



Le réseau
de transport
d'électricité

ENEDIS
L'ELECTRICITE EN RESEAU



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

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

Version finalisée
du 31 mars 2025

SOMMAIRE

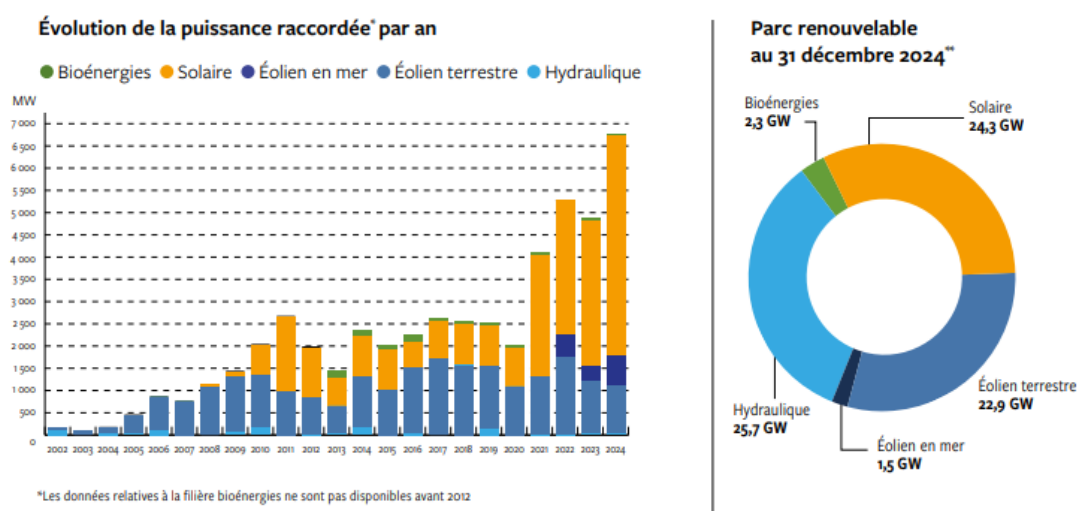
Sommaire	2
Préambule	10
Evolution de la production ENR.....	11
1. Dynamique de raccordement EnR	11
2. Affectation des capacités réservées	12
Aménagements du schéma	14
Avancement des travaux	16
Etat financier du schéma	17
Indicateurs de suivi de mise en œuvre du schéma	20
Conclusion	21
Annexes et clés de lecture	22
1. Evolution de la production EnR.....	22
2. Aménagements du schéma	23
3. Avancement des travaux	25
4. Etat financier du schéma	32
5. Capacités réservées par poste	33

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.

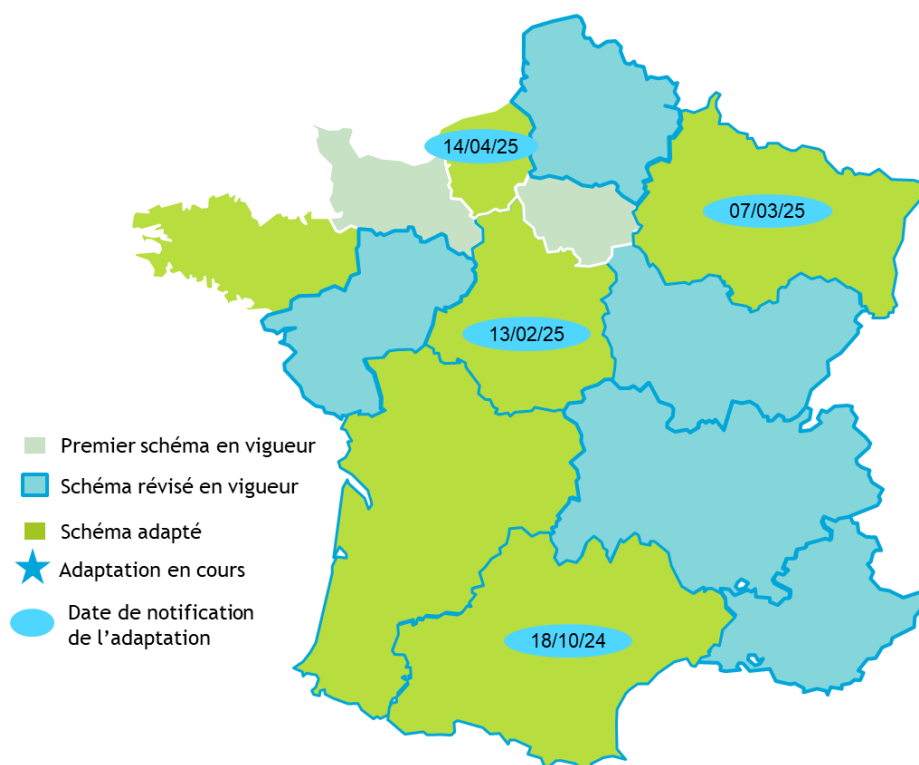
Ce cadre pose les bases d'un pilotage plus agile, à condition qu'il soit porté par un dialogue stratégique permanent entre l'État, les gestionnaires de réseaux, les producteurs et les collectivités.

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.

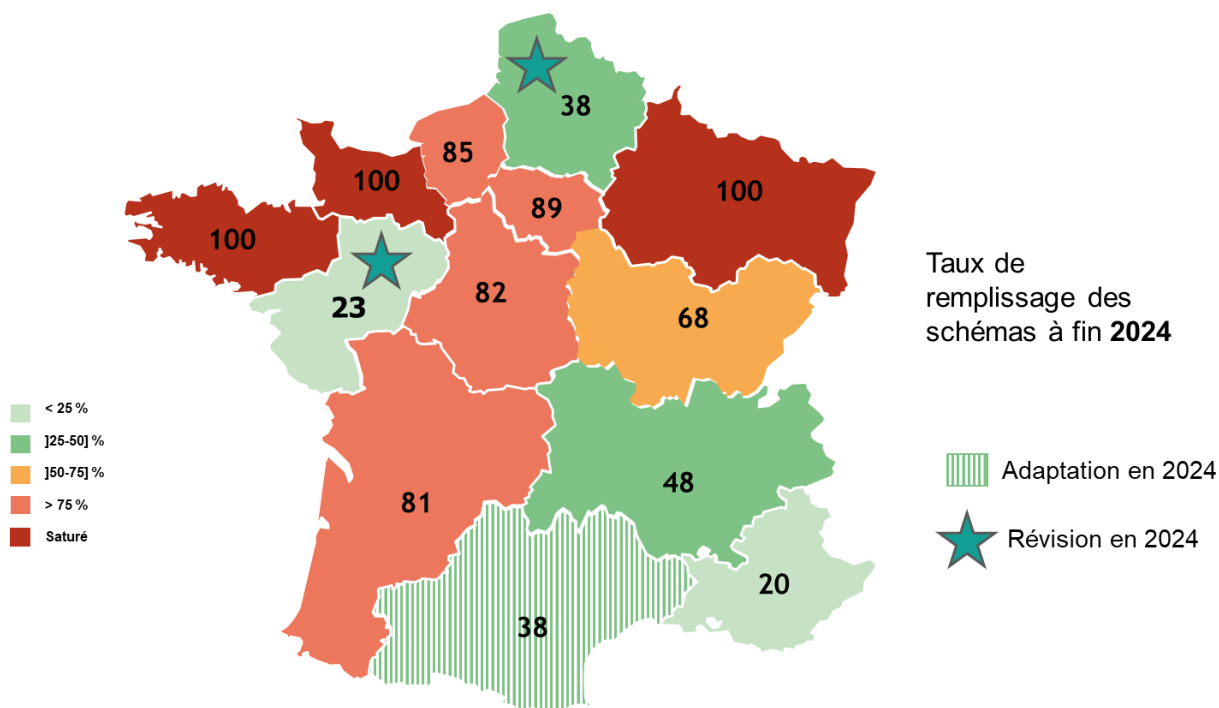


Adaptations de schémas réalisées et en cours à fin 2024

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 entamées 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

