



Le réseau
de transport
d'électricité

ENEDIS
L'ELECTRICITE EN RESEAU



Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables Haute-Normandie

État technique et financier de la mise en œuvre du schéma à fin 2024

Version finalisée
du 31 mars 2025

SOMMAIRE

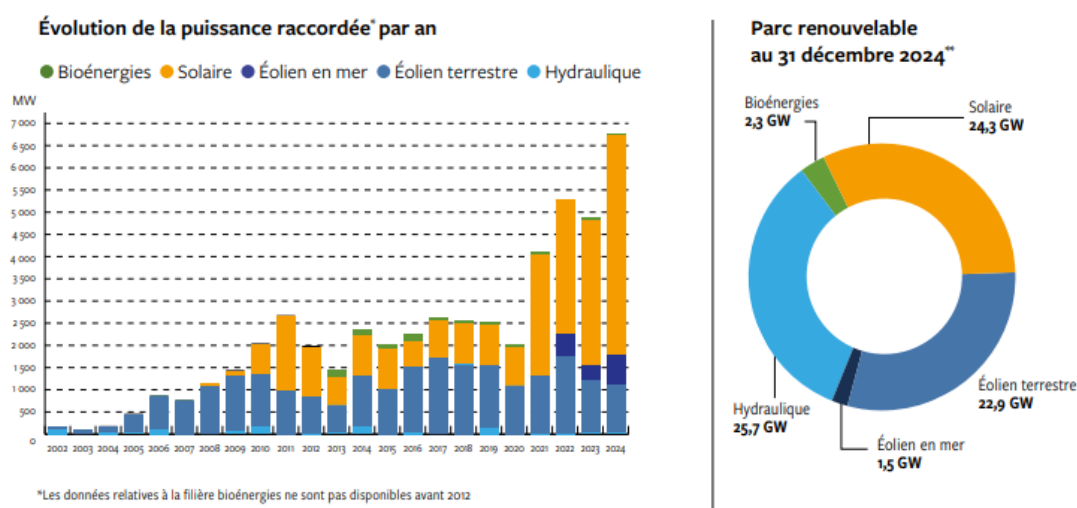
Sommaire	2
Préambule	11
Évolution de la production ENR.....	12
1. Dynamique de raccordement EnR	12
2. Affectation des capacités réservées	13
Aménagements du schéma	15
Cartographie des travaux	17
Avancement des travaux	18
État financier du schéma	19
Indicateurs de suivi de mise en œuvre du schéma	22
Conclusion	23
Annexes et clés de lecture	24
1. Évolution de la production EnR.....	24
2. Aménagements du schéma	25
3. Avancement des travaux	26
4. État financier du schéma	34
5. Capacités réservées par poste	35

Accélérer la transition énergétique : un impératif collectif, une mobilisation en actes

En 2024, la dynamique de raccordement des énergies renouvelables (EnR) a franchi un cap historique, avec un volume record de 5 900 MW nouvellement raccordés, reflet d'un engagement collectif croissant en faveur de la transition énergétique. Cette croissance de 9,3 % par rapport à 2023 est majoritairement raccordée sur le RPD et principalement portée par le dynamisme des installations photovoltaïques, qui représentent 4 700 MW, dont 3 GW de projets raccordés en basse tension.

Ce mouvement s'inscrit dans la trajectoire définie par l'État pour faire du mix énergétique français un levier de souveraineté, de compétitivité et de résilience face aux défis climatiques.

La France dispose désormais d'un parc de production EnR de plus de 76 000 MW, incluant l'ensemble des filières renouvelables, dont les trois premiers parcs éoliens en mer. Le parc hydraulique représente environ le tiers de la capacité installée, alors que les installations éoliennes et photovoltaïques représentent environ 63% du parc¹.



Évolution annuelle des volumes d'EnR raccordés (en MW)

Un changement d'échelle soutenu par une stratégie industrielle et territoriale structurante

La transition énergétique ne peut réussir qu'à condition d'être accompagnée par une transformation profonde des infrastructures de réseau. Les plans stratégiques portés par RTE et Enedis — respectivement à travers le Schéma Décennal de Développement du Réseau (SDDR) et le Plan de Développement des Réseaux — traduisent cette ambition en cohérence avec les ambitions de l'Etat en matière d'évolution du mix énergétique. Leur mise en œuvre repose sur trois piliers :

- La construction ciblée de nouveaux ouvrages dans toutes les régions, couplée à l'optimisation du réseau existant ;
- La priorisation des investissements au regard des besoins réels d'accueil d'EnR, en veillant à optimiser le bénéfice pour la collectivité ;

¹ Source : [Panorama de l'électricité renouvelable 2024](#)

- Une coordination renforcée avec les producteurs, rendue possible par une information transparente sur la mise à disposition des capacités d'accueil et les délais de travaux associés.

En anticipation de la mise en œuvre de ces plans stratégiques de développement et renforcement des réseaux publics, Enedis et RTE ont collaboré afin de définir un ordonnancement des projets d'infrastructures nécessaires à l'augmentation des capacités d'accueil. Cet ordonnancement constitue une réponse concrète à l'impératif de rapidité, de coût maîtrisé, et de lisibilité dans les parcours de raccordement.

Afin d'assurer la transparence sur cette démarche et d'offrir de la visibilité sur la mise à disposition de capacités d'accueil sur le réseau, des cartographies des travaux indiquant les dates de mises en service des ouvrages et la capacité d'accueil dégagées pour les énergies renouvelables sont mises à la disposition des parties prenantes sur le site de RTE. Ces cartographies régionales seront actualisées régulièrement et devraient permettre aux porteurs de projets d'affiner leur stratégie de développement.

Le nouveau cadre réglementaire : un levier de transformation à structurer

Le décret du 21 juillet 2024, issu de la loi APER, redéfinit le pilotage des S3REnR (Schémas Régionaux de Raccordement aux EnR). Il introduit une logique de planification évolutive, ancrée dans la réalité des territoires et adaptée aux nouveaux enjeux industriels.

Les principales avancées sont :

- **La mise en place d'une plateforme d'échange numérique** permettant une prise en compte plus fine des prévisions d'installations de production d'électricité pour l'élaboration des nouveaux schémas.
- **Des délais raccourcis pour les révisions** des schémas, en cohérence avec les rythmes de développement des projets.
- **Un horizon de planification des schémas plus long**, de 10 à 15 ans, permettant de mieux dessiner les ouvrages de réseaux à prévoir.
- **La création d'ouvrages prioritaires**, destinés à anticiper les dynamiques de projets avérés et éviter les effets de projets à long développement très incertains bloquants.
- **L'introduction de "réservoirs de travaux"** : dispositifs permettant de répondre aux demandes nouvelles de raccordement qui n'auraient pas été anticipées dans la révision d'un schéma.
- **Une concertation renforcée** avec les collectivités et acteurs de l'aménagement du territoire, pour une planification qui croise ambitions énergétiques et développement local.

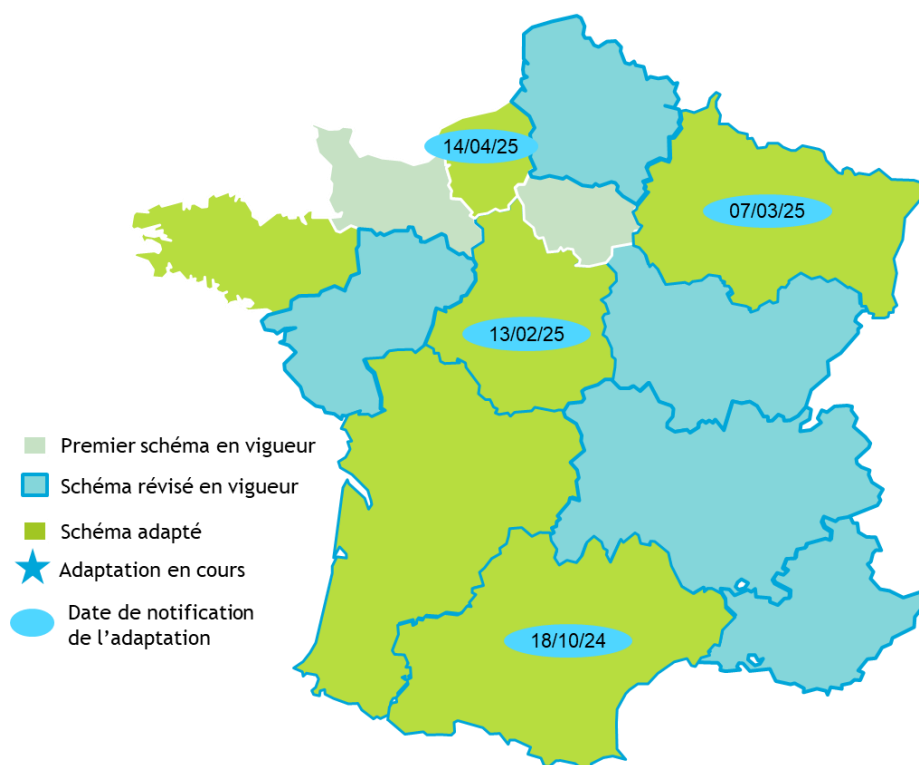
Ce cadre pose les bases d'un pilotage plus agile, à condition qu'il soit porté par un dialogue stratégique permanent entre l'État, les gestionnaires de réseaux, les producteurs et les collectivités.

En complément de l'évolution du cadre réglementaire, un cycle de concertation avec les parties prenantes s'est engagé afin de décliner les dispositions du nouveau décret dans les Documentations Techniques des Réseaux (DTR) des gestionnaires de réseau. Ce cycle d'échanges doit notamment permettre de renforcer la cohérence entre les cibles locales de production à raccorder à l'horizon 2035 et les objectifs fixés au niveau national. Il doit également préciser la mise en place des dispositifs qui rendront la planification plus rapide et plus efficiente pour accélérer les raccordements de production, en particulier dans les zones à forte dynamique. Cette planification doit notamment s'appuyer (i) sur la définition de zones d'accélération et (ii) sur l'identification d'ouvrages prioritaires.

Par ailleurs, la circulaire « Ferracci » signée par le ministre de l'Industrie et de l'Énergie le 21 mars 2025, révisant la circulaire dite « Fontaine », a été élaborée sous l'égide de la DGEC. Son objectif principal est de simplifier et d'accélérer le processus de concertation à l'amont des travaux d'infrastructures publiques de transport et de distribution d'électricité, en particulier dans le cadre du développement des énergies renouvelables (EnR).

Dans l'attente, les dernières adaptations de schémas permettant l'émission d'offres de raccordement

Pour répondre rapidement à la dynamique croissante des projets d'énergies renouvelables terrestres, les gestionnaires de réseau ont pris des mesures proactives en notifiant les dernières adaptations avant l'entrée en vigueur du nouveau cadre de réalisation des S3REnR. En 2024, une seule adaptation du schéma Occitanie a été notifiée, permettant de libérer un volume de capacités réservées supplémentaires de 1 230 MW. Trois adaptations ont également été notifiées depuis début 2025 sur les schémas Centre-Val de Loire, Grand Est, et Haute Normandie. L'échec de l'adaptation envisagée dans la région Bourgogne-Franche-Comté a par ailleurs été acté, du fait du non-respect des critères de l'adaptation induit par l'ampleur des travaux nécessaires : le processus de révision dans le nouveau cadre a donc été lancé au plus tôt.

