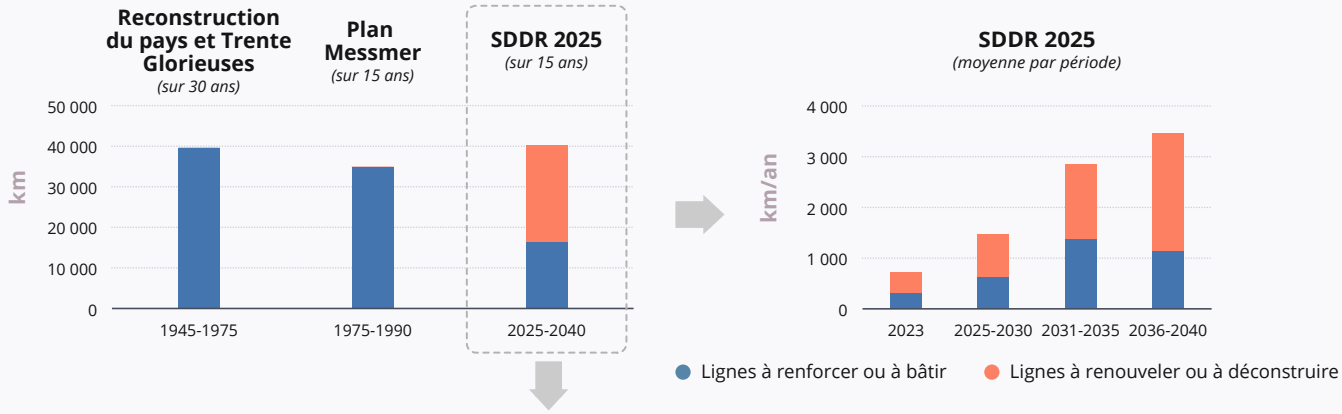
RTE doit disposer des moyens de piloter cette trajectoire. Plusieurs leviers ont été identifiés : *(i)* maîtrise des calendriers sur l'éolien en mer pour éviter le « stop & go », *(ii)* séquencement des projets entre interconnexions et réseau interne, *(iii)* développement du réseau haute tension via des ouvrages prioritaires et sans dépasser les objectifs fixés par l'État, *(iv)* stratégie de mutualisation pour les renforcements de réseaux THT liés aux nouveaux réacteurs nucléaires, *(v)* choix de la technologie aérienne pour le 400 kV, etc. Sans ces leviers, la trajectoire serait revue à la hausse.

Si les investissements dans le système électrique sont en forte croissance, les coûts complets de la production d'électricité française (intégrant l'ensemble des coûts d'investissement, d'exploitation, et de maintenance des installations nouvelles comme existantes) rapportés à la production apparaissent toujours orientés de manière relativement stable à moyen terme, dans la lignée des analyses précédentes de RTE.

La compétitivité à long terme du coût complet du système électrique français (en €/MWh) est notamment permise par la prolongation du nucléaire existant (déjà majoritairement amorti), mais aussi en favorisant le développement des énergies renouvelables matures (celles dont les coûts ont nettement baissé ces dernières années), et par la priorisation et mutualisation des investissements dans le réseau. C'est ce qui a conduit RTE à proposer, dans le SDDR, une stratégie s'appuyant sur le réseau aérien existant et réduisant notablement la construction de nouvelles lignes à très haute tension par rapport à d'autres pays européens.

Chiffres-clés

EFFORT INDUSTRIEL



40 000 km
Les lignes électriques nécessitants des travaux d'ici 2040
(60 % à renouveler et 40 % à renforcer ou à bâtir)

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

RENOUVELER

24 000 km
Les lignes à renouveler

Dont 23 500 km et 85 000 pylônes
Les lignes aériennes renouvelées ou déconstruites d'ici 2040 (un quart du réseau aérien) pour limiter son vieillissement et l'adapter aux fortes chaleurs : la première priorité industrielle du SDDR

80 %
La part du réseau adapté au changement climatique en 2040

50 %
La part des régions Nouvelle-Aquitaine, Auvergne-Rhône-Alpes, Occitanie et Bourgogne-Franche-Comté dans le renouvellement du réseau

24 %
La proportion de postes électriques du réseau actuel qui risquent d'être inondés en 2050 si aucune action n'était prévue