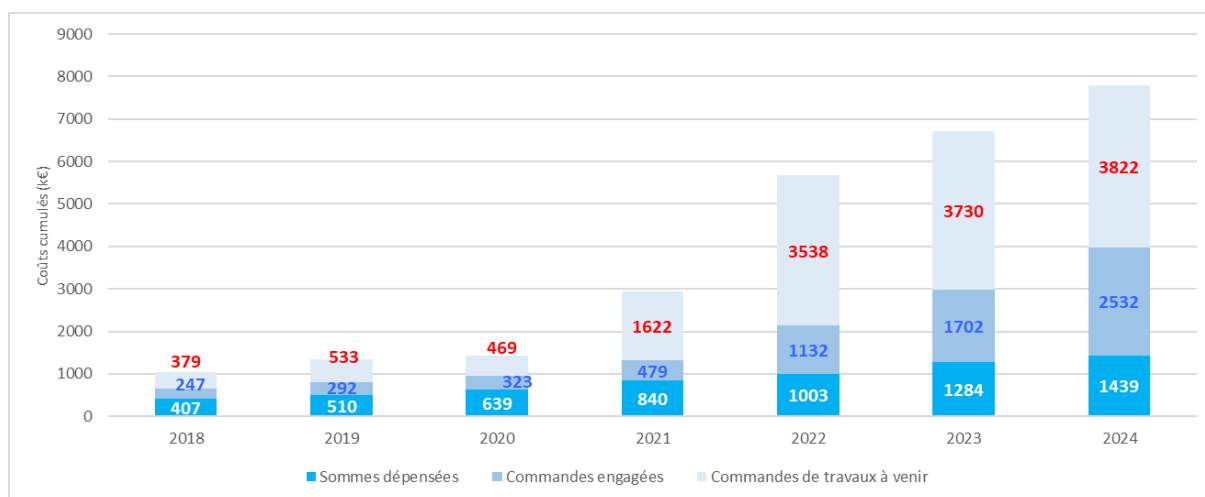
Pour accélérer les raccordements de production d'énergies renouvelables tout en minimisant les coûts pour la collectivité, les gestionnaires de réseaux adoptent massivement des solutions flexibles, telles que les automates d'écêtement. Ces dispositifs, déployés par RTE, repoussent les limites d'utilisation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

Enedis a lancé une expérimentation d'écêtement 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.

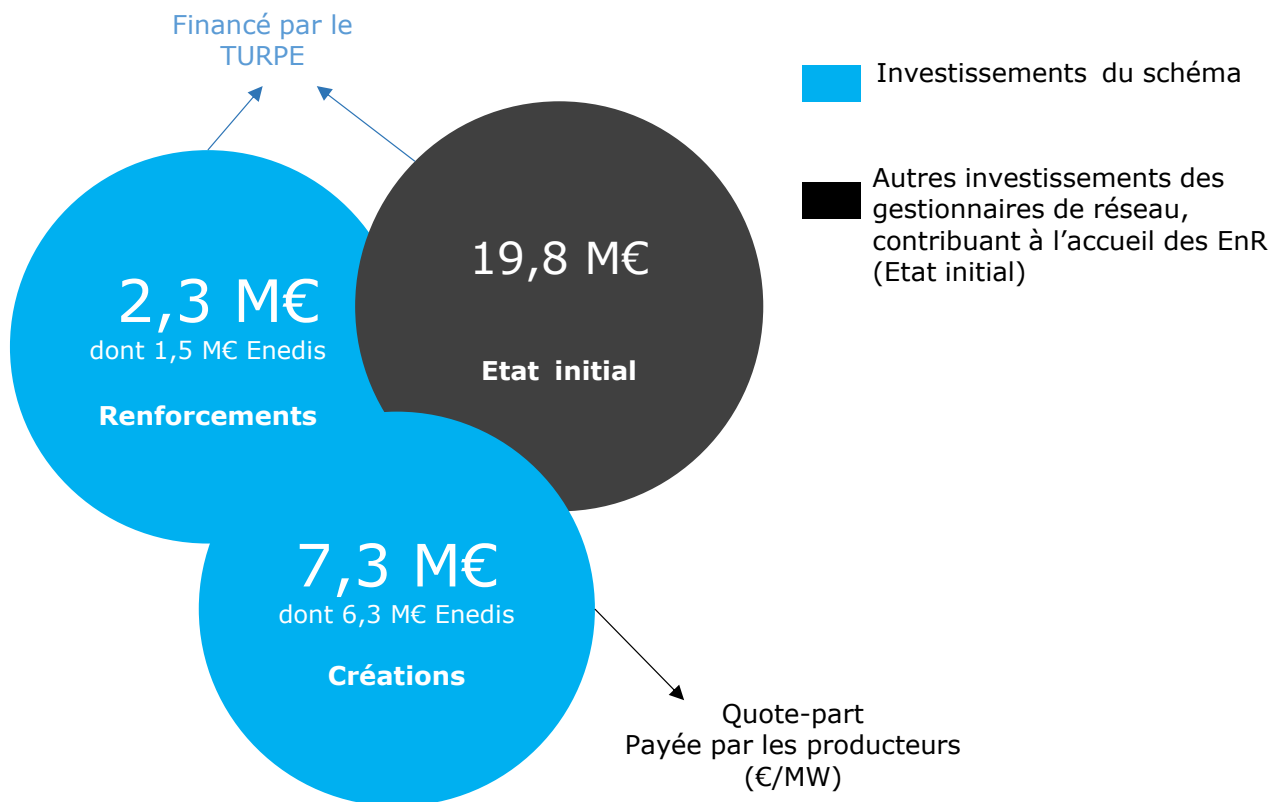


Évolution des investissements cumulés pour les créations et les renforcements à fin 2024

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.

PRÉAMBULE

Le S3REnR Basse-Normandie a été approuvé par le préfet de région le 15/04/2015. Ce schéma met à disposition des projets de production EnR une capacité d'accueil de 733 MW, pour une quote-part de 12,06 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 9 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>

EVOLUTION DE LA PRODUCTION ENR

1. Dynamique de raccordement EnR

59 MW d’installations EnR raccordées en 2024

Le parc de production d’énergies renouvelables en service atteint 636 MW, en hausse de 10 % par rapport à 2023. Le volume des projets en développement a connu une hausse exceptionnelle cette année, principalement liée au développement de la filière photovoltaïque, pour atteindre 651 MW (x2 par rapport à 2023).