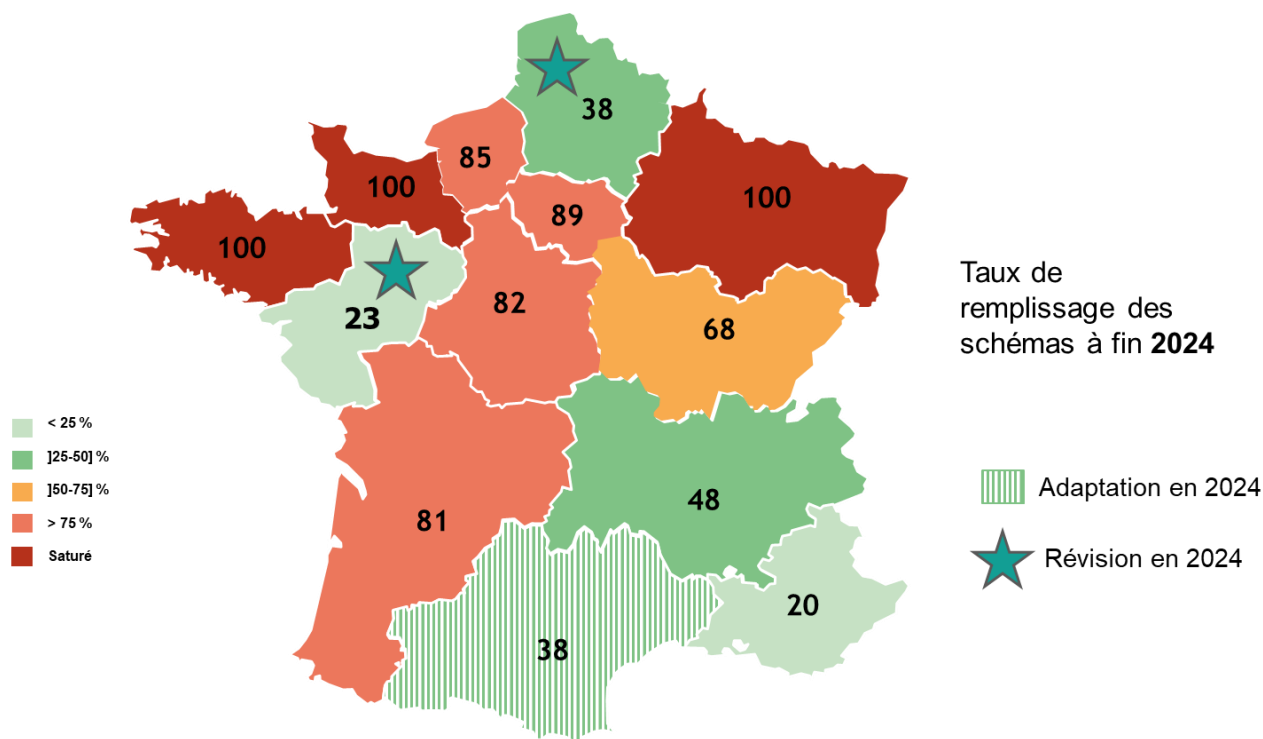


Adaptations de schémas réalisées et en cours à fin 2024

Les nouvelles dispositions de la loi APER ne prévoient plus la possibilité d'adaptation de schémas aux bénéfices des nouveaux mécanismes décrits supra. En particulier, une nouvelle flexibilité (mobilisation d'un réservoir de travaux prédéfinis) viendra compléter les transferts de capacité réservée et de travaux, pour continuer d'émettre des offres de raccordement entre deux processus de révisions.

Un nouveau cycle de révision des S3REnR bénéficiant des avancées de la loi APER est lancé.

À fin 2024, 66% de la capacité d'accueil des réseaux réservée aux projets EnR est affectée à des projets en cours de développement. Ce taux de réservation des capacités des schémas est en forte augmentation par rapport à celui observé fin 2023 (45%) compte-tenu en particulier de la forte dynamique des raccordements de PV BT, malgré la révision ou l'adaptation de trois schémas en 2024. Ainsi, l'entrée en vigueur des schémas Hauts-de-France et Pays de la Loire début 2024 ont permis la création de près de 10,5 GW supplémentaires de capacités réservées. Le schéma Bretagne, en cours de révision, devrait entrer en vigueur au 2nd trimestre 2025.



L'entrée en vigueur du décret de juillet 2024 fixant les nouvelles dispositions relatives aux modalités d'évolution d'un S3REnR, permet l'ouverture d'un cycle de révisions de l'ensemble des schémas. Ce décret, fruit d'un long processus législatif et de discussions intenses, impose le lancement des révisions avant fin janvier 2026 et leur achèvement dans un délai d'environ deux ans, soit entre début 2027 et début 2028. Les gestionnaires de réseau ont donc débuté les travaux de révision, en étroite coopération avec les services déconcentrés de l'Etat, les collectivités, les producteurs et les autres parties prenantes. Ce processus de révision se déroule en cohérence avec la dynamique de raccordement constatée, les capacités encore disponibles et les trajectoires de développement des EnR voulues par l'Etat. Cette trajectoire concerne des projets de moyenne et grande puissance mais aussi de nombreux projets raccordés en basse tension - la « production diffuse » - qui s'inscrivent dans une dynamique très forte, dans certaines régions. Ainsi, les gestionnaires de réseau sont invités, lors des révisions, à fournir une vision indicative du développement de cette production diffuse.

À ce jour, trois révisions de schémas (Bourgogne-Franche-Comté, Nouvelle Aquitaine et Centre Val de Loire) ont officiellement été lancées. Les étapes préparatoires au lancement des révisions ont par ailleurs été entamés pour plusieurs autres schémas, à savoir la phase de collecte des prévisions d'installation de production et également celles de construction des scénarios pilotées par les DREAL.

Optimisation du raccordement des projets de petite puissance dans les zones saturées

Les gestionnaires de réseaux mettent en œuvre des stratégies pour accélérer le raccordement des projets de petite puissance, même dans les zones à forte saturation. En 2024, la dynamique de raccordement des projets photovoltaïques diffus reste robuste, y compris dans les zones rurales où la capacité d'accueil supplémentaire ne sera disponible qu'après des travaux significatifs. Les initiatives lancées par RTE et Enedis depuis 2022 pour proposer des solutions de raccordement anticipé ont permis de traiter plus de 4 000 demandes, grâce à des propositions bien accueillies par les parties prenantes.

Cependant, cette dynamique intense révèle des contraintes localisées sur un nombre croissant de postes sources depuis la fin de l'été 2024. Pour répondre à ces défis, les gestionnaires de réseaux intensifient leurs efforts pour optimiser le raccordement des installations, notamment dans les milieux agricoles. En l'absence de pilotabilité des installations photovoltaïques de faible puissance à date, RTE et certains gestionnaires de réseaux explorent des leviers supplémentaires, tels que l'appel à des flexibilités additionnelles.

Les prochaines révisions des schémas S3REnR devront intégrer de manière adéquate le volume de production diffuse, en tenant compte des évolutions des modalités de soutien aux installations photovoltaïques, notamment en raison de la modification du tarif « S21 ». Ces ajustements visent à aligner la taille des installations au bénéfice des projets de puissances plus élevées, pour se conformer aux objectifs de développement à moyen terme du gouvernement.

Mise en œuvre de solutions flexibles pour un raccordement rapide et économique

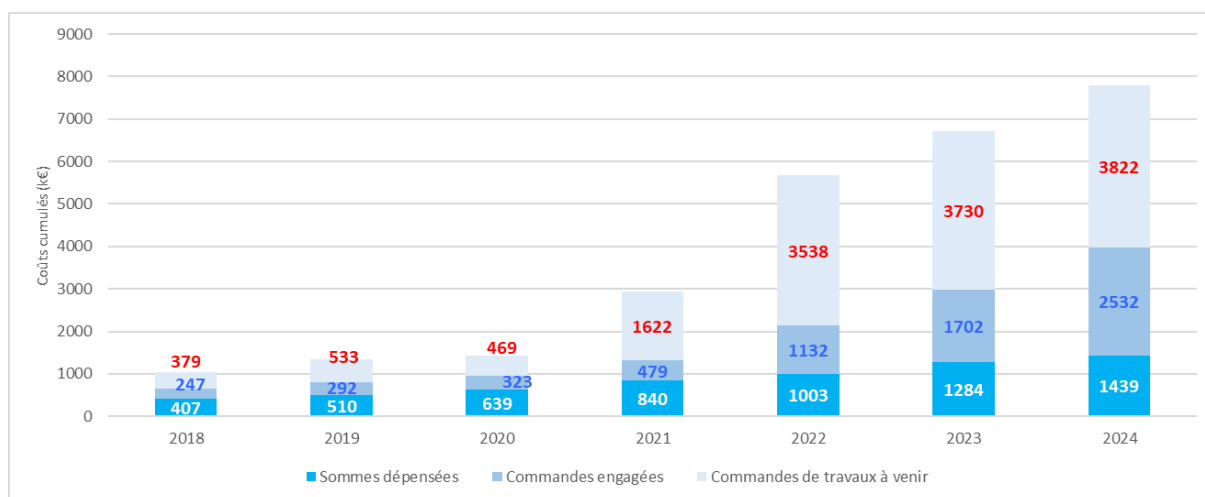
Pour accélérer les raccordements de production d'énergies renouvelables tout en minimisant les coûts pour la collectivité, les gestionnaires de réseaux adoptent massivement des solutions flexibles, telles que les automates d'écrêttements. Ces dispositifs, déployés par RTE, repoussent les limites d'utilisation du réseau existant et optimisent son dimensionnement.

Enedis a lancé une expérimentation d'écrêttements dans les départements des Landes et de la Somme, augmentant ainsi la capacité d'accueil des postes sources d'environ 200 MW dans le cadre du projet Reflex. Des projets en développement bénéficient déjà de ces nouvelles capacités. Enedis prévoit une généralisation progressive de ce principe, avec une première phase de déploiement de Reflex sur une centaine de transformateurs entre 2025 et 2027, suivie d'une généralisation à partir de 2028 grâce aux outils et méthodes industrielles développées.

Des investissements en hausse continue pour adapter l'infrastructure à la dynamique des EnR

En 2024, les demandes de raccordement ont continué de croître fortement par rapport aux années précédentes. La prédominance des projets photovoltaïques (PV) reste notable, en raison de leur meilleure acceptabilité par rapport aux autres filières, notamment en termes d'insertion paysagère et d'appropriation par les habitants, surtout pour les nombreux projets de faible puissance. Les puissances unitaires varient considérablement selon les projets, avec un dynamisme accru des installations de puissance modérée, tandis que les demandes de raccordement de plusieurs centaines de MW se poursuivent.

Cette dynamique entraîne une augmentation des volumes d'investissement pour développer les ouvrages prévus dans les schémas S3REnR révisés. Ces investissements sont réalisés en adéquation avec les dynamiques de croissance locale et sont conjointement ordonnancés pour piloter l'effort industriel de mise à disposition de capacités de manière efficace.



Évolution des investissements cumulés pour les créations et les renforcements à fin 2024

La forte croissance des commandes engagées depuis 2022 se poursuit, illustrant l'accélération du financement des ouvrages inclus dans les schémas par les gestionnaires de réseau et les producteurs. De plus, l'évolution des commandes de travaux à venir met en évidence les enjeux d'investissement auxquels les gestionnaires de réseaux doivent faire face pour accueillir les EnR.