29 %
La proportion de pylônes de plus de 60 ans en 2040 (27 % aujourd'hui)

RENFORCER ET BÂTIR

16 000 km
Les lignes à renforcer ou bâtir

Dont 2 500 km
Le volume de lignes en mer à courant continu à mettre en service d'ici 2040

Dont plus de 4 000 km de THT
Le volume de lignes à très haute tension à renforcer ou bâtir

400
Le nombre de nouveaux postes électriques à construire d'ici 2040, dont 120 déjà identifiés dans les schémas actuels d'accueil des énergies renouvelables terrestres

2
Les projets d'interconnexion à courant continu en cours entre la France et ses voisins (Espagne et Irlande)

4
Les projets de renforcements des interconnexions existantes (Espagne, Allemagne, Belgique)

Investissements complémentaires au réseau

10 à 15 par an
Le nombre d'automates de zones installés par an

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

AMÉNAGEMENT ET ATTRACTIVITÉ DU TERRITOIRE

> 140 : le nombre de projets ayant sécurisé un droit d'accès au réseau

> 21 GW : la puissance cumulée de ces projets (le double de la puissance utilisée actuellement par l'industrie connectée au réseau de transport)

INFORMER

~ 50
Le nombre de postes capables d'accueillir 250 MW

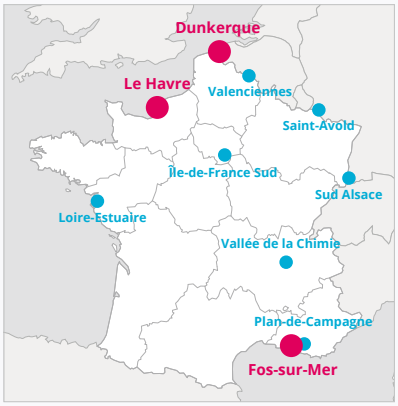
~ 20
Le nombre de postes capables d'accueillir 750 MW

8 à 10
Le nombre de sites capables d'accueillir rapidement des projets d'environ 1 GW

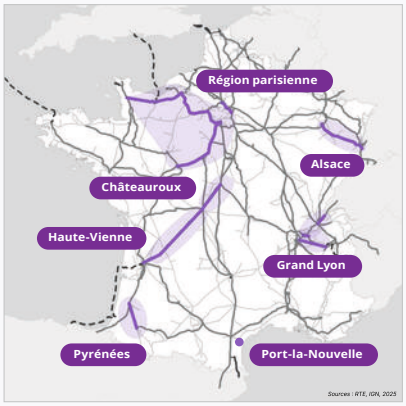
PROGRAMMER

3 zones P1
(à partir de fin 2028)

7 zones P2
(à partir de fin 2029)



7 zones P3
Identifiées à ce stade

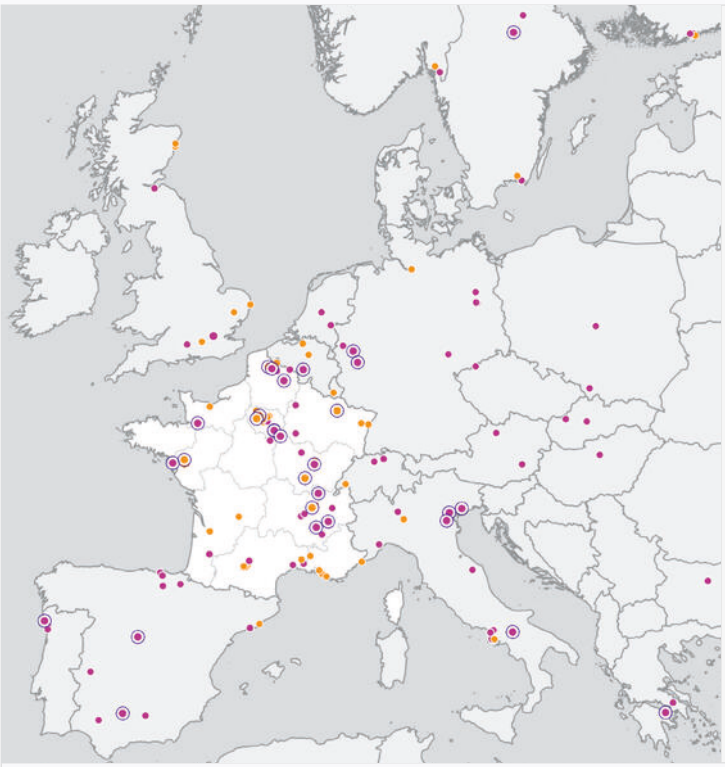


Zones d'accélération de la stratégie réseau THT pour l'accueil de la consommation industrielle
(sous réserve d'engagement des industriels)