Production (MW)	25/03/2015	31/12/2023	31/12/2024	Évolution
En développement	78	323	651	200%
<i>RPT</i>		50	310	
<i>ENEDIS</i>		273	341	
En service	343	577	636	10%
<i>RPT</i>				
<i>ENEDIS</i>		577	636	
TOTAL	421	900	1 287	42%

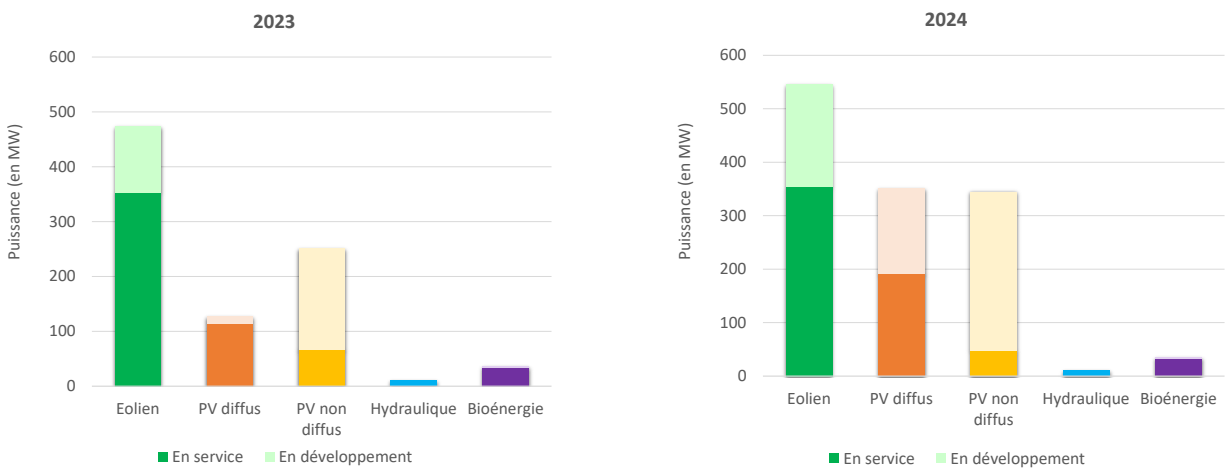
Pas de production éolienne raccordée en 2024

La dynamique de raccordement de la production éolienne constatée en 2024 stagne, suivant la tendance de 2023. Au contraire, le volume de projets en développement a connu une hausse importante (+59%). Le volume total de projets éoliens en service et en développement affiche 545 MW à fin 2024.

59 MW de production solaire raccordée en 2024

Le parc de production photovoltaïque installé en 2024 atteint 239 MW, soit une hausse de 33% légèrement supérieure à la dynamique de l’ensemble de la France (+20 %). Le volume total de projets en service et en développement de la filière photovoltaïque s’élève à 696 MW et dépasse le rythme de croissance constaté en 2023, soit +185 % (+33 % au niveau national).

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



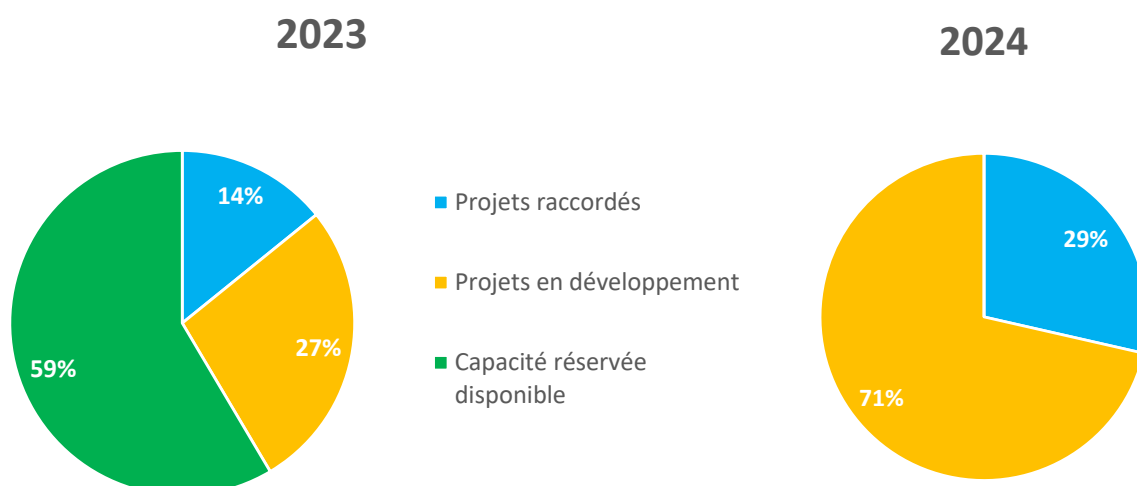
2. Affectation des capacités réservées

592 MW de capacités réservées attribués en 2024

Dont 260 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



100% de la capacité du schéma allouée à fin 2024

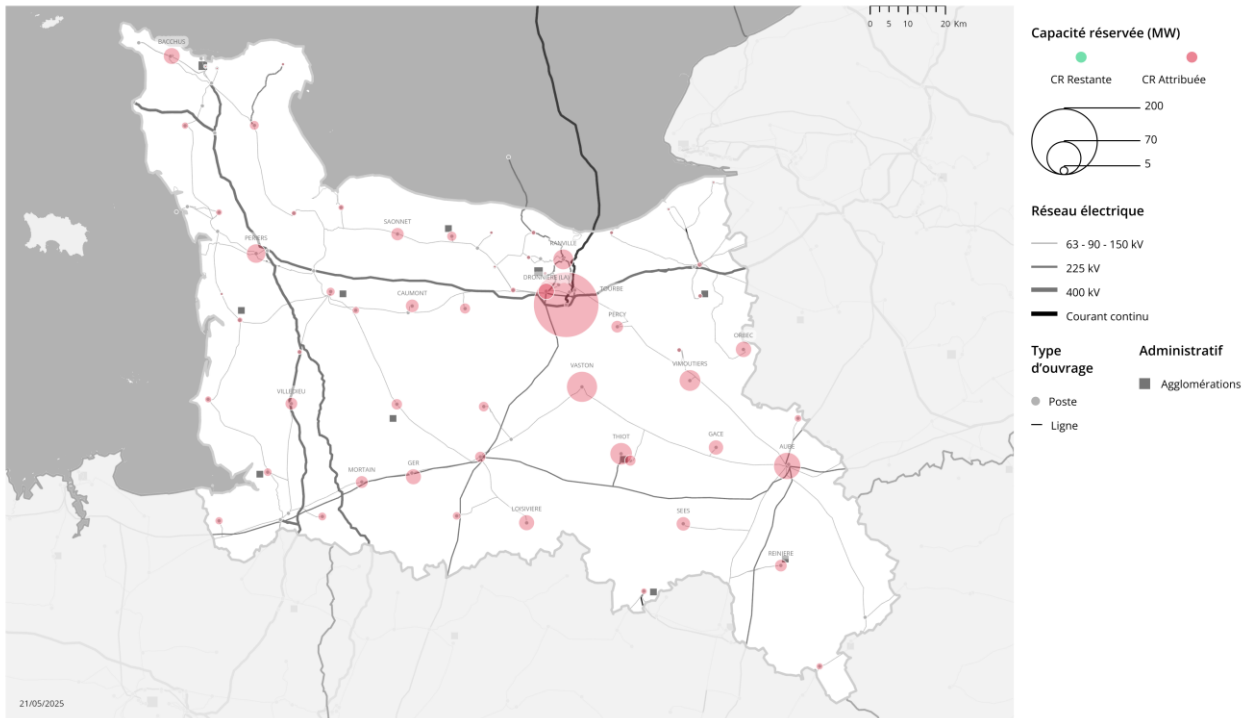
Depuis la publication du S3REnR, la totalité de capacités réservées ont été affectées sur les 733 MW mises à disposition dans le schéma, dont 256 MW (35 %) ont été mis en service. Les capacités réservées de chacun des postes du S3REnR sont disponibles en annexe 5. Les capacités d'accueil du schéma sont mises à jour régulièrement sur le site internet Caparéseau.fr.

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

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.