Les gestionnaires des réseaux font évoluer leur stratégie d'approvisionnement pour garantir des solutions d'infrastructure au meilleur coût avec des délais maîtrisés, dans un contexte international tendu.

Dans un contexte international marqué par une compétition accrue, les gestionnaires de réseaux adaptent leur stratégie d'approvisionnement pour garantir des solutions d'infrastructure au meilleur coût et avec des délais maîtrisés.

Cette adaptation repose, pour RTE sur une organisation industrielle développée pour RTE dans le cadre du SDDR elle consiste à modifier la stratégie d'approvisionnement de l'entreprise dans le but de reconstituer les capacités de production de la filière, de permettre le passage à l'échelle, et d'assurer la maîtrise de composants clés de la chaîne de valeur en Europe en général et en France en particulier, tout en contenant les prix.

Les gestionnaires de réseaux se concentrent sur plusieurs axes stratégiques :

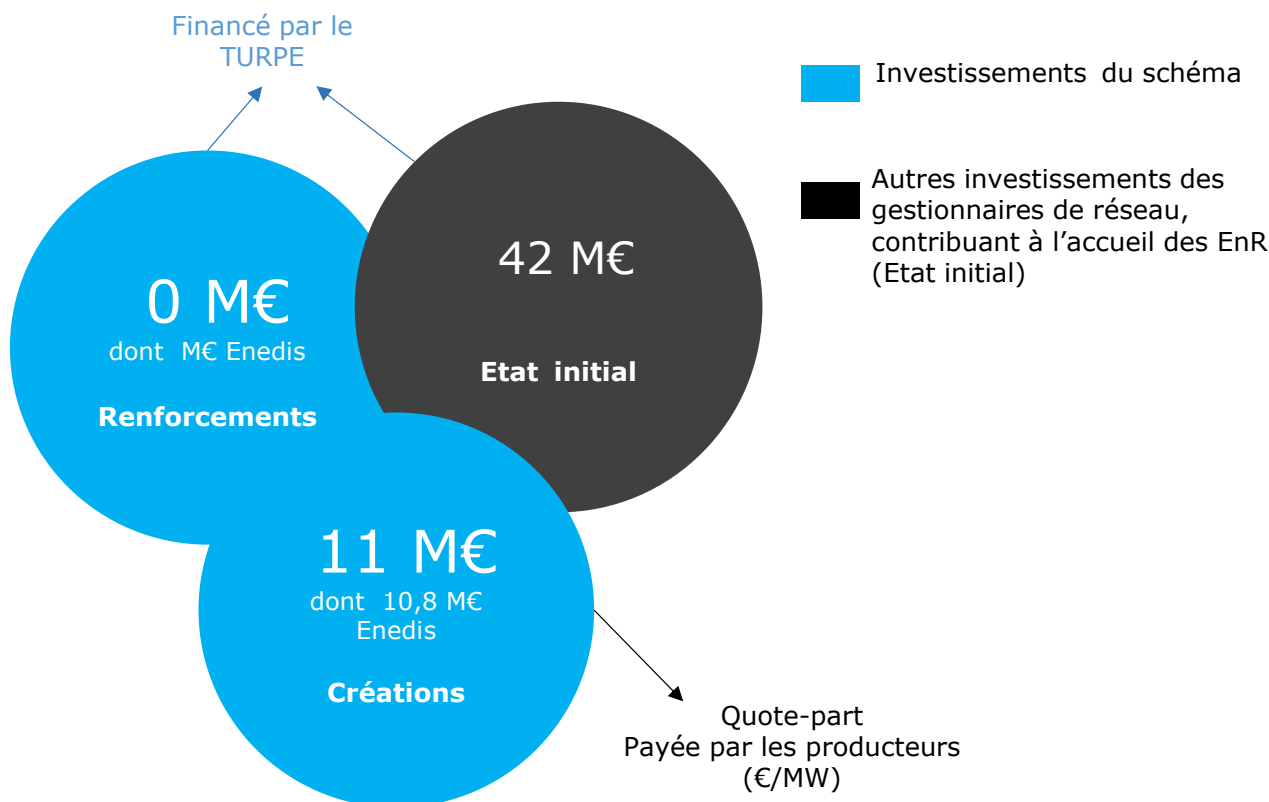
1. **Sécurisation des approvisionnements** : En planifiant, massifiant et standardisant les matériels, ils assurent une disponibilité continue des ressources nécessaires.
2. **Visibilité accrue pour les fournisseurs** : En s'engageant sur des volumes plus importants et des durées de contrats prolongées (jusqu'à 8 à 10 ans, contre 3 à 5 ans habituellement), ils offrent une stabilité et une prévisibilité aux partenaires commerciaux.
3. **Anticipation des commandes** : Pour garantir la mise en œuvre de leurs engagements, ils anticipent une partie de leurs commandes.
4. **L'industrialisation des travaux** : la mise en œuvre de solution standards, de type bâtiment industriel pré équipé en matériel, appelées « postes source express », permet à Enedis de construire plus rapidement les postes sources pour répondre aux demandes de raccordement des producteurs.

En outre, les gestionnaires de réseaux appliquent largement le principe de **dimensionnement durable** des liaisons de raccordement des postes sources. Cette approche consiste à prévoir un dimensionnement supérieur aux besoins de court terme, évitant ainsi des travaux successifs et les incertitudes associées, tout en optimisant l'efficacité économique.

Cette stratégie industrielle, visant à optimiser les coûts et les délais de mise en service des infrastructures, est mise en œuvre par l'ordonnancement des ouvrages et suit la dynamique de raccordement dans les territoires.

PRÉAMBULE

Le S3REnR Haute-Normandie a été approuvé par le préfet de région le 24/10/2014. Ce schéma met à disposition des projets de production EnR une capacité d'accueil de 1077 MW, pour une quote-part de 12,52 k€/MW (valeur actualisée au 1er février 2025). Les montants d'investissements de l'état initial et du schéma sont détaillés ci-dessous.



Le présent document a pour objet d'établir un état technique et financier de la mise en œuvre de ce S3REnR à la date du 31 décembre 2024 (année N-1), après 10 années d'application, conformément à l'article D321-22 du code de l'énergie. Pour mémoire, le précédent état technique annuel à fin 2023 est disponible sur le site Internet de RTE.

Cet état technique et financier a été élaboré conjointement avec Enedis, présenté à la DREAL Normandie et publié sur le site internet de RTE. Il a également été annexé au bilan d'exécution du programme d'investissement adressé à la CRE. Les gestionnaires de réseau ont établi cet état en cohérence avec les chiffres du panorama des EnR publié par ailleurs.

Le S3REnR, la cartographie associée, le rapport de concertation et le présent état technique et financier annuel sont disponibles sur le site internet de RTE à l'adresse :

<https://www.rte-france.com/projets/s3renr/le-schema-regional-de-raccordement-au-reseau-des-energies-renouvelables-de-normandie-s3renr#Lesschemasenvigueur>

ÉVOLUTION DE LA PRODUCTION ENR

1. Dynamique de raccordement EnR

52 MW d’installations EnR raccordées en 2024

Le parc de production d’énergies renouvelables en service atteint 1020 MW, en hausse de 5% par rapport à 2023. Le volume des projets en développement a connu une hausse cette année, principalement liée au développement de la filière photovoltaïque, pour atteindre 682 MW (+37 % par rapport à 2023).

Production (MW)	24/10/2014	31/12/2023	31/12/2024	Évolution
En développement	230	499	682	37%
<i>RPT</i>		46	121	
<i>ENEDIS</i>		453	561	
En service	415	968	1 020	5%
<i>RPT¹</i>		84	84	
<i>ENEDIS²</i>		884	936	
TOTAL	645	1 467	1 702	16%

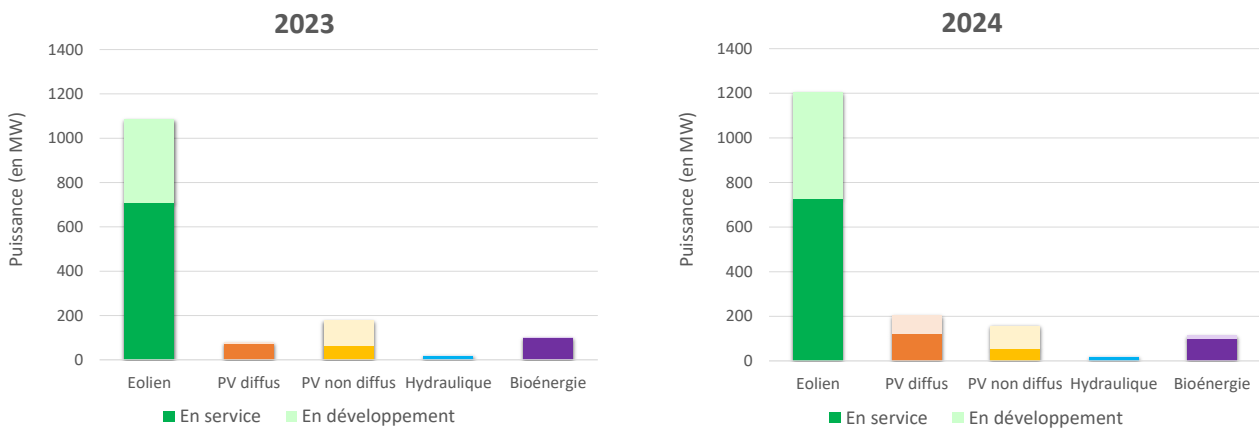
15 MW de production éolienne raccordée en 2024

La dynamique de raccordement de la production éolienne connaît une légère hausse en 2024 (+2%) à un rythme comparable à celui constaté au niveau national (+5 %), alors que le volume de projet en développement connaît une progression plus importante (+27%). Le volume total de projets éoliens en service et en développement affiche 1204 MW à fin 2024 (+11 %).

37 MW de production solaire raccordée en 2024

Le parc de production photovoltaïque installé en 2024 atteint 176 MW, soit une hausse de 28% légèrement supérieur à la dynamique de l’ensemble de la France (+20 %). Le volume total de projets en service et en développement de la filière photovoltaïque atteint 363 MW et poursuit le rythme de croissance constaté en 2023, soit +40 % (+33 % au niveau national).

Répartition par filière des installations EnR en service à fin 2023 et fin 2024



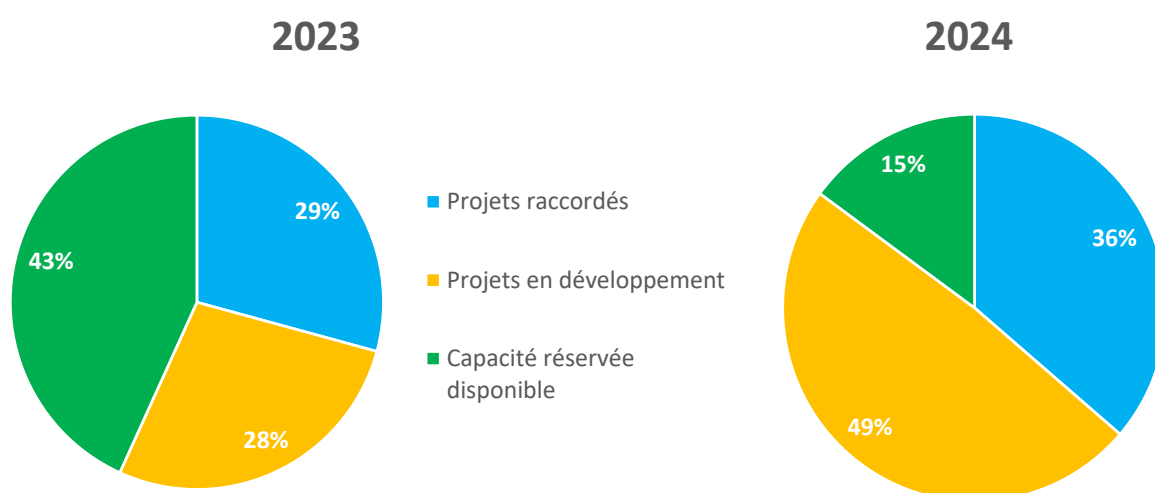
2. Affectation des capacités réservées

392 MW de capacités réservées attribués en 2024

Dont 75 MW attribués pour des projets à raccorder sur le Réseau public de transport.