MODIFIER

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

APPROVISIONNEMENTS ET COMPÉTENCES



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

Études et génie civil terrestres	Fournitures terrestres	Fournitures maritimes* (câbles sous-marins)
>95% en France	~70% en France	0% en France

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

Études et génie civil terrestres	Fournitures terrestres	Fournitures maritimes (câbles sous-marins et postes en mer)
>95% en France	>75% en France	~50% en France

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

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

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

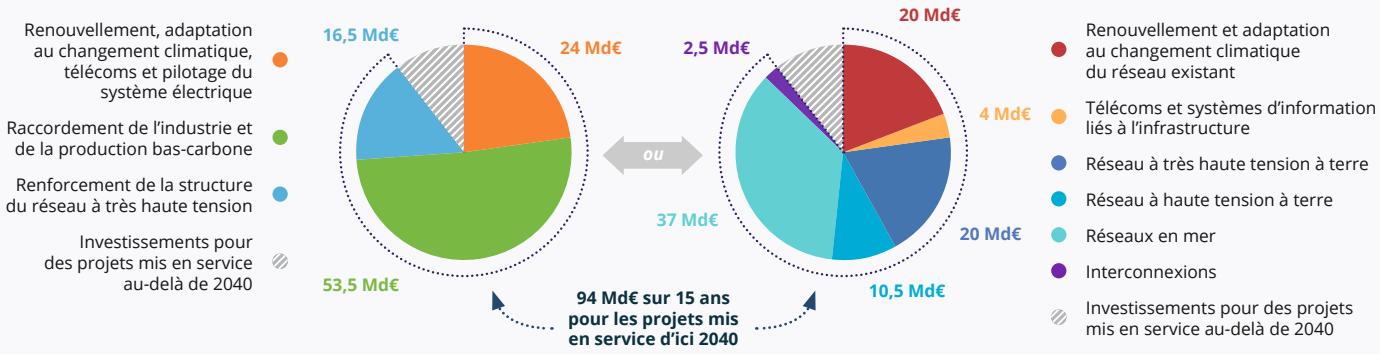
-60 à 70 %
La réduction du nombre de références de câbles terrestres par rapport à aujourd'hui

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

DÉPENSES

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

Deux représentations du programme d'investissements



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

7 %
La part du réseau de transport dans la facture d'un consommateur résidentiel moyen au TRVe en 2025

÷ 4
Le ratio entre les investissements dans le réseau de très haute tension à terre et en mer prévus en Allemagne (stratégie plus coûteuse) et ceux en France

Près de 40 Md€
Les charges de congestion **évitées** au total entre 2025 et 2040 grâce au renforcement de la structure du réseau de très haute tension

STRATÉGIE ENVIRONNEMENTALE

30 %
Le volume de lignes terrestres **évitées** d'ici 2040 dans le SDDR (par rapport à une stratégie non priorisée et non mutualisée)

=
Une évolution relativement stable des rangées de pylônes aériens

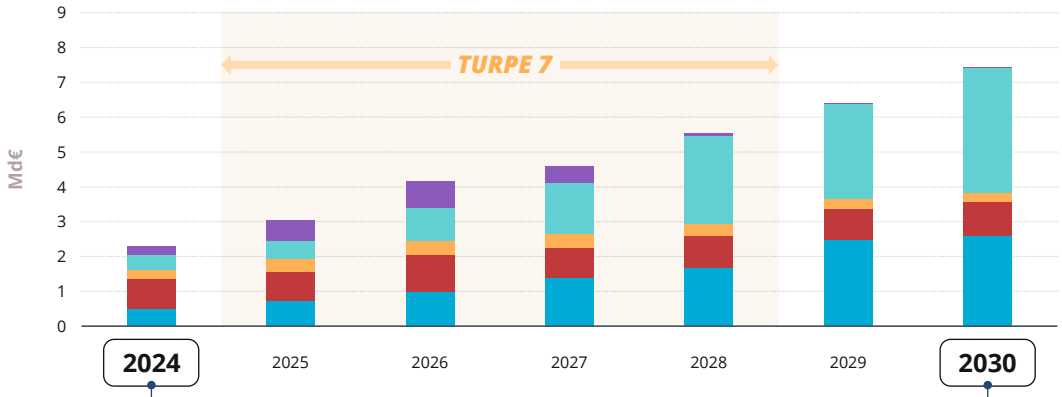
-55 %
La baisse des émissions de SF_6 grâce à la politique de renouvellement des postes