Répartition de l'allocation des capacités réservées du S3REnR

BASSE NORMANDIE Capacité de la région



Sources: RTE (Patrimoine), IGN - Admin Express 2025 (Limites Administratives et Agglomérations)

Conception et réalisation: Centre National d'Expertise du Réseau (CNER)
Contact: rte-cner-cartographies@rte-france.com

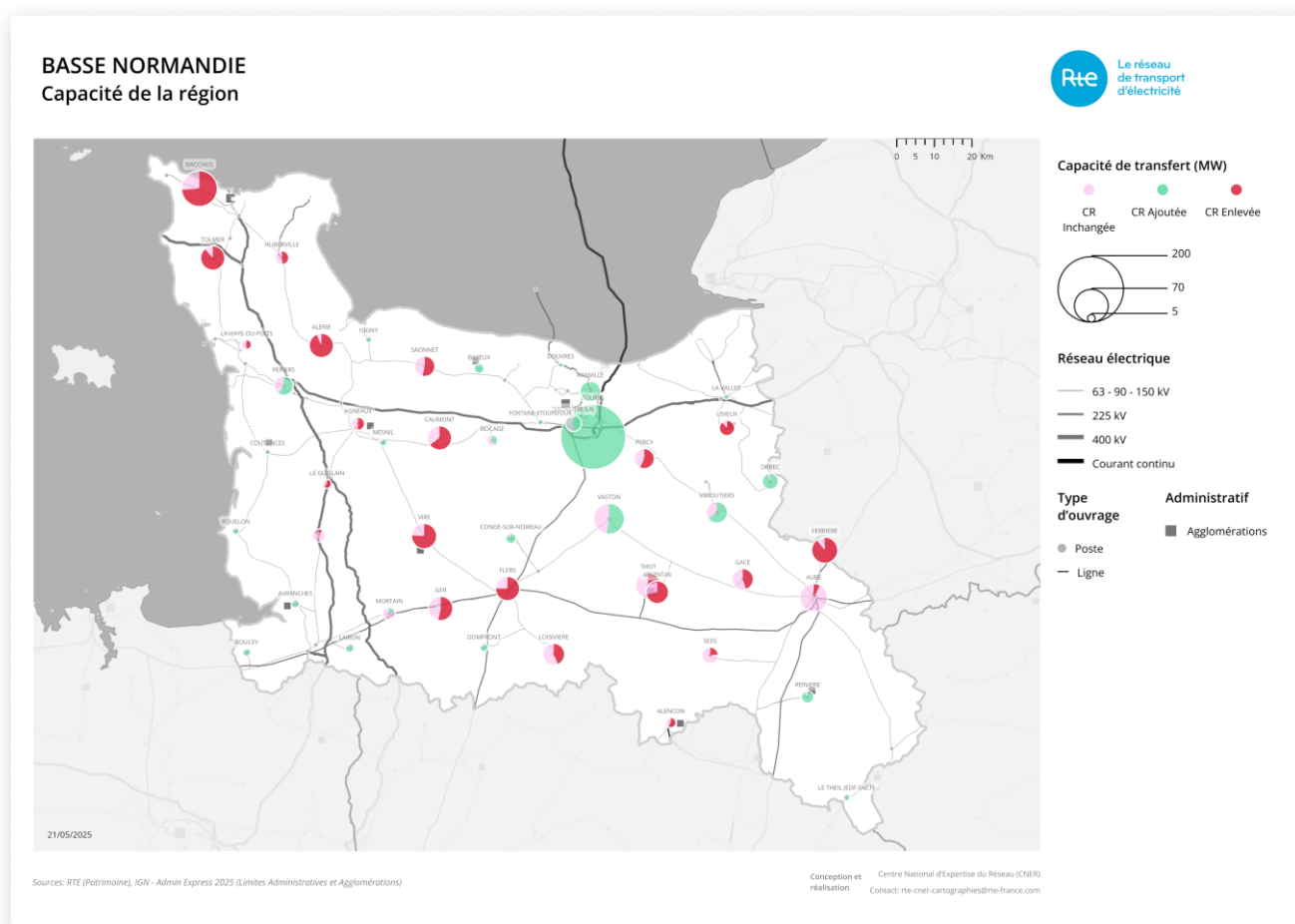
AMÉNAGEMENTS DU SCHÉMA

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

290 MW ont été transférés en 2024

Ces transferts de capacité réservée concernent 52 postes. La liste complète des transferts et des travaux ajoutés et modifiés figure en annexe 2.

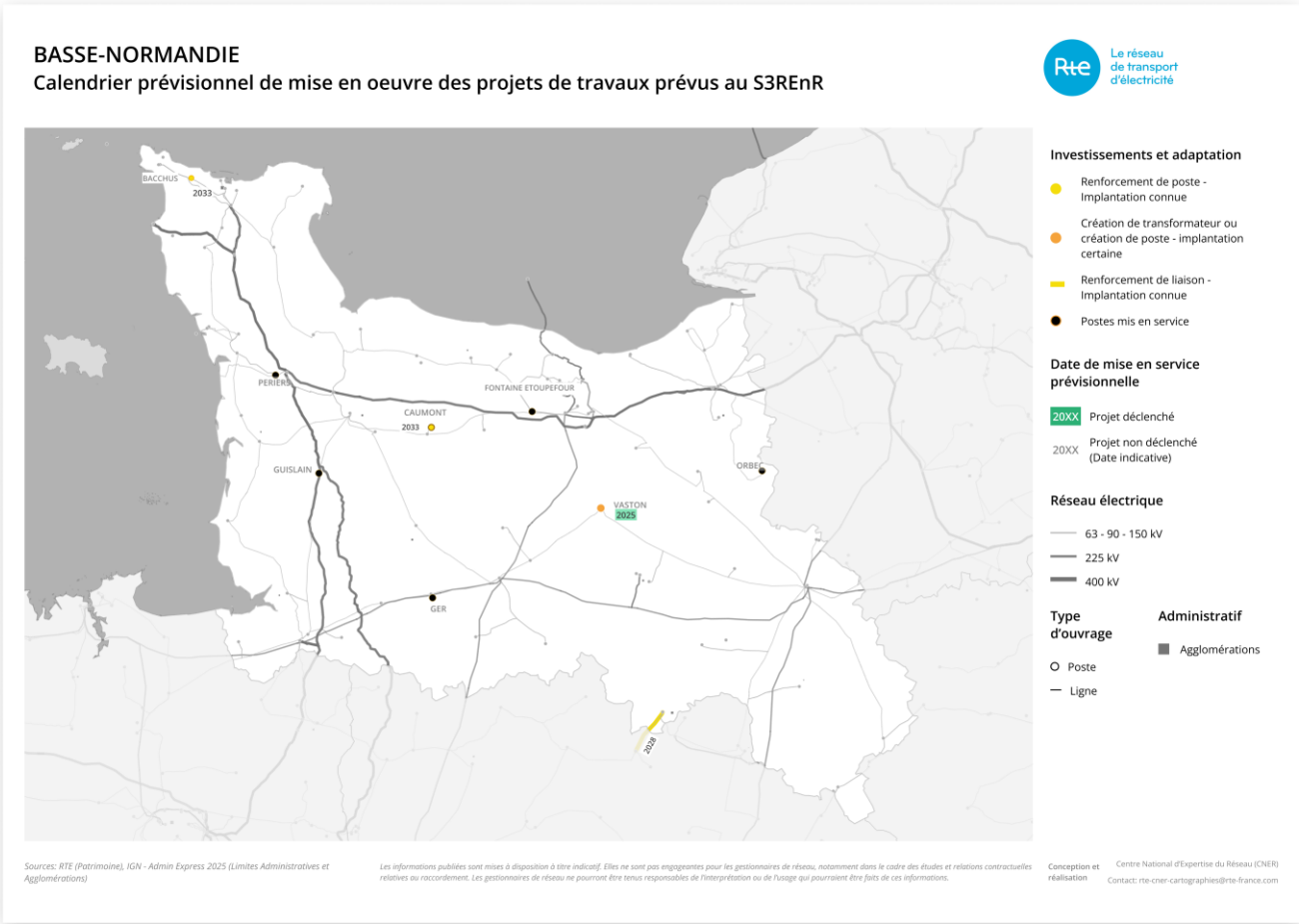
Évolution des capacités réservées par poste après transferts de capacité réservée



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

Un ouvrage de création est en service au poste de Gacé

En complément, trois quarts des ouvrages de création inscrits au schéma sont en attente des demandes de raccordement des producteurs pour lancer la phase de travaux.