Les graphiques ci-dessous présentent l'évolution de l'affectation des capacités réservées du S3REnR aux installations de production d'énergies renouvelables² à fin **2023** et fin **2024**.

Répartition de la capacité réservée selon le stade des projets EnR



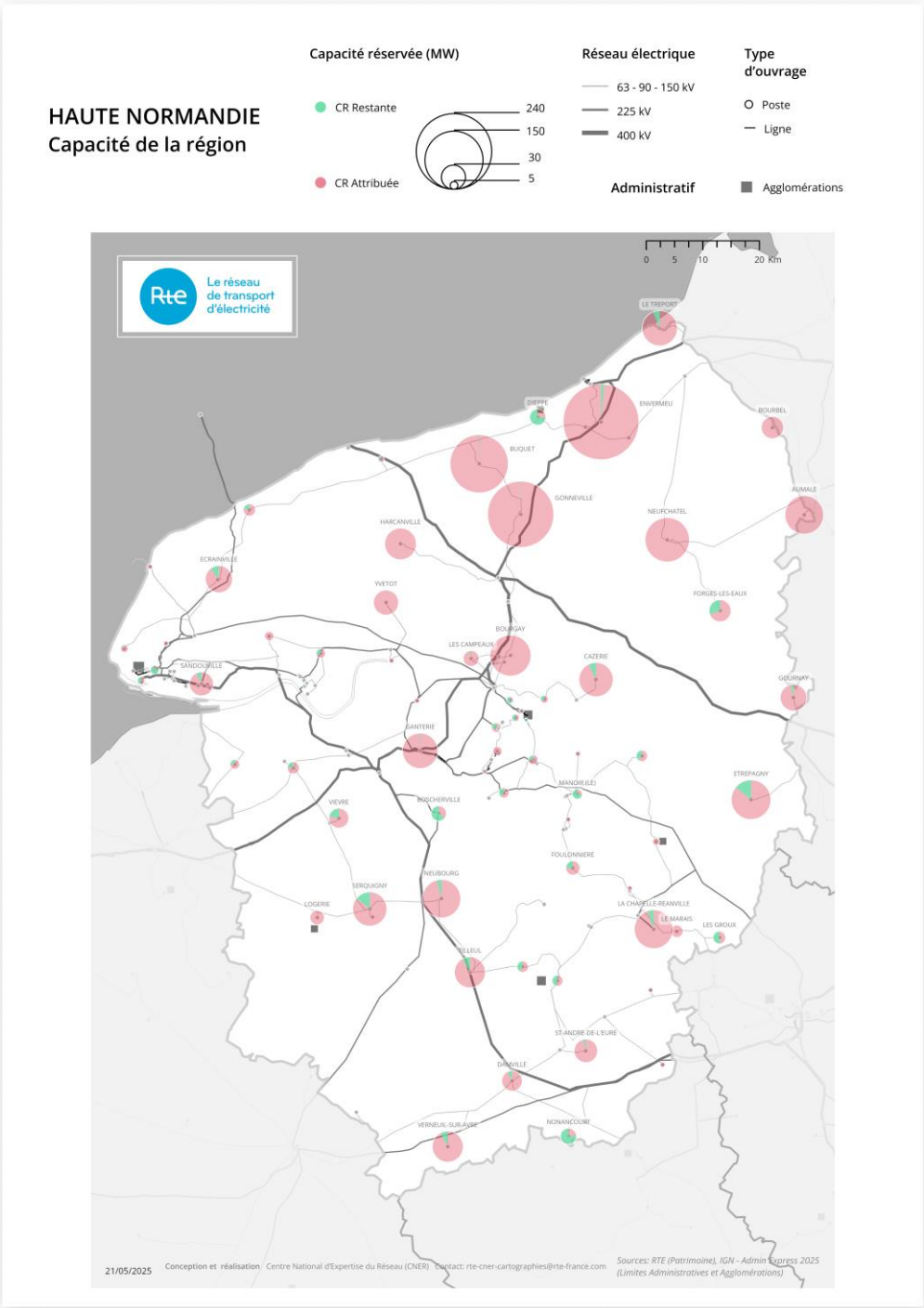
² Hors installations de production diffuse (de puissance inférieure au seuil en vigueur, 36 kVA ou 100 kVA, au moment de leur entrée en file d'attente), et hors appel d'offres éolien posé en mer.

85% de la capacité du schéma allouée à fin 2024

Depuis la publication du S3REnR 916 MW de capacités réservées ont été affectées sur les 1077 MW mises à disposition dans le schéma, dont 391 MW (36 %) ont été mis en service. Les capacités réservées de chacun des postes du S3REnR sont disponibles en annexe 5. Les capacités d'accueil du schéma sont mises à jour régulièrement sur le site internet Capareseau.fr.

La localisation des capacités réservées attribuées est représentée sur la carte en page suivante.

Répartition de l'allocation des capacités réservées du S3REnR



AMÉNAGEMENTS DU SCHÉMA

Adaptation du schéma Haute Normandie

Les transferts de capacité réservée n'ont pas permis de répondre à l'arrivée de nouveaux projets de production dans la zone de Neufchâtel. Une adaptation du S3R Haute-Normandie a donc été engagée par RTE fin 2023 et a été notifiée au Préfet en avril 2025.

255 MW ont été transférés en 2024

Afin de prendre en compte les besoins des producteurs pour la localisation et le volume de leurs projets d'installations EnR, le S3REnR Haute-Normandie a fait l'objet de transferts de capacité réservée sur l'année 2024.

Il s'agit du plus gros volume transféré en Haute-Normandie depuis l'approbation du schéma, ces 34 transferts de capacité réservée concernent 27 postes électriques.

Le S3REnR Haute Normandie a initialement été doté d'une capacité globale d'accueil de 1077 MW, dont une capacité de raccordement de 172 MW était dédiée au segment de projets de puissance inférieure à 100 kVA. RTE a mis en œuvre, avec l'accord des gestionnaires de réseau de distribution, des transferts de 154 MW de capacité réservée non utilisée par des installations de puissance inférieure à 100 kVA, afin de les réintégrer dans la capacité réservée du schéma.

La liste complète des transferts figure en annexe 2.

Évolution des capacités réservées par poste après transferts de capacité réservée

HAUTE NORMANDIE Capacité de la région

Capacité de transfert (MW)