0
Le niveau de recours au gyrobroyage au printemps à partir de 2029 pour entretenir la végétation sous les lignes (contre 2 600 ha aujourd'hui)

Jusqu'à 30 %
La part d'aluminium recyclé dans les conducteurs (faisabilité technique confirmée, passage à l'échelle qui dépend de l'engagement des fournisseurs)

6
Le nombre d'expérimentations en cours ou à venir sur le recyclage de l'aluminium, du cuivre, et de l'acier (en boucle ouverte et/ou fermée)

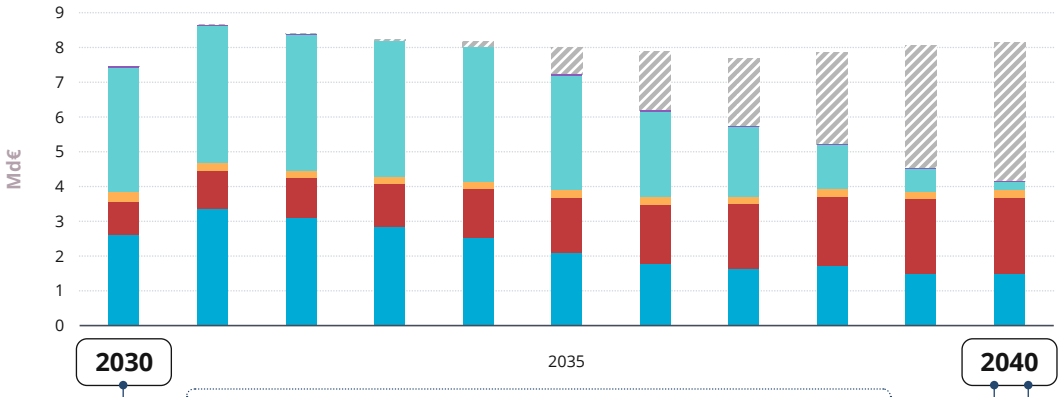
Investissements dans le réseau de transport sur 2025-2030 dans la stratégie de référence du SDDR



100 % des nouvelles infrastructures aux normes climatiques (+4 °C en 2100)

Total	**~2,3 Md€**	**Projets très majoritairement décidés**	**~7,5 Md€**
Interconnexions	**~0,2 Md€**	Fin des travaux Argia-Hernani Travaux sur le réseau existant aux frontières (Allemagne, Belgique) Travaux pour Celtic et Golfe de Gascogne (pose des câbles sous-marins, jonctions d'atterrage, etc.)	**~ 0,1Md€**
Raccordements en mer	**~0,4 Md€**	Fin des travaux sur Dieppe - Le Tréport, Yeu Noirmoutier, et Leucate (PPE 1) Études et travaux sur Centre Manche 1 et 2, Bretagne Sud, Dunkerque, Fos, Narbonnaise, Oléron 1 (AO 3 à 8, PPE 2) Séquence sur les approvisionnements PPE 2 et PPE 3 Études et travaux sur les projets des AO 9 à 11 (PPE 3)	**~3,6 Md€**
Renouvellement et adaptation au changement climatique	**~0,9 Md€**	Renouvellement des liaisons aériennes datant majoritairement de 1920-1960 et mise en œuvre de la stratégie de ciblage (LIDAR) Remplacement des liaisons souterraines obsolescentes (pression d'huile) Consolidation du rythme de renouvellement des matériels dans les postes	**~1 Md€** (Socle incompressible)
Télécoms et moyens de pilotage du système	**~0,3 Md€**	Remplacement du réseau télécom concerné par la boucle locale cuivre et renforcement de la résilience des sites essentiels à la conduite du réseau et en cas de *blackout* Accélération du déploiement des automates et des capteurs Consolidation du rythme de renouvellement du contrôle-commande	**~0,3 Md€**
Renforcement de la structure et raccordements terrestres	**~0,5 Md€**	Études et travaux pour les zones P1 (Dunkerque, Fos, Le Havre) Études et travaux pour les 7 zones P2 Travaux sous réserve de confirmation des industriels Si engagement des industriels : accélération des études et travaux dans les zones identifiées Mise en service de 40 % des infrastructures prévues pour les EnR terrestres (S3REnR deuxième génération) Phase 1 de renforcement 400 kV : études et travaux sur Chaingy-Dambron, Breuil-Marmagne, Marmagne-Tabarderie, Cantegrit-Saucats, Amiens-Petit-Caux Phase 2 de renforcement 400 kV : consistance à définir	**~2,6 Md€** (Socle incompressible) + Accélération si besoin pour les projets de décarbonation