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



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

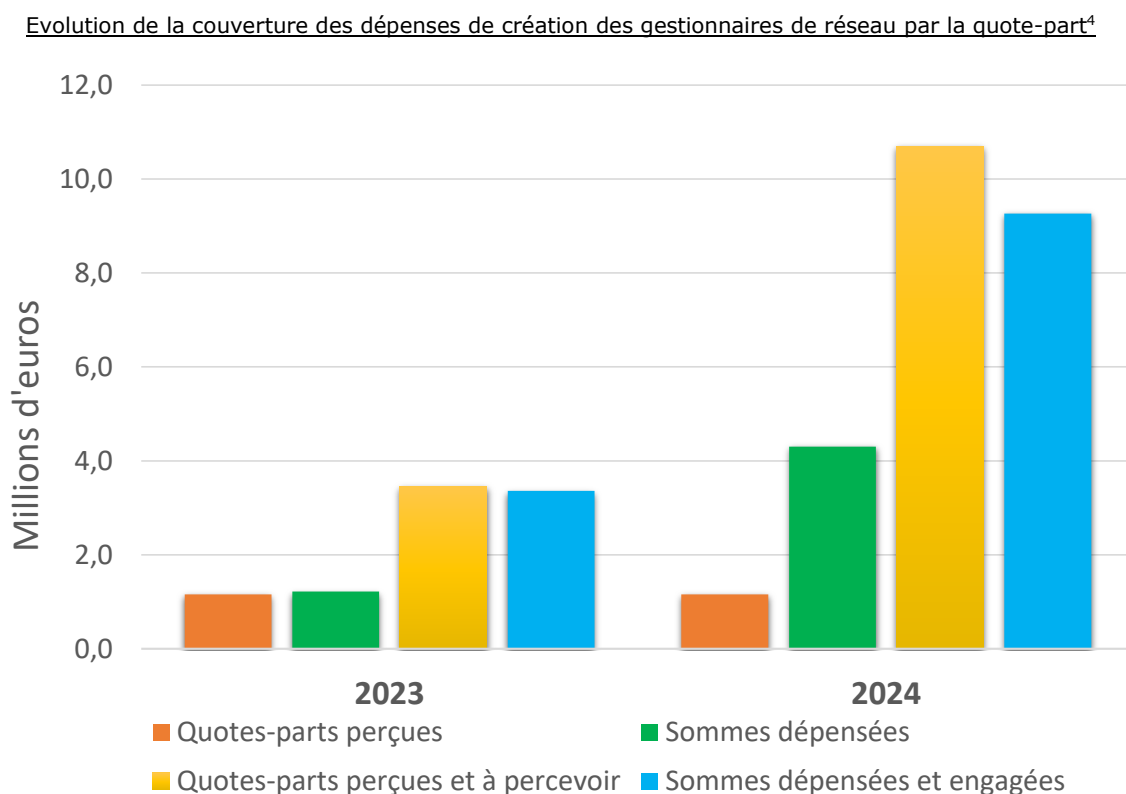
³ Les différents stades d'avancement des projets inscrits au schéma sont détaillés en annexe 3.

ETAT FINANCIER DU SCHÉMA

1,2 M€ de quote-part versées par les producteurs et 4,3 M€ dépensés pour les travaux de création à fin 2024

Le montant de quote-part versé par les producteurs représente une augmentation de 5% par rapport a 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.



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

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

4,3 M€ (35 % 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.

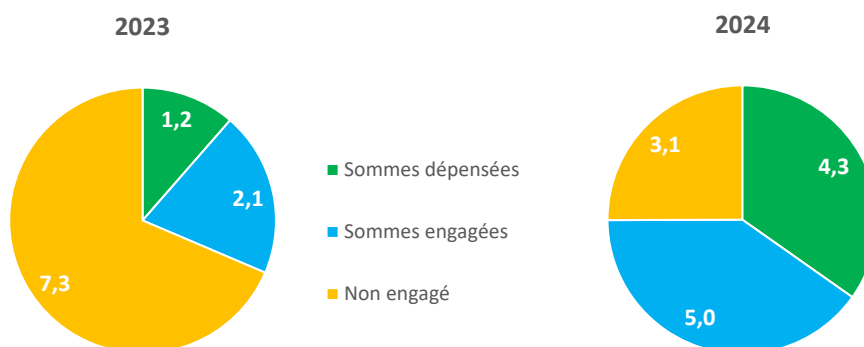
Ces installations sont exonérées du paiement de la quote-part, mais sont comprises dans la capacité réservée du schéma (au dénominateur du calcul de la quote-part unitaire). Par conséquent, une partie du coût prévisionnel des investissements de création du S3REnR n'est pas financé au titre de la quote-part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

Sur le schéma Basse-Normandie 363 MW de production diffuse en service et en développement depuis l'approbation du S3REnR sont recensés à fin 2024.

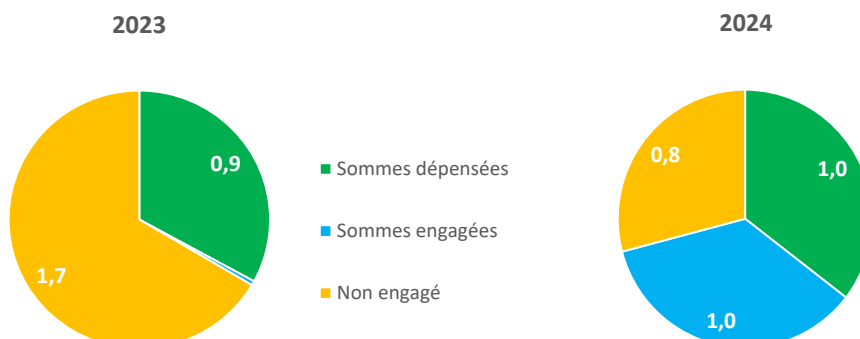
5,1 M€ dépensés par les gestionnaires de réseau

au titre des investissements de création et de renforcement, soit environ 35 % des montants prévisionnels prévus dans le schéma.