- CR Inchangée
- CR Ajoutée
- CR Enlevée



Réseau électrique

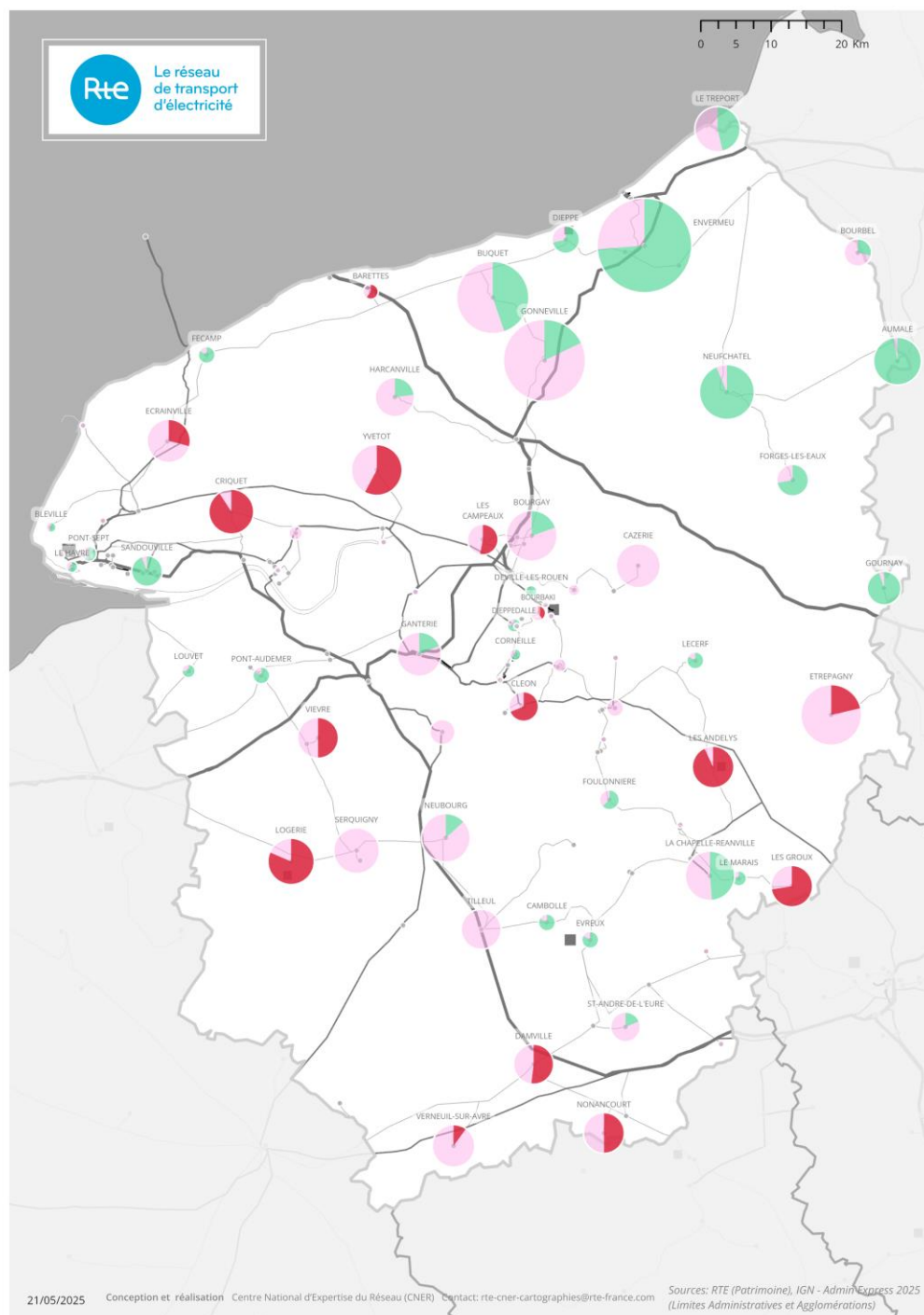
- 63 - 90 - 150 kV
- 225 kV
- 400 kV

Type d'ouvrage

- Poste
- Ligne

Administratif

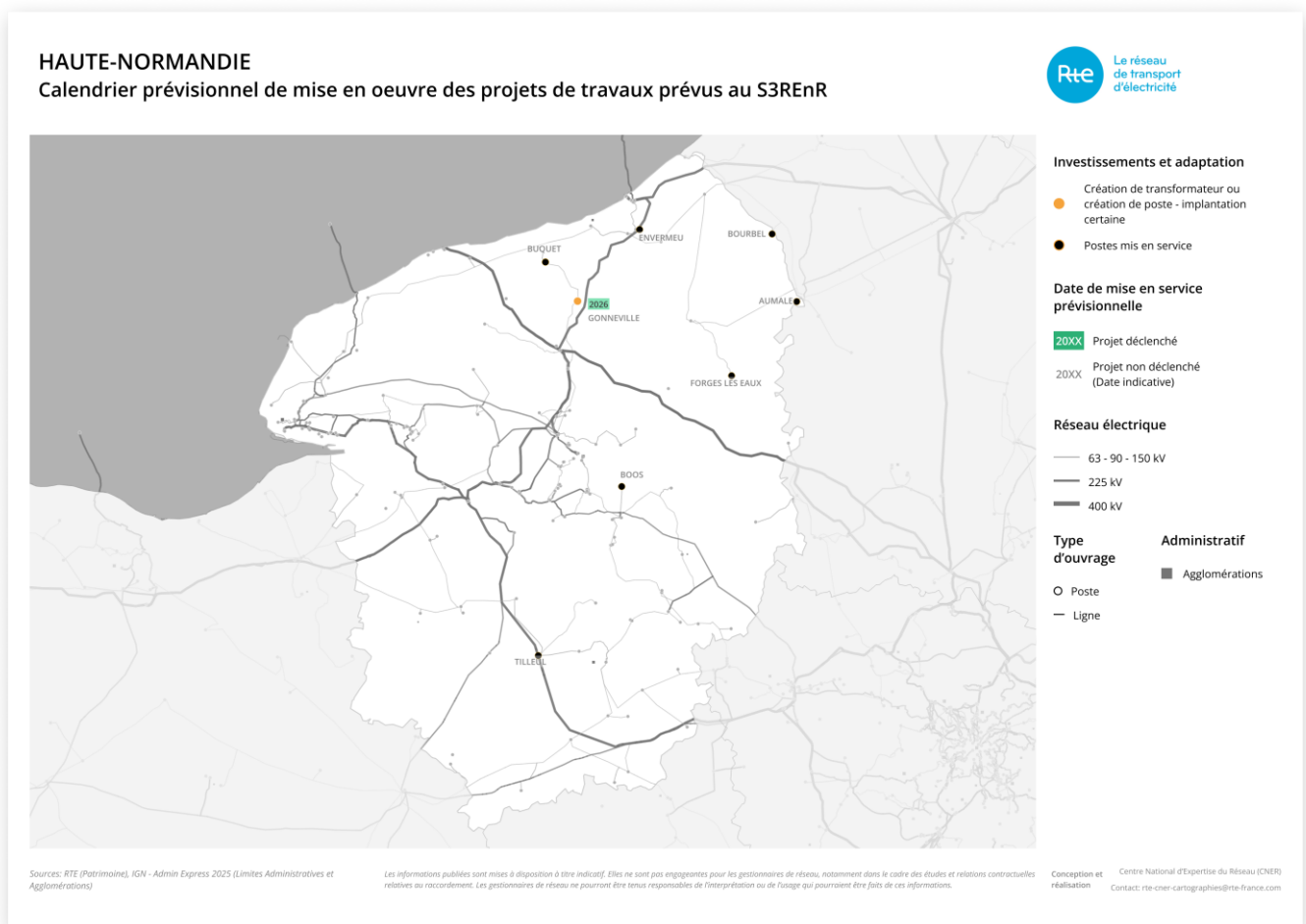
- Agglomérations



CARTOGRAPHIE DES TRAVAUX

La cartographie ci-après représente les ouvrages renforcés ou créés inscrits au S3REnR avec leur état d'avancement au 31 décembre 2024. Les ouvrages de l'état initial du S3REnR et le réseau existant sont présents sur la carte (fond de carte). Seuls les ouvrages inscrits au schéma sont détaillés (voir liste ci-dessous).

À noter que les dates de mises en service prévisionnelles pourront évoluer en fonction de la dynamique de développement des EnR.



AVANCEMENT DES TRAVAUX

Près de 70 % des ouvrages de création sont en service

En complément, plus d'un quart des ouvrages de création inscrits au schéma sont en attente des demandes de raccordement des producteurs pour lancer la phase de travaux, leur seuil de déclenchement n'étant pas encore atteint.

Répartition des travaux de création S3REnR selon leur stade d'avancement³



La liste détaillée des travaux de création et de renforcement du schéma ainsi que leur avancement, l'état du seuil de déclenchement, le seuil d'engagement, et leurs coûts figurent en annexe 2.

³ Les différents stades d'avancement des projets inscrits au schéma sont détaillés en annexe 3.

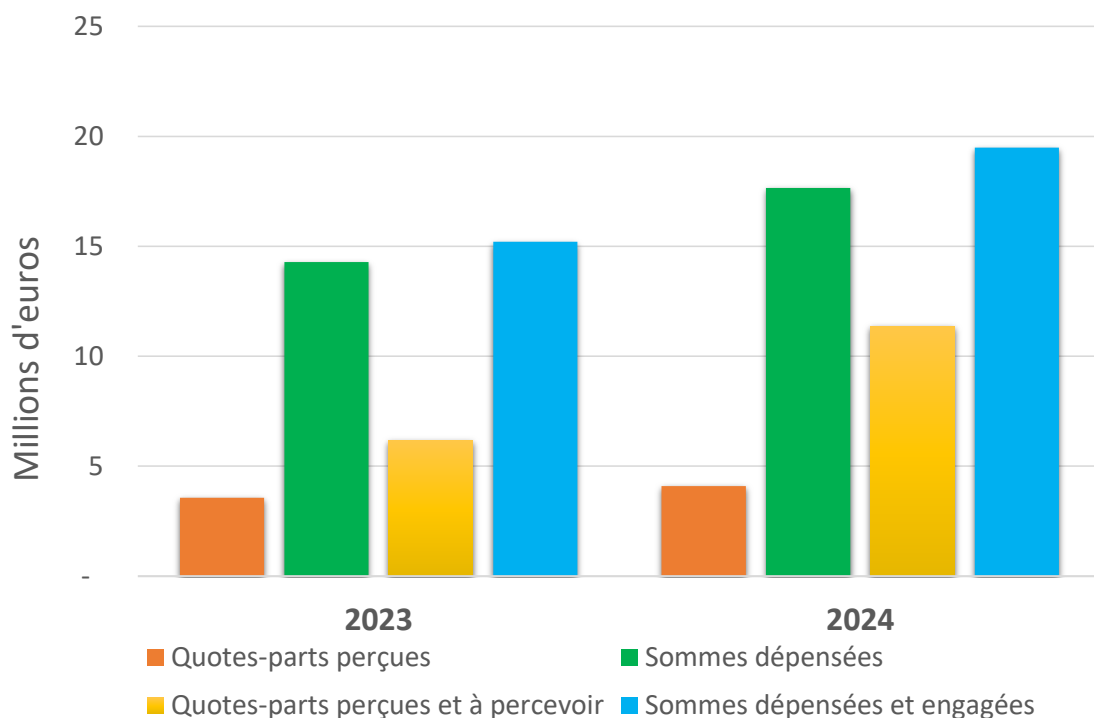
ÉTAT FINANCIER DU SCHÉMA

4,1 M€ de quote-part versée par les producteurs et 17,7 M€ dépensés pour les travaux de création à fin 2024

Le montant de quote-part versé par les producteurs représente une augmentation de 15% par rapport au montant versé à fin 2023.

Ces recettes de quote-part sont à mettre en regard des éléments de dépense des gestionnaires de réseau qui s'étalent sur la durée des schémas représentés sur le graphique ci-dessous.

Evolution de la couverture des dépenses de création des gestionnaires de réseau par la quote-part⁴



Les quotes-parts perçues et engagées à fin 2024 présentent une forte évolution par rapport à fin 2023, en grande partie liée au développement de la filière solaire photovoltaïque.

⁴ La définition de ces différents montants est précisée en annexe 4

2,6 M€ (11 % du coût prévisionnel des travaux de création)

Il s'agit du montant qui serait perçu par les gestionnaires de réseau si les installations de production diffuse⁵ étaient soumises au paiement de la quote-part du S3REnR.

Ces installations sont exonérées du paiement de la quote-part, mais sont comprises dans la capacité réservée du schéma (au dénominateur du calcul de la quote-part unitaire). Par conséquent, une partie du coût prévisionnel des investissements de création du S3REnR n'est pas financé au titre de la quote-part versée par les producteurs EnR, mais supportée par les gestionnaires de réseau, via le TURPE.

Sur le schéma Haute-Normandie 209 MW de production diffuse en service et en développement depuis l'approbation du S3REnR sont recensés à fin 2024.

17,7 M€ dépensés par les gestionnaires de réseau

au titre des investissements de création et de renforcement, soit environ 77 % des montants prévisionnels prévus dans le schéma.

Répartition des montants prévisionnels des travaux de création selon le stade de dépense

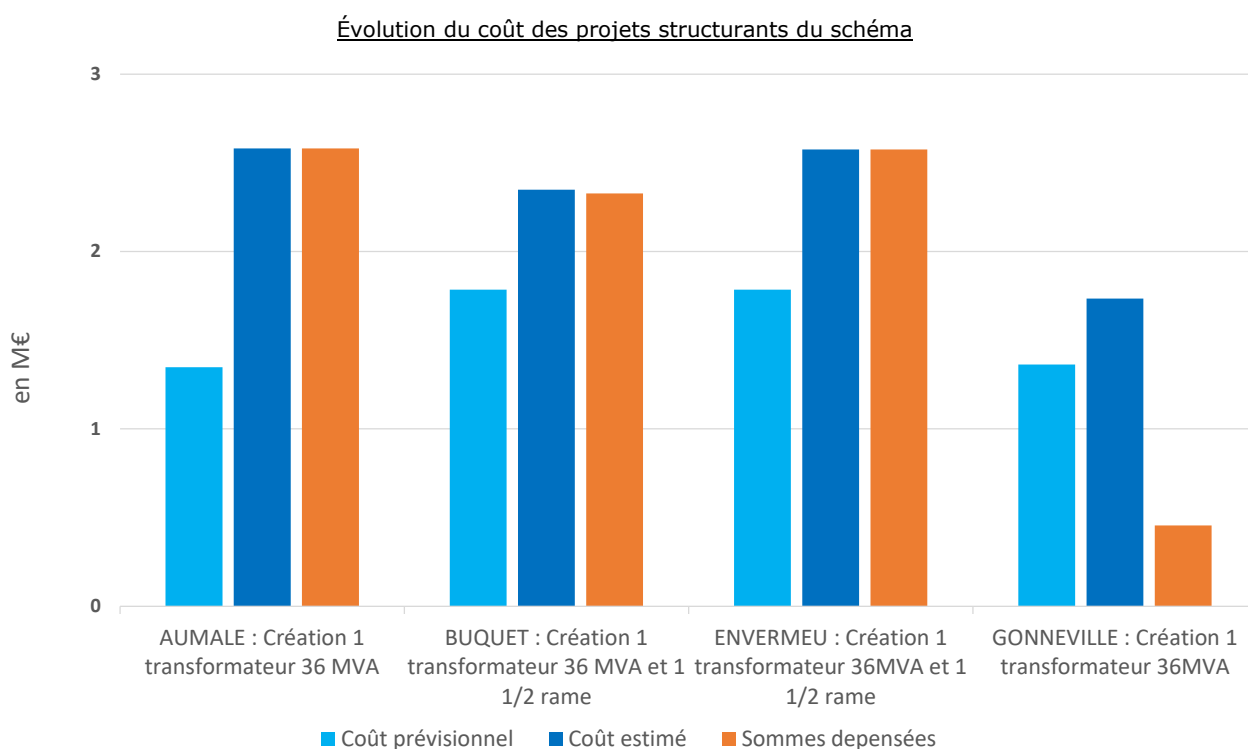


⁵ Installations de production de puissance inférieure à 250 kVA

Le coût estimé des travaux de création est de 22,8 M€

Ce montant représente une augmentation de 68% du coûts des investissements de création par rapport au coût prévisionnel actualisé du schéma de 13,5 M€. Cette hausse de 9,3 M€ découle principalement des évolutions de consistance des travaux décidés à l'issue des études techniques détaillées, et également de l'évolution à la hausse des matériels et des travaux.