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

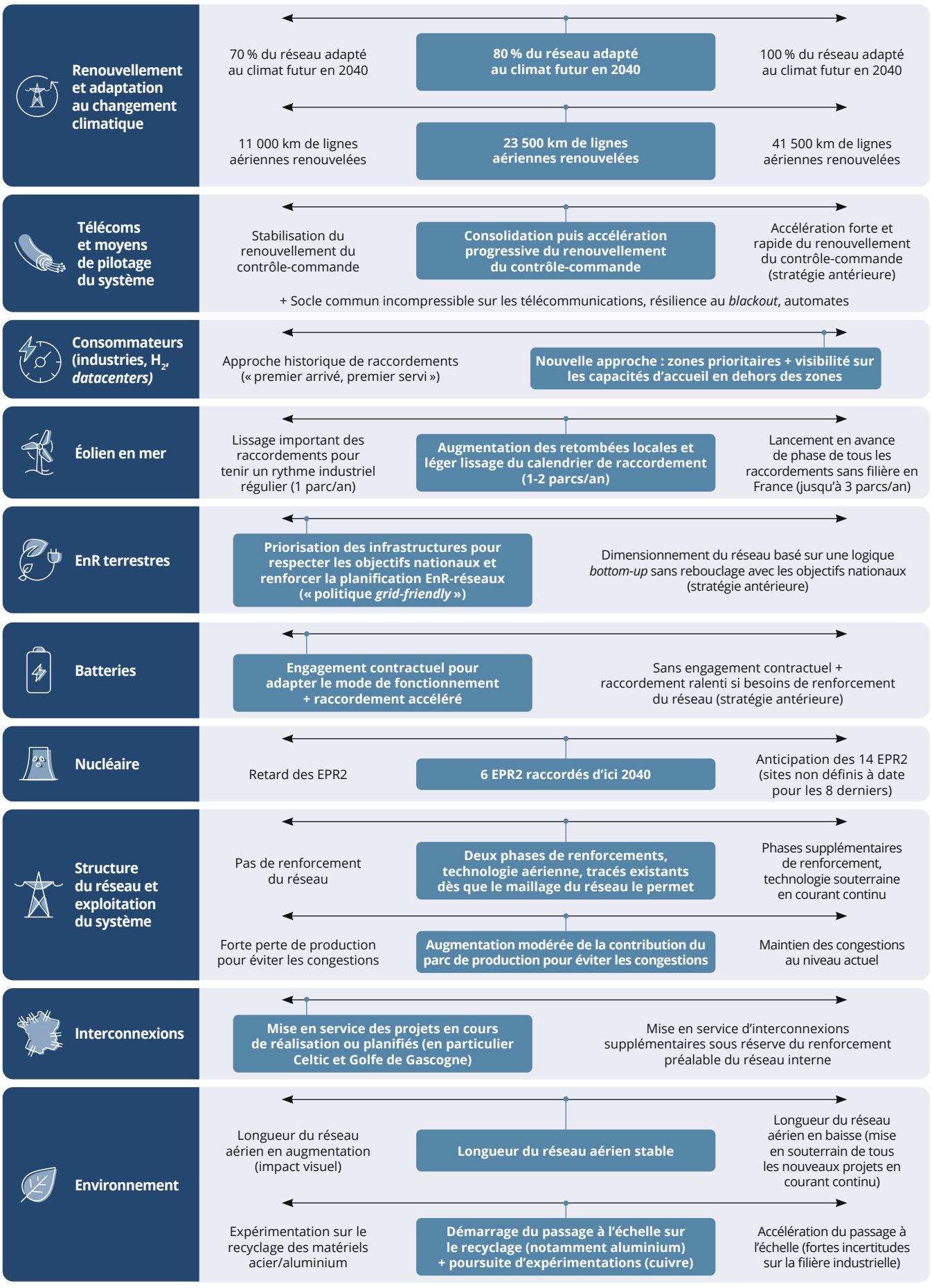


100 % des nouvelles infrastructures aux normes climatiques (+4 °C en 2100)

80 % du réseau adapté au changement climatique en 2040

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

Synthèse de la stratégie de référence et des alternatives possibles



Exemples de stratégies alternatives (liste non exhaustive)

Stratégie de référence	~100 Md€ sur 15 ans	
Sans priorisation des besoins de réseau	Renouvellement ↗↗ Numérique ↗ Raccordements ↗↗ Structure ↗↗ Interconnexions ↗↗ **+70 à 100 Md€ sur 15 ans**	▸ Niveau maximum d'investissement pour tous les volets techniques ▸ Risque sur la faisabilité industrielle (effort largement supérieur aux années 1970-1980) ▸ Risque sur la soutenabilité financière
Adaptation au changement climatique complète d'ici 2040	Renouvellement ↗↗ **+9 Md€ sur 15 ans**	▸ Quadruplement des investissements annuels dans le renouvellement ▸ Risque sur la faisabilité industrielle
Mise en souterrain HVDC des projets de structure 400 kV	Structure ↗↗ **+40 à 70 Md€ sur 15 ans**	▸ Risque sur la soutenabilité financière ▸ Risque sur les délais d'approvisionnement (saturation des usines européennes) ▸ Fort enjeu technique lié à l'insertion d'un nombre important de liaisons à courant continu sur le réseau
Nouvelles interconnexions transpyrénéennes avec l'Espagne	Interconnexions ↗ Structure ↗ **+2,6 Md€ sur 15 ans**	▸ Scénario possible sous réserve de rehausser la trajectoire d'investissement dans la structure du réseau interne (accélération pour les zones : façade atlantique, Ouest Pyrénées, Occitanie, voire projets supplémentaires) ▸ Soutien européen impératif (y compris financier)