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



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

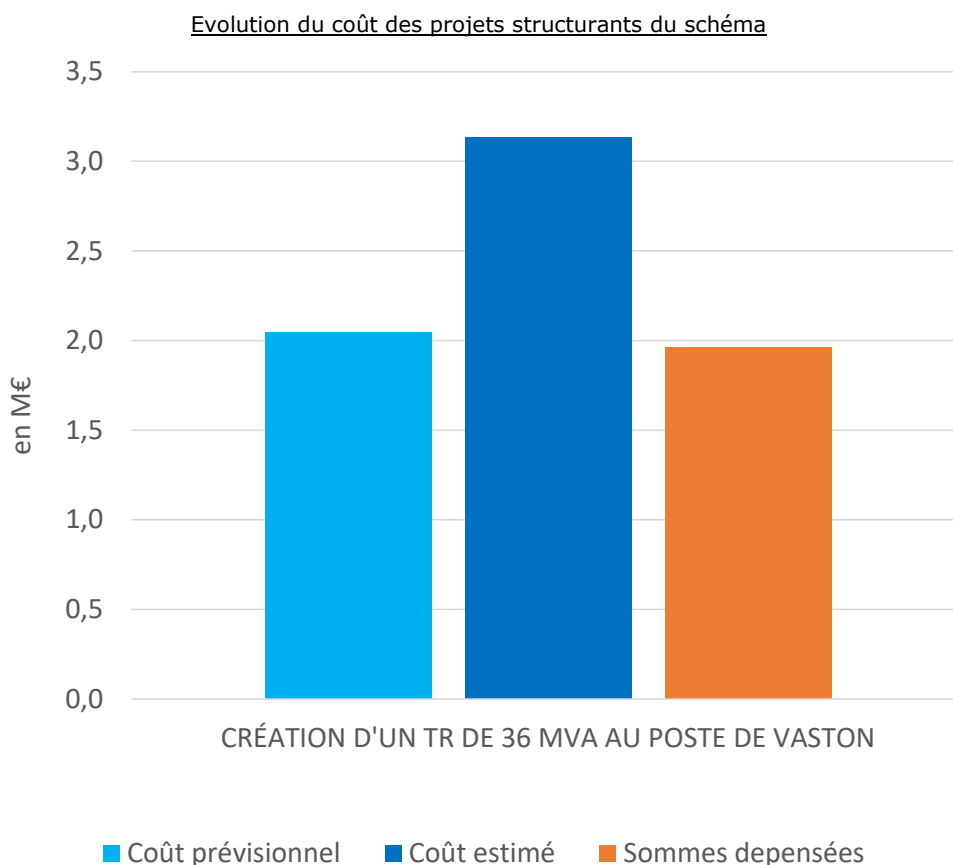


⁵ Installations de production de puissance inférieure à 250 kVA

Le coût estimé des travaux de création est de 12,4 M€

Ce montant représente une augmentation de 37 % du coûts des investissements de création par rapport au coût prévisionnel actualisé du schéma de 9 M€. Cette hausse de 3,4 M€ découle principalement des difficultés identifiées à l'issue des études techniques détaillées du fait de la nature des sols et de la mise à niveau des systèmes de protection.

Le graphique suivant permet de visualiser l'évolution du coût du projet (+1,1 M€) le plus structurant du S3REnR (coût prévisionnel, coût estimé, sommes dépensées).



La création d'un transformateur prévue à l'origine au poste de FERRIERE a été transférée sur VASTON. Les coûts prévisionnels associés ont été révisés.

INDICATEURS DE SUIVI DE MISE EN ŒUVRE DU SCHÉMA

L'évaluation environnementale du S3REnR Basse 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 (2023)
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	32,2	59
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 9^{ème} bilan du S3RENr Basse-Normandie permet de consolider les enseignements suivants :

- Le coût des ouvrages de création du schéma s'avère plus élevé qu'initialement prévu en raison :
 - De travaux de génie civil supplémentaires pour l'implantation de nouveaux bâtiments
 - De la mise à niveau des systèmes de protections dans certains postes (adaptations de contrôle commande nécessaires lors des travaux S3R, afin de les rendre compatibles avec les nouveaux ouvrages)
- L'accélération de l'attribution des capacités réservées du S3RENr Basse-Normandie conduit à recourir davantage au mécanisme de transfert de capacités, qui a toujours permis de répondre aux besoins d'ajustement du schéma jusqu'à présent.
- 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. Evolution 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
BOUCEY	1	2	VILLEDIEU
TOURBE	0	7	AGNEAUX
TOURBE	7	14	ALERIE
TOURBE	14	59	BACCHUS
TOURBE	59	74	CAUMONT
TOURBE	74	89	FERRIERE
TOURBE	89	104	FLERS
TOURBE	104	117	GACE
TOURBE	117	123	HUBERVILLE
TOURBE	123	133	LISIEUX
TOURBE	133	138	PERCY
TOURBE	138	150	SAONNET
TOURBE	150	155	SEES
TOURBE	155	170	THIOT
TOURBE	170	200	TOLMER
AUBE	33	42,7	VIRE
THIOT	23	30,5	VIRE
REINIERE	3,5	10,9	ARGENTAN, VIRE
LAIRON	1	5,7	ARGENTAN
ORBEC	13	17,3	ARGENTAN
DRONNIERE (LA)	14	17,5	ARGENTAN
AVRANCHES	2	5,4	ARGENTAN
BOUCEY	2	5	ARGENTAN
PERIERS	20,6	23,5	ARGENTAN
BOCAGE	5,7	8,6	ARGENTAN, GER
ISIGNY	0,5	3,1	GER
MESNIL	2	4,4	GER
YQUELON	1,5	3,8	GER
DOMFRONT	3	5,3	GER
MORTAIN	9	11,2	GER
VASTON	51,6	53,8	GER
LOISIVIERE	14,6	16,7	GER
FONTAINE-ETOUPEFOUR	0,5	2,6	ALENCON, GER
LA VALLEE	0,5	2,5	ALENCON
LE THEIL (EDF-SNCF)	2	4	ALENCON, LE GUISLAIN
BAYEUX	5,5	7,4	LE GUISLAIN
CONDE-SUR-NOIREAU	6	7,9	ALERIE, BACCHUS
CAUMONT	10,6	12,5	ALERIE, TOLMER
RANVILLE	24,5	26,3	ALERIE
COUTANCES	1	2,7	ALERIE, TOLMER
DOUVRES	0,5	1,9	PERCY
SEES	12,5	13,9	PERCY, VIMOUTIERS
ST-CONTEST	0,5	1,5	LA HAYE-DU-PUITS, VIMOUTIERS

LIVAROT	1	1,9	LA HAYE-DU-PUITS, LISIEUX
GOUVILLE	0	0,8	LISIEUX
DIVES	0,5	1,3	FERRIERE, LISIEUX
CAEN	0,5	1,2	FERRIERE
GACE	15	15,4	FLERS
VALCANVILLE	0,5	0,9	FLERS
ODON	0,5	0,7	FLERS
TOUQUES	0,5	0,7	HUBERVILLE
VARETS	0,5	0,6	HUBERVILLE