Le graphique suivant permet de visualiser l'évolution du coût des projets les plus structurants du S3REnR (coût prévisionnel, coût estimé, sommes dépensées).



INDICATEURS DE SUIVI DE MISE EN ŒUVRE DU SCHÉMA

L'évaluation environnementale du S3REnR Haute Normandie réalisée selon les dispositions des articles R. 122-17 et suivants du code de l'environnement, présente des indicateurs de suivi (destinés à vérifier que les incidences défavorables ont correctement été appréciées, que les mesures prises pour éviter, réduire ou compenser les incidences négatives ont un caractère adéquat et également identifier les impacts négatifs imprévus du schéma). Ces indicateurs, mesurés annuellement, sont répertoriés et mesurés dans le tableau N°1 pour l'année 2023.

Enjeu environnemental	Indicateur de suivi de la mise en œuvre du schéma	Valeurs de l'année N-1 (2023)	Valeurs de l'année N (2024)
1- Réduire les émissions de gaz à effet de serre en diminuant les consommations énergétiques et en développant les énergies renouvelables	Volume d'énergies renouvelables raccordées au réseau électrique (MW) dans le cadre du S3REnR	84	63
2-Préserver et restaurer la biodiversité, les milieux naturels et les continuités écologiques	Kilométrage de lignes électriques créées dans le cadre du S3REnR en zones Natura 2000	0	0
3-Préserver les paysages et le patrimoine	Pourcentage du linéaire des lignes électriques créées dans le cadre du S3REnR en technologie souterraine	0	0
4-Assurer une gestion rationnelle de l'espace, préserver les activités agricoles et sylvicoles, préserver les sols	Emprise consommée par les créations de postes électriques dans le cadre du S3REnR	0	0
5-Protéger la ressource en eau, préserver les ressources minérales, réduire le volume de déchets et développer leur réutilisation	Nombre de postes et extensions de postes créés dans le cadre du S3REnR en technique "zéro phyto"	0	0
6-Renforcer la résilience du réseau et du territoire face au changement climatique et limiter l'impact des risques naturels et technologiques	Nombre annuel de situations d'urgence environnementale (incendie sous une ligne aérienne ou dans un poste électrique, déversement d'huile ou de matière dangereuse dans un poste) survenues en phase chantier d'un projet du S3REnR	0	0
7-Limiter les nuisances et préserver la santé publique	Nombre de plaintes de riverains relatives au bruit transmises aux gestionnaires de réseau relatives à des ouvrages réalisés dans le cadre du S3REnR	0	0

CONCLUSION

Ce dixième bilan du S3REN Haute Normandie permet de consolider les enseignements suivants :

- La poursuite des travaux de créations permettant le raccordement des énergies renouvelables au réseau avec l'ajout de demi-rampe HTA et de transformateurs dans des postes sources.
- Tous les transformateurs HTB/HTA disponibles dans le S3REnR ont été déclenchés.
- Le taux d'avancement du schéma est de 85% à fin 2024 (57% en 2023), 161 MW de capacités réservées sont encore disponibles au développement des projets EnR.
- Cependant, une zone proche de la saturation technique se dessine, notamment à la frontière avec les Hauts-de-France. La procédure d'adaptation du schéma Haute Normandie a été lancée en octobre 2023 afin de répondre aux demandes de raccordement des producteurs dans la zone de Neufchâtel. L'adaptation a été notifiée au Préfet de région Normandie le 14 avril 2025, ce qui a permis d'augmenter la capacité d'accueil des EnR de 80 MW. Ces changements seront disponibles dans l'état technique et financier de l'année 2025.
- Le schéma Normandie est déjà engagé dans le processus de révision, la campagne de recensement de gisement s'est terminée mi-janvier 2025. Des comités techniques sont organisés avec les parties prenantes afin de converger sur des scénarii à étudier.

ANNEXES ET CLÉS DE LECTURE

1. Évolution de la production EnR

Ce chapitre détaille dans un premier temps les évolutions de la production d'énergie renouvelable comprenant le segment des puissances inférieures à 250 kVA hors énergies renouvelables dont les conditions de raccordement sont fixées dans le cadre d'un appel d'offres (éolien en mer) dans le premier paragraphe. Seules les capacités réservées au segment de puissance supérieur à 250 kVA sont abordées dans le paragraphe suivant.

Les informations de ce chapitre sont constituées suivant les règles statistiques usuelles des gestionnaires de réseau, de façon à garantir la cohérence des données avec leurs autres publications. En particulier, on adopte la règle ci-dessous pour la localisation des gisements EnR dans le périmètre des S3REnR, qui peut différer de façon marginale de celle définie pour le calcul et le suivi des quotes-parts (la QP d'une installation est celle de son poste de raccordement) :

- Pour le RPT : la localisation correspond à la localisation géographique de la centrale de production qui est dans la majorité des cas la même que celle du poste de raccordement. Les centrales de production situées géographiquement dans la région mais raccordées dans une autre sont donc prises en compte. Néanmoins des différences peuvent exister si la centrale est géographiquement sur plusieurs régions ou en pleine mer (éolien offshore)
- Sur le RPD d'Enedis : RTE et Enedis tiennent compte du code INSEE du Point De Livraison (PDL). Si une installation est sur plusieurs régions, alors le PDL déterminera la région d'affectation. Dans des cas marginaux, il est possible qu'une installation ait son PDL dans une région A, mais qu'elle soit raccordée sur le poste source d'une région B. Dans ce cas, cette installation est comptée dans la région A dans le paragraphe 1 et dans la région B dans le cadre du S3REnR (§2) de ce chapitre

2. Aménagements du schéma

Les transferts de capacité réservée notifiés au préfet de région sont détaillés ci-dessous.

Poste de destination	Capacité réservée avant transfert (MW)	Capacité réservée après transfert (MW)	Poste(s) d'origine	Commentaires
BOURGAY	22,0	36,0	NONANCOURT	
CORNEILLE	0,8	2,8	LOGERIE	
DIEPPE	3,7	13,7	DAMVILLE	
LA CHAPELLE-REANVILLE	3,7	9,7	GANTERIE	
LE MARAIS	1,0	5,0	LES GROUX	
ENVERMEU	43,0	63,0	NONANCOURT	
ENVERMEU	63,0	78,0	TILLEUL	
ENVERMEU	78,0	88,0	DAMVILLE	
ENVERMEU	88,0	103,5	LOGERIE	
ENVERMEU	103,5	106,5	VERNEUIL-SUR-AVRE	
BOURGAY	36,0	41,0		Réintégration capacité diffus
BUQUET	66,0	76,0		
CAMBOLLE	1,0	6,0		
DEVILLE-LES-ROUEN	-	3,0		
DIEPPEDALLE	1,0	4,0		
ENVERMEU	106,5	121,5		
EVREUX	1,0	6,0		
FECAMP	1,0	6,0		
FOULONNIERE	3,0	8,0		
GANTERIE	22,0	32,0		
GOURNAY	15,0	20,0		
HARCANVILLE	21,0	26,0		
LA CHAPELLE-REANVILLE	34,0	39,0		
LE HAVRE	-	3,0		
LE TREPORT	18,5	33,5		
LECERF	1,0	6,0		
LES CAMPEAUX	3,0	8,0		
LOUVET	1,0	4,0		
NEUBOURG	33,0	38,0		
PONT-AUDEMER	1,0	6,0		
SANDOUVILLE	7,0	17,0		
ST-ANDRE-DE-L'EURE	13,0	16,0		
TILLEUL	12,0	27,0		
YVETOT	12,3	17,3		

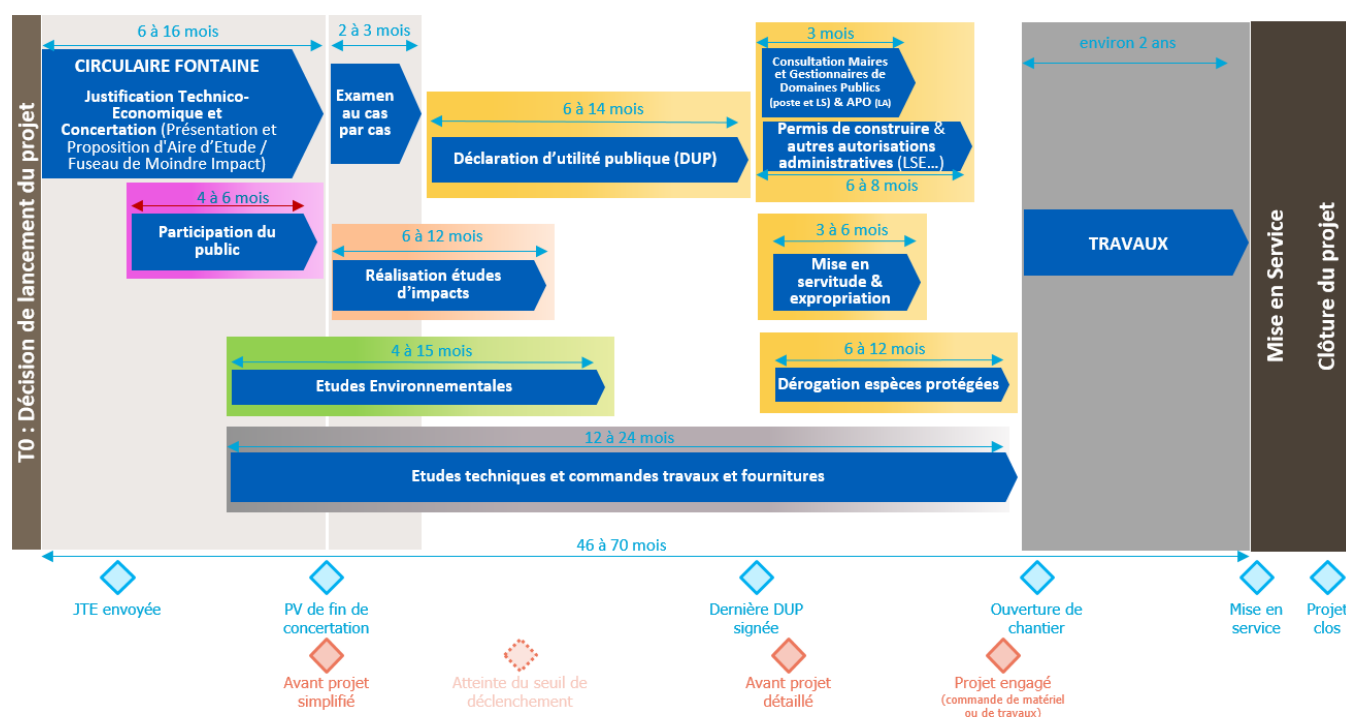
3. Avancement des travaux

Les travaux de l'état initial du S3REnR, en tant que socle des travaux indispensables à la création de capacités d'accueil, ainsi que les travaux inscrits dans le schéma permettent l'accès prioritaire des énergies renouvelables aux réseaux d'électricité. On trouvera ci-après un état d'avancement de ces ouvrages ainsi que leurs éléments financiers. Des éléments explicatifs figurent en commentaire ou en fin de tableau lorsque le coût estimé dépasse le coût prévisionnel actualisé au TP12a de plus de 10 % et 100 k€.