Sans renforcement de la structure de réseau	Structure ↘↘ **-14 Md€ sur 15 ans** € Coûts d'exploitation ↗↗	▸ Risque sur la soutenabilité financière (+3 Md€/an en 2035 et +8 Md€/an en 2040 de charges de congestion supplémentaires dans un scénario de type PPE) ▸ Risque technique (besoin de modulation du parc de production de 70 TWh supplémentaires en 2040, soit l'équivalent de la production annuelle de 5 à 6 EPR2)
Développement de 6 GW supplémentaires de batteries	Raccordements ↘ **-0,2 Md€ sur 15 ans**	▸ Gain possible mais incertitude liée à l'équilibre économique de 12 GW de batteries (6 GW supplémentaires par rapport à la stratégie de référence)
Politique forte de sobriété	Raccordements ↘↘ Structure ↘↘ **? (selon niveau de sobriété)**	▸ Fort gain possible si l'effort est porté simultanément sur la consommation et la production (p. ex. : -0,9 Md€/an sur le réseau dans les variantes sobriété des *Futurs énergétiques 2050)*. Nécessite *a minima* de réviser les trajectoires de la PPE en conséquence ▸ Faible gain possible si l'effort est porté uniquement sur la consommation : RTE peut moins dimensionner le réseau si une région s'engage à consommer moins d'énergie (avec des effets difficilement réversibles)

RTE Réseau de transport d'électricité, Société anonyme à Directoire et Conseil de surveillance au capital de 2132285690 € - RCS Nanterre 444 619 258 - Mise en page : Good Eye'D - © Fotolia : sharpnose - Impression sur papiers issus de forêts gérées durablement.

Le réseau
de transport
d'électricité

RTE
Immeuble WINDOW - 7C Place du Dôme,
92073 PARIS LA DEFENSE CEDEX
www.rte-france.com