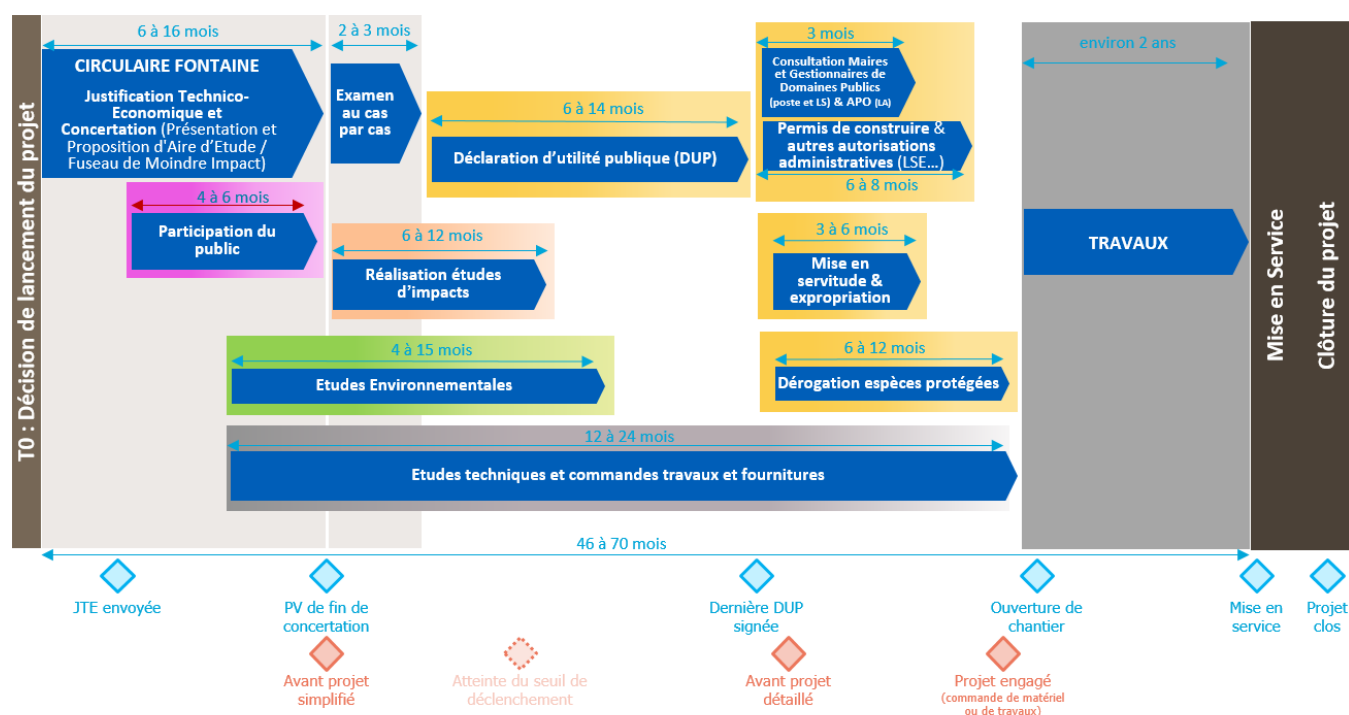
3. Avancement des travaux

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€.

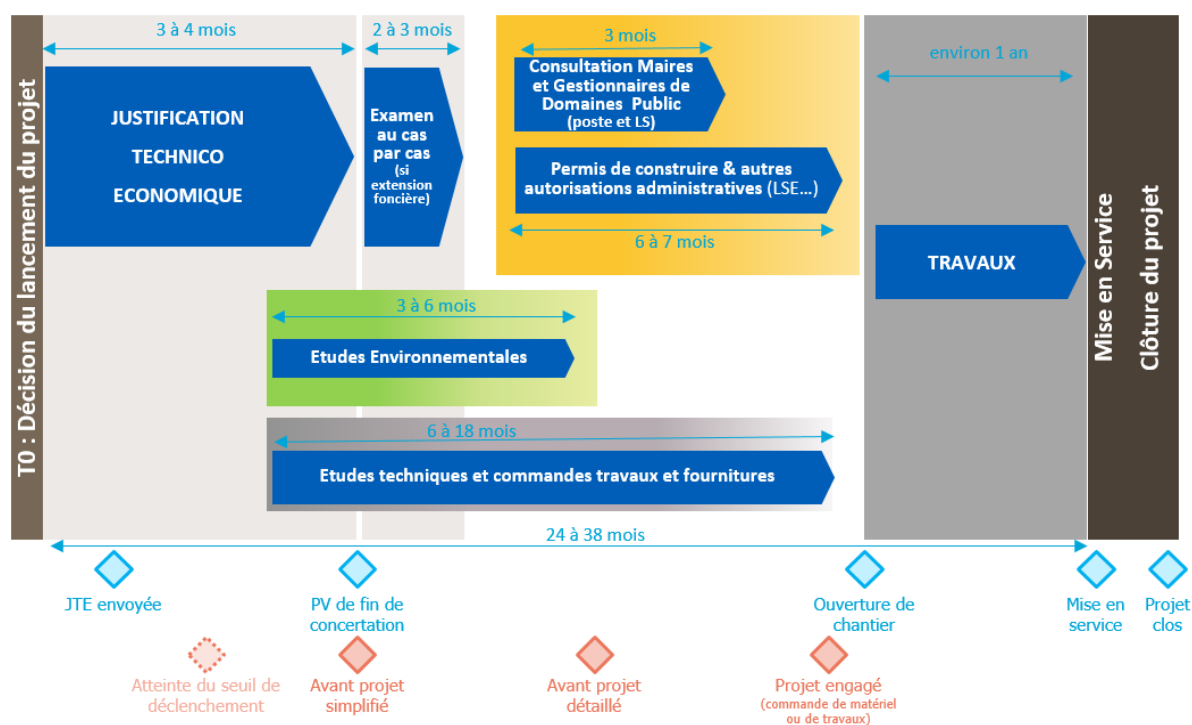
A noter que l'élaboration des S3REnR est réalisée à un stade d'anticipation et dans des délais tels que les analyses de consistance des travaux sont établies sur la base des seules informations immédiatement accessibles, voire « à dire d'expert », et restent relativement sommaires. Une fois ces consistances 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.

Avancement des travaux de l'état initial

Travaux réalisés par RTE sur le réseau public de transport				
Ouvrage	Etat d'avancement	Mise en service indiquée dans le S3REnR	Semestre prévisionnel de mise en service	Commentaires
CAUMONT : Création 1 transformateur 20MVA	En service	2017	S2/2018	
FONTAINE ETOUPEFOUR : Création du poste source	En service	2018	S1/2021	
GER : Création du poste source	En service	2017	S1/2020	
LE GUISLAIN : Création du poste source	En service	2017	S2/2021	
PERIERS : Création 1 transformateur 20 MVA	En service	2015	S1/2015	

Travaux réalisés par Enedis sur le réseau public de distribution				
Ouvrage	Etat d'avancement	Mise en service indiquée dans le S3REnR	Semestre prévisionnel de mise en service	Commentaires
BOCAGE : Ajout d'une 1/2 rame (PTF producteur)	En service	suivant la signature du raccordement	S2/2015	
CAUMONT : Création 1 transformateur 20MVA	En service	2017	S2/2018	
FERRIERE : Ajout d'une 1/2 rame (PTF producteur)	En service	2014	S1/2014	
FONTAINE ETOUPEFOUR : Création du poste source	En service	2018	S1/2021	
GER : Création du poste source	En service	2017	S1/2020	
LE GUISLAIN : Création du poste source	En service	2017	S2/2021	
LOISIVIERE : Ajout d'une 1/2 rame (PTF producteur)	En service	ajout à l'état initial	S2/2017	
PERIERS : Création 1 transformateur 20 MVA	En service	2015	S1/2015	
VASTON : Mutation des 2 transformateurs 20MVA en 36MVA	En service	2017	S2/2016	

1.1 Avancement des travaux du S3REnR

Travaux de création réalisés par RTE									
Ouvrage renforcé	Seuil de déclenchement	État d'avancement	Semestre prévisionnel de mise en service	Coût prévisionnel indiqué dans le S3REnR en k€	Coût prévisionnel actualisé au 31/12/2024 (TP12a) en k€	Coûts estimés au 31/12/2024 en k€	Sommes déjà dépensées au 31/12/2024 en k€	Projet engagé	Commentaires
CREATION D'UN TR DE 36 MVA AU POSTE DE FERRIERES	NON	Abandon		0	0	0	0		Travaux transférés vers VASTON
CREATION D'UN TR DE 36 MVA AU POSTE DE VASTON	OUI	Travaux engagés	S2 / 2025	594	722	874	218	OUI	Travaux transférés depuis FERRIERES