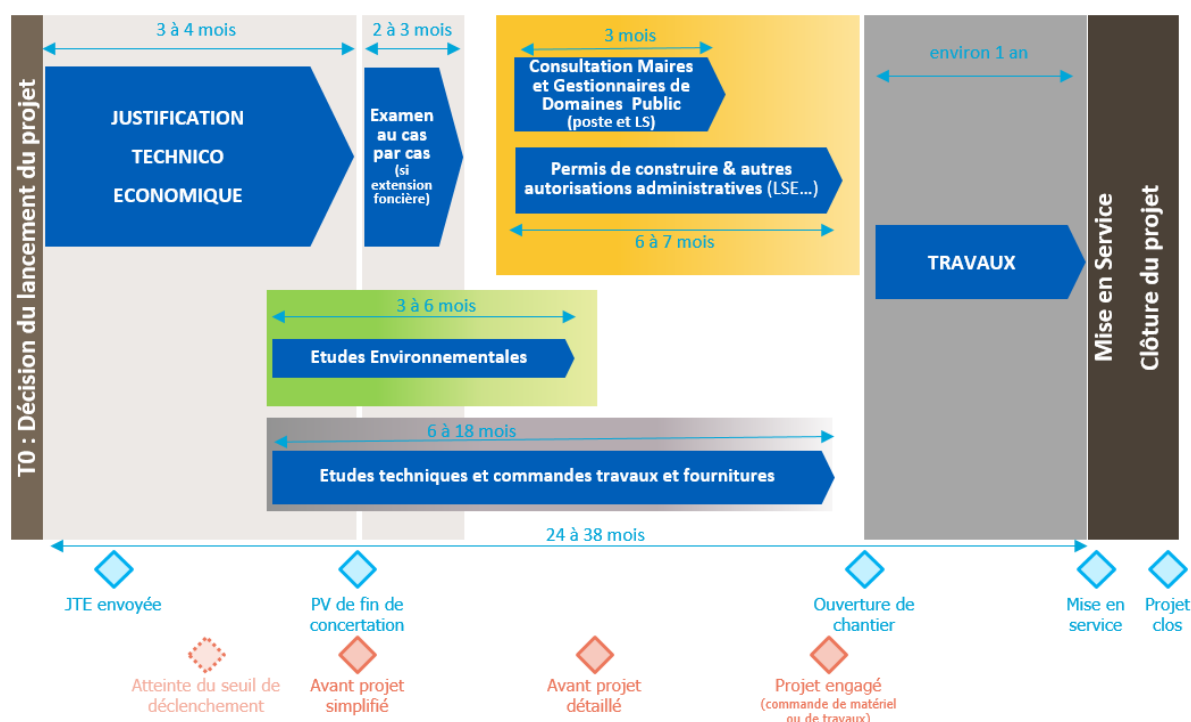
A noter que l'élaboration des S3REnR est réalisée à un stade d'anticipation et dans des délais tels que les analyses de consistance des travaux sont établies sur la base des seules informations immédiatement accessibles, voire « à dire d'expert », et restent relativement sommaires. Une fois ces consistances sommaires définies à priori, chaque ouvrage est ensuite valorisé sur la base de coûts d'ordre. Ainsi, les coûts prévisionnels indiqués dans les S3REnR présentent des incertitudes, qui ne sont levées qu'à l'issue des études de détails et de la concertation des projets.

A titre d'illustration, les deux graphiques suivants permettent de visualiser l'échéancier normatif des jalons d'avancement des investissements de réseau selon le planning des études techniques, de concertation et de l'instruction administrative, d'une part dans le cas d'un projet simple relevant de la concertation Fontaine et d'autre part dans le cas d'un projet complexe (exemple de la création d'un nouveau poste source).

Echéancier des jalons d'avancement et des procédures pour un projet complexe



Echéancier des jalons d'avancement et des procédures pour un projet simple relevant de la concertation Fontaine



La consolidation des études techniques aboutit à la rédaction de l'avant-projet détaillé qui fournit la meilleure estimation des coûts avant de lancer les commandes de travaux et de fournitures. Ce coût estimé reste néanmoins susceptible d'évoluer, bien que dans une moindre mesure, jusqu'à la clôture du projet. Des précisions sur les différents jalons d'avancement figurent ci-dessous :

- **JTE envoyée** : envoi officiel du premier projet de JTE à l'autorité administrative compétente (Ministre chargé de l'Energie pour les liaisons HTB2 et HTB3, Préfet pour les autres niveaux de tension).
- **Avant-projet simplifié** : évaluation technico-économique du projet à partir des éléments de consistance estimés à un stade amont du projet, cette étape permet la comparaison technico-économique de différentes solutions.
- **PV de fin de concertation** : il s'agit du procès-verbal formalisé à l'issue de l'ensemble du processus de concertation qui se déroule en 3 temps : élaboration et validation du dossier de justification technico-économique, concertation sur l'aire d'étude sous l'égide du préfet et concertation sur le fuseau/emplacement de moindre impact.
- **Demande d'examen au cas par cas** : certains projets d'ouvrage sont systématiquement soumis à évaluation environnementale, pour d'autres il est nécessaire d'adresser une demande d'examen au cas par cas auprès de la MRAe (Mission régionale d'autorité environnementale) pour déterminer s'ils y sont soumis ou non. Cette évaluation environnementale consiste à réaliser une étude d'impact pour étudier les incidences du projet sur l'environnement et la santé, puis à consulter l'Autorité environnementale, les collectivités territoriales, et le public (via une enquête publique) afin que l'autorité compétente autorise le projet.
- **Avant-projet détaillé** : la cible technique et financière du projet est finalisée en intégrant les résultats de la concertation et des études techniques de détails.

- Dernière DUP signée : la déclaration d'utilité publique (DUP) permet à l'Administration de reconnaître le caractère d'intérêt général d'un projet d'ouvrage électrique. Elle lui confère ainsi toute sa légitimité et garantit également sa faisabilité foncière. En effet, en cas d'échec d'acquisition de terrain ou de convention amiables, la DUP permet d'engager une procédure d'expropriation ou de mise en servitude. La déclaration d'utilité publique peut nécessiter la réalisation d'une évaluation environnementale selon la nature du projet d'ouvrage.
- Études préparatoires et surveillance de la dynamique : le volume des projets EnR en développement dans la zone ne justifie pas d'engager les travaux.
- Travaux engagés : une première commande de matériel ou de travaux a été réalisée.
- En service : l'ouvrage est en service (éventuellement partiellement dans le cas de plusieurs ouvrages). Pour autant, il peut encore y avoir des travaux en cours, le coût estimé du projet n'est pas encore définitif.

Les gisements initialement prévus dans le S3REnR peuvent évoluer au cours du schéma, avec des zones qui se développent plus vite que prévu et d'autres où le gisement identifié ne se concrétise pas par l'arrivée de projets EnR.

Dans ces conditions, les gestionnaires de réseau adaptent leurs pratiques vis-à-vis des projets de réseau prévus dans le schéma, tout en s'inscrivant dans le cadre réglementaire en vigueur. Ainsi, ils anticipent au mieux les évolutions de réseau attendues dans les zones dynamiques ou peuvent temporiser les études et la concertation dans les zones où, d'une part, le gisement du S3REnR actuel ne se concrétise pas, et d'autre part, les perspectives futures, partagées avec les acteurs, confirment la tendance.

3.1 Avancement des travaux de l'état initial

Travaux réalisés par RTE sur le réseau public de transport				
Ouvrage	État d'avancement	Mise en service indiquée dans le S3REnR	Semestre prévisionnel de mise en service	Commentaires
BOOS : Création du poste source de BOOS 90kV	En service	2014	S1 2014	
BOURBEL : Ajout d'un transformateur 90/20kV de 36MVA	En service	SUIVANT SIGNATURE CONTRAT DE RACCORDEMENT	S2 2016	
FORGES LES EAUX : Création du poste source	En service	2015	S2 2014	
GONNEVILLE : Ajout d'un transformateur 90/20kV de 36MVA	En service	2017	S2 2021	
Réhabilitation de la file Barettes - Buquet - Fécamp	En service	2014	2014	
TILLEUL : Ajout d'un transformateur 90/20kV de 36MVA	En service	2016	S1 2017	

Travaux réalisés par Enedis sur le réseau public de distribution				
Ouvrage	État d'avancement	Mise en service indiquée dans le S3REnR	Semestre prévisionnel de mise en service	Commentaires
BOOS : Création du poste source de BOOS 90kV	En service	2014	S1 2014	
BOURBEL : Ajout d'un transformateur 90/20kV de 36MVA	En service	SUIVANT SIGNATURE CONTRAT DE RACCORDEMENT	S2 2016	
FORGES LES EAUX : Création du poste source	En service	2015	S2 2014	
GONNEVILLE : Ajout d'un transformateur 90/20kV de 36MVA	En service	2017	S2 2021	
TILLEUL : Ajout d'un transformateur 90/20kV de 36MVA	En service	2016	S1 2017	

3.2 Avancement des travaux du S3REnR

Travaux de création réalisés par RTE									
Ouvrage	Seuil de déclenchement au titre de la DTR (OUI/NON)	État d'avancement	Semestre prévisionnel de mise en service	Coût prévisionnel indiqué dans le S3REnR en k€	Coût (médian) prévisionnel actualisé au 31/12/2024 (TP12a) en k€	Coûts estimés (médian) au 31/12/2024 en k€	Sommes déjà dépensées au 31/12/2024 en k€	Projet engagé	Commentaires
AUMALE : Création 1 transformateur 36 MVA	OUI	En service	S2 / 2023	50	61	106	106	OUI	
BUQUET : Création 1 transformateur 36 MVA et 1 1/2 rame	OUI	En service	S2 / 2022	50	61	57	36	OUI	
ENVERMEU : Création 1 transformateur 36MVA et 1 1/2 rame	OUI	En service	S2 / 2017	50	61	90	90	OUI	
GONNEVILLE : Création 1 transformateur 36MVA	OUI	Avant-projet détaillé	S2 / 2026	50	50	216	3	OUI	

Travaux de création réalisés par Enedis									
Ouvrage	Seuil de déclenchement au titre de la DTR (OUI/NON)	État d'avancement	Semestre prévisionnel de mise en service	Coût prévisionnel indiqué dans le S3REnR en k€	Coût (médian) prévisionnel actualisé au 31/12/2024 (TP12a) en k€	Coûts estimés (médian) au 31/12/2024 en k€	Sommes déjà dépensées au 31/12/2024 en k€	Projet engagé	Commentaires
ANDELYS : Création 1 1/2 rame	NON	Travaux transférés		-	-				Transfert vers GONNEVILLE
AUMALE : Création 1 1/2 rame	OUI	En service	S2 2023	356	438	436	436	OUI	Transfert depuis ETREPAGNY
AUMALE : Création 1 transformateur 36 MVA	OUI	En service	S2 2024	1 047	1 287	2 475	2 475	OUI	Transfert depuis GONNEVILLE
BOURBEL : Création 1 1/2 rame	OUI	En service	S2 2016	356	438	209	209	OUI	
BOURGAY : Création 1 1/2 rame	OUI	En service	S1 2022	356	438	1 525	1 525	OUI	Besoin de création d'un nouveau bâtiment pour ajout de la 1/2 rame.
BUQUET : Création 1 transformateur 36 MVA et 1 1/2 rame	OUI	En service	S1 2023	1 403	1 724	2 292	2 292	OUI	Besoin de création d'un nouveau bâtiment pour ajout de la 1/2 rame avec déplacement de gradins de condensateurs.
CHAPELLE REANVILLE : Création 1 1/2 rame	NON	Études préparatoires et surveillance de la dynamique		307	377	377			
CRIQUET : Création 1 1/2 rame	NON	Travaux transférés		-	-				Transfert vers GONNEVILLE
DAMVILLE : Création 1 1/2 rame	NON	Études préparatoires et surveillance de la dynamique		356	438	438			
ECRAINVILLE : Création 1 1/2 rame	OUI	En service	S2 2024	307	377	1 078	1 078	OUI	Besoin de création d'un nouveau bâtiment pour ajout de la 1/2 rame. Dévoiement des câbles condensateurs et transformateur services auxiliaires pour implantation du nouveau bâtiment.
ENVERMEU : Création 1 transformateur 36MVA et 1 1/2 rame	OUI	En service	S2 2017	1 403	1 724	2 486	2 486	OUI	Adaptation contrôle commande, uniformisation esthétique bâtiments (conformité PLU)
ETREPAGNY : Création 1 1/2 rame	NON	Travaux transférés		-	-			NON	Transfert vers AUMALE
ETREPAGNY : Création 1	OUI	Travaux engagés	S2 2025	356	438	1 279	1 279	OUI	Besoin de création d'un nouveau bâtiment pour ajout

1/2 rame

de la 1/2 rame.
Raccordement de la 1/2
rame S3R en double attache
sur les 2 TR (donc ajout d'une
rame). Besoin d'un AT inter-
rame 20/15 kV.

GANTERIE : Création 1 1/2 rame	NON	Travaux transférés		-	-				Transfert vers GONNEVILLE
GANTERIE : Création 1 1/2 rame	NON	Etudes préparatoires et surveillance de la dynamique		356	438	433		NON	Transfert depuis LOGERIE
GANTERIE : Création 1 1/2 rame	OUI	Travaux abandonnés	S2 2025						Abandonné puisque la rénovation de 2 1/2 rames C26.0 avec ajout de réserves sont suffisantes.
GONNEVILLE : Création 1 1/2 rame	OUI	Avant-projet simplifié	S2 2026	356	438	759	226	OUI	Transfert depuis LES GROUX PS en zone inondable nécessitant de rehausser de 1,3m le ouvrages
GONNEVILLE : Création 1 1/2 rame	OUI	En service	S2 2019	356	438	680	680	OUI	Impact zone inondable nécessitant la surélévation du GC (le PC impose la réhausse du GC des bancs TR et bâtiment).
GONNEVILLE : Création 1 transformateur 36MVA	NON	Travaux transférés		-	-	717	717	OUI	Transfert vers AUMALE
GONNEVILLE : Création 1 transformateur 36MVA	OUI	Avant-projet simplifié	S2 2026	1 068	1 313	1 519	452	OUI	Transfert depuis ANDELYS, CRIQUET et GANTERIE PS en zone inondable nécessitant de rehausser de 1,3m le ouvrages
GROUX : Création 1 1/2 rame	NON	Travaux transférés		-	-				Transfert vers GONNEVILLE
HARCANVILLE : Création 1 1/2 rame	NON	Etudes préparatoires et surveillance de la dynamique		307	377	377			
LOGERIE : Création 1 1/2 rame	NON	Travaux transférés		-	-				Transfert vers GANTERIE
NEUBOURG : Création 1 1/2 rame	NON	Etudes préparatoires et surveillance de la dynamique	S1 2027	356	438	833	13	NON	
NONANCOURT : Création 1 1/2 rame	NON	Etudes préparatoires et surveillance de la dynamique		356	438	438			
SERQUIGNY : Création 1 1/2 rame	NON	Etudes préparatoires et surveillance de la dynamique		356	438	438			

TREPORT : Création 1 1/2 rame	OUI	En service	S2 2017	356	438	1 473	1 473	OUI	Impacts adaptation contrôle commande mini-PCCN, zone inondable (réhausse GC bâtiment) + surcoûts traitement des terres suite pollution sol métaux lourds + hydrocarbure
VERNEUIL-SUR-AVRE : Création 1 1/2 rame	OUI	En service	S2 2022	356	438	997	997	OUI	Besoin de création d'un nouveau bâtiment pour ajout de la 1/2 rame. Contrôle commande en ancienne cohabitation. Boudage de la demi-rame S3REnR. Mise en place de moyens de réalimentation
YVETOT : Création 1 1/2 rame	OUI	En service	S2 2023	356	438	1 081	1 081	OUI	Chiffrage avec surcout du bâtiment et des préconisations de l'étude de sol. Raccordement de la 1/2 rame en double attache sur les 2 TR. (soit raccordement d'une rame) Refus de PC dû au risque incendie (prise en compte préconisations SDIS). Investigations complémentaires suite à la découverte de débris d'amiantes lors du terrassement.

4. État financier du schéma

Les indicateurs financiers présentés dans ce chapitre sont définis comme suit :

- Quote-part perçue : elle représente la vision à date des règlements réalisés par les producteurs au titre du raccordement de leurs projets. Les installations en service sont réputées avoir versé l'intégralité de la quote-part leur revenant, tandis que seule la facturation partielle des installations en développement est prise en compte selon leur échéancier de paiement ;
- Quote-part perçue et engagée : montant correspondant à l'intégralité de la quote-part due pour le raccordement des projets EnR non diffus en service et en file d'attente inscrits au schéma ;
- Sommes dépensées : il s'agit du cumul des « Sommes déjà dépensées » figurant dans les tableaux détaillés des annexes 2 et 3 aux rubriques « créations » de RTE et des GRD ;
- Sommes engagées ou dépensées et engagées : total des « sommes déjà dépensées » pour les travaux mis en service et des « coûts estimés » pour les travaux engagés figurant dans les tableaux détaillés des annexes 2 et 3 aux rubriques « créations » de RTE et des GRD ;
- Dépenses estimées : somme du « coût estimé » figurant dans les tableaux détaillés des annexes 2 et 3 de tous les travaux de créations de RTE et des GRD.

5. Capacités réservées par poste

Tableau des capacités réservées au 31 décembre 2024			
Poste	Capacité réservée sur le poste (MW)	Capacité réservée affectée (MW)	Capacité réservée résiduelle (MW)
LES ANDELYS	2,0	2,0	0,0
ANTIFER	1,0	0,9	0,1
AUBERVILLE	4,0	2,2	1,8
AUMALE	36,8	36,8	0,0
BOIS-GUILLAUME	3,0	1,5	1,5
BARETTES	2,0	1,2	0,8
BARQUET	0,0	0,0	0,0
BLEVILLE	2,4	1,9	0,5
BOOS	1,0	1,0	0,0
BOSCHERVILLE	12,0	2,5	9,5
BUQUET	76,0	75,4	0,6
BOURBAKI	3,0	1,1	1,9
BOURBEL	14,0	14,0	0,0
BOURGAY	41,0	41,0	0,0
CHARLES-LAFFITTE	1,0	0,5	0,5
LA CHAPELLE-REANVILLE	39,0	35,2	3,8
CAMBOLLE	6,0	2,6	3,4
LES CAMPEAUX	8,0	7,4	0,6
CAUDEBECQUET	1,0	1,0	0,0
CAZERIE	32,0	27,7	4,3
CLEON	5,0	2,2	2,8
CORDIEU	0,0	0,0	0,0
CORNEILLE	2,8	2,8	0,0
COTONI	4,0	2,3	1,7
CRIQUET	3,0	3,0	0,0
DEVILLE-LES-ROUEN	3,0	0,5	2,5
DAMVILLE	13,0	11,2	1,8
DIEPPEDALLE	4,0	2,2	1,8
DIEPPE	13,7	2,1	11,6
ECRAINVILLE	22,0	17,8	4,2
ENVERMEU	121,5	118,3	3,2
ETREPAGNY	44,0	33,1	10,9
EVREUX	6,0	2,2	3,8
FORGES-LES-EAUX	18,0	9,5	8,5
FECAMP	6,0	3,9	2,1
FOULONNIERE	8,0	4,9	3,1
GRAND-COURONNE	1,0	0,7	0,3
GRAND-QUEVILLY	1,0	0,1	0,9
GABION	0,0	0,0	0,0
GAILLON	1,0	1,0	0,0

GANTERIE	32,0	31,5	0,5
GONNEVILLE	95,0	94,6	0,4
GOURNAY	20,0	18,5	1,5
LES GROUX	8,0	2,5	5,5
HOTEL-DIEU	1,0	0,6	0,4
HARCANVILLE	26,0	26,0	0,0
LE HAVRE	3,0	1,1	1,9
LECERF	6,0	2,6	3,4
LOGERIE	6,5	6,5	0,0
LOUVET	4,0	2,5	1,5
MALAUNAY	0,0	0,0	0,0
MALMAISON	1,0	1,0	0,0
MANOIR (LE)	6,0	0,9	5,1
LE MARAIS	5,0	5,0	0,0
MARNIERE	1,0	0,8	0,2
MONTIVILLIERS	1,0	1,0	0,0
NEUBOURG	38,0	35,0	3,0
NEUFCHATEL	47,0	47,0	0,0
NONANCOURT	14,0	1,9	12,1
PONT-DE-L ARCHE	0,0	0,0	0,0
PONT-AUDEMER	6,0	3,8	2,2
PORT-JEROME	1,0	0,2	0,8
PONT-SEPT	5,0	0,5	4,5
PENLY-POSTE	0,0	0,0	0,0
ROUEN-LESSARD	1,0	0,2	0,8
RATIER	0,0	0,0	0,0
ROUGEMONTIER	0,0	0,0	0,0
SAINNEVILLE	0,0	0,0	0,0
SANDOUVILLE	17,0	14,8	2,2
SERQUIGNY	34,0	25,5	8,5
SOQUENCE	0,0	0,0	0,0
ST-PIERRE-DE-BAILLEUL	0,0	0,0	0,0
ST-ANDRE-DE-L'EURE	16,0	14,9	1,1
SAINT-JEAN-DE-FOLLEVILLE	0,0	0,0	0,0
ST-ETIENNE-DU-ROUVRAY	0,0	0,0	0,0
TILLEUL	27,0	23,1	3,9
LE TREPORT	33,5	29,5	4,0
VERNEUIL-SUR-AVRE	27,0	23,2	3,8
VAUDREUIL	1,0	1,0	0,0
LA VAUPALIERE	0,0	0,0	0,0
VIEVRE	14,0	8,9	5,1
YAINVILLE	1,0	1,0	0,0
YVETOT	17,3	17,3	0,0