Travaux de renforcement réalisés par Enedis									
Ouvrage renforcé	Seuil de déclenchement	État d'avancement	Semestre prévisionnel de mise en service	Coût prévisionnel indiqué dans le S3REnR en k€	Coût prévisionnel actualisé au 31/12/2024 (TP12a) en k€	Coûts estimés au 31/12/2024 en k€	Sommes déjà dépensées au 31/12/2024 en k€	Projet engagé	Commentaires
BACCHUS : Mutation du transformateur 20 MVA en 36 MVA	NON	Etudes préparatoires et surveillance de la dynamique		720	876	876		NON	
CAUMONT : Mutation du transformateur 20 MVA en 36 MVA	NON	Etudes préparatoires et surveillance de la dynamique		720	876	876		NON	
GER : Mutation du transformateur 20 MVA en 36 MVA	NON	Etudes préparatoires et surveillance de la dynamique		720	876			NON	Travaux remis en cause. Le poste est construit avec un TR de 36 MVA

Travaux de création réalisés par Enedis									
Ouvrage renforcé	Seuil de déclenchement	État d'avancement	Semestre prévisionnel de mise en service	Coût prévisionnel indiqué dans le S3REnR en k€	Coût prévisionnel actualisé au 31/12/2024 (TP12a) en k€	Coûts estimés au 31/12/2024 en k€	Sommes déjà dépensées au 31/12/2024 en k€	Projet engagé	Commentaires
ALENCON : Création 1 1/2 rame	NON	Etudes préparatoires et surveillance de la dynamique		364	447	447			
ALERIE : Création 1 1/2 rame	NON	Etudes préparatoires et surveillance de la dynamique		364	447	447			
ARGENTAN : Création 1 1/2 rame	NON	Etudes préparatoires et surveillance de la dynamique		364	447	447			
AUBE : Création 1 1/2 rame	NON	Etudes préparatoires et surveillance de la dynamique		364	447	447			
BACCHUS : Création 1 1/2 rame	NON	Etudes préparatoires et surveillance de la dynamique		364	447	447			
CAUMONT : Création 1 1/2 rame	NON	Etudes préparatoires et surveillance de la dynamique		364	447	447			
FERRIERE : Création 1 transformateur 36MVA	NON	Travaux transférés		-	-	-		NON	Transfert vers VASTON
FLERS : Création 1 1/2 rame	NON	Etudes préparatoires et surveillance de la dynamique		184	226	226			
GACE : Création 1 1/2 rame	OUI	En service	S1 2018	364	447	1 392	1 392	OUI	1er passage en mini-PCCN. Raccordement de la 1/2 rame S3R en double attache sur les 2 TR (donc ajout d'une rame). Numérisation des 2 cellules ARRIVEES des 2 autres 1/2 rames existantes pour ajout fonction PWH. Surcote bâtiment en pas de 800. Renouvellement des UA (manque de place).
GER : Création 1 1/2 rame	NON	Etudes préparatoires et surveillance de		364	447	447			

la dynamique								
LOISIVIERE : Création 1 1/2 rame	NON	Etudes préparatoires et surveillance de la dynamique		364	447	447		
PERCY : Création 1 1/2 rame	OUI	Avant-projet détaillé	S2 2026	364	447	1 433	17	OUI
Besoin de création d'un nouveau bâtiment et d'une extension foncière pour ajout de la 1/2 rame. Zone de protection renforcée d'un captage d'eau nécessitant des mesures particulières. Raccordement de la 1/2 rame S3R en double attache sur les 2 TR (donc ajout d'une rame). Prise en compte d'une partie du PCCN dans le chiffrage								
PERIERS : Création 1 1/2 rame	NON	Etudes préparatoires et surveillance de la dynamique		364	447	447		
THIOT : Création 1 1/2 rame	NON	Etudes préparatoires et surveillance de la dynamique		364	447	447		NON
Besoin de création d'un nouveau bâtiment pour ajout de la 1/2 rame. (non encore chiffré)								
TOLMER : Création 1 1/2 rame	NON	Etudes préparatoires et surveillance de la dynamique		184	226	226		
VASTON : Création 1 1/2 rame	OUI	Travaux engagés	S2 2025	364	447	805	929	OUI
Besoin de création d'un nouveau bâtiment pour ajout de la 1/2 rame. Raccordement de la 1/2 rame S3R en double attache sur les 2 TR (donc ajout d'une rame).								
VASTON : Création 1 transformateur 36MVA	OUI	Travaux engagés	S2 2025	1 078	1 325	2 258	1 745	OUI
Transfert depuis FERRIERE Augmentation des coûts car TFO ONAN + mise en conformité env								
VILLEDIEU : Création 1 1/2 rame	NON	Etudes préparatoires et surveillance de la dynamique		184	226	226		
VIRE : Création 1 1/2 rame	NON	Etudes préparatoires et surveillance de la dynamique		364	447	447		

4. Etat 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)
AGNEAUX	6,0	6,0	0,0
ALENCON	3,3	3,3	0,0
ALERIE	2,4	2,4	0,0
ARGENTAN	9,0	9,0	0,0
AUBE	42,7	42,7	0,0
AVRANCHES	5,4	5,4	0,0
BACCHUS	18,3	18,3	0,0
BAYEUX	7,4	7,4	0,0
BOCAGE	8,6	8,6	0,0
BOUCEY	5,0	5,0	0,0
CONDE-SUR-HUISNE	0,0	0,0	0,0
CONDE-SUR-NOIREAU	7,9	7,9	0,0
CAEN	1,2	1,2	0,0
CAUMONT	12,5	12,5	0,0
CHERBOURG	0,5	0,5	0,0
COQUAINVILLIERS	0,0	0,0	0,0
COUTANCES	2,7	2,7	0,0
CREULLY	1,0	1,0	0,0
DIVES	1,3	1,3	0,0
DOMFRONT	5,3	5,3	0,0
DOUVRES	1,9	1,9	0,0
DRONNIERE (LA)	17,5	17,5	0,0
FONTAINE-ETOUPEFOUR	2,6	2,6	0,0
FERRIERE	4,4	4,4	0,0
FLERS	8,9	8,9	0,0
GACE	15,4	15,4	0,0
GER	16,6	16,6	0,0
GOUVILLE	0,8	0,8	0,0
LE GUISLAIN	2,2	2,2	0,0
LA HAYE-DU-PUITS	3,5	3,5	0,0
HUBERVILLE	6,9	6,9	0,0
ISIGNY	3,1	3,1	0,0
LAIRON	5,7	5,7	0,0
LAUNAY	0,0	0,0	0,0
LISIEUX	1,8	1,8	0,0
LIVAROT	1,9	1,9	0,0
LOISIVIERE	16,7	16,7	0,0
MESNIL	4,4	4,4	0,0
MORTAIN	11,2	11,2	0,0
ODON	0,7	0,7	0,0

ORBEC	17,3	17,3	0,0
PERCY	11,0	11,0	0,0
PERIERS	23,5	23,5	0,0
RANVILLE	26,3	26,3	0,0
REINIERE	10,9	10,9	0,0
SAONNET	12,0	12,0	0,0
SEES	13,9	13,9	0,0
ST-CONTEST	1,5	1,5	0,0
SAINT-REMY LES LANDES	0,0	0,0	0,0
TERRETTE	0,0	0,0	0,0
LE THEIL (EDF-SNCF)	4,0	4,0	0,0
THIOT	30,5	30,5	0,0
TOLLEVAST	0,0	0,0	0,0
TOLMER	4,0	4,0	0,0
TOUQUES	0,7	0,7	0,0
TOURBE	200,0	200,0	0,0
TOURLAVILLE	0,5	0,5	0,0
VALCANVILLE	0,9	0,9	0,0
LA VALLEE	2,5	2,5	0,0
VARETS	0,6	0,6	0,0
VASTON	53,8	53,8	0,0
VIMOUTIERS	28,5	28,5	0,0
VIRE	9,1	9,1	0,0
VILLEDIEU	11,0	11,0	0,0
YQUELON	3,8	3,8	0,0