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

Etat technique et financier de la mise en oeuvre du schéma à fin 2025

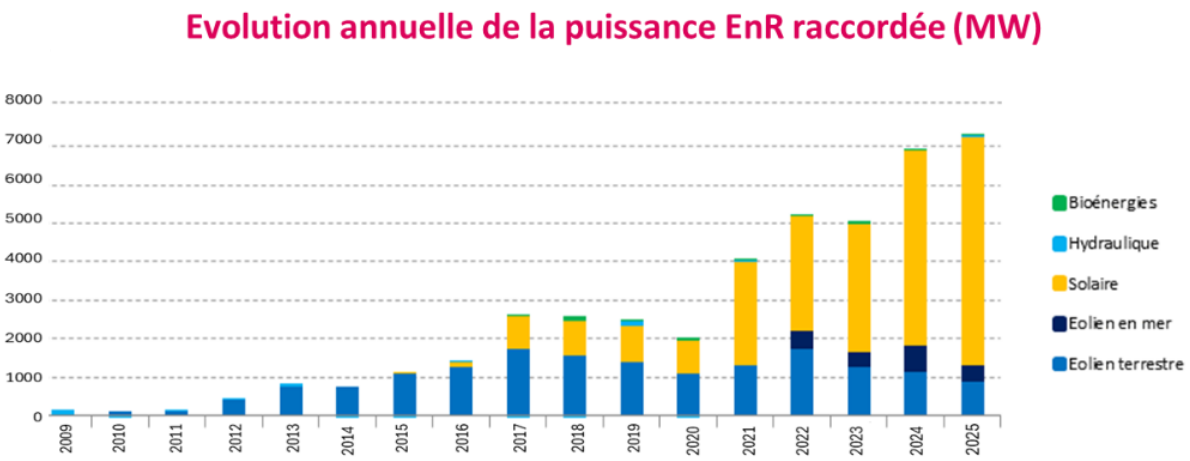
Version finalisée du 31 mars 2026

Poursuivre la transition énergétique en cohérence avec la politique de décarbonation de l'état

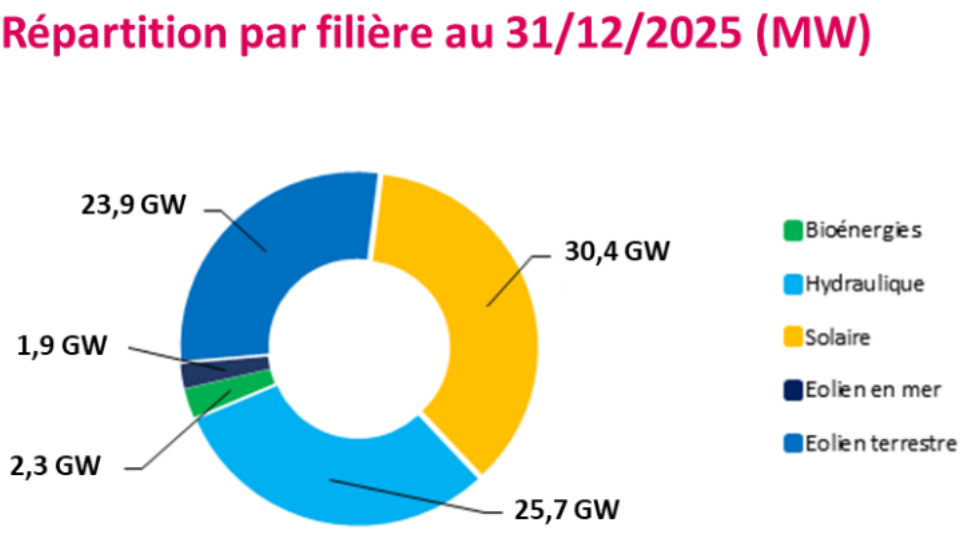
En 2025, la dynamique de raccordement des énergies renouvelables (EnR) a de nouveau franchi un cap historique, avec un volume record de 7 300 MW nouvellement raccordés, reflet d'un engagement collectif croissant en faveur de la transition énergétique. Ces nouvelles installations, en croissance de 10% par rapport à 2024, sont majoritairement raccordées sur le RPD et traduisent le dynamisme des installations photovoltaïques, qui représentent 5 900 MW, dont 3 700 MW 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 84 000 MW, incluant l'ensemble des filières renouvelables, dont les parcs éoliens en mer. La capacité solaire installée totale a dépassé en 2025 celle des installations hydrauliques : ainsi le parc hydraulique historique représente désormais moins du tiers de la capacité EnR installée, alors que les installations éoliennes et photovoltaïques représentent environ 66% du parc[1].



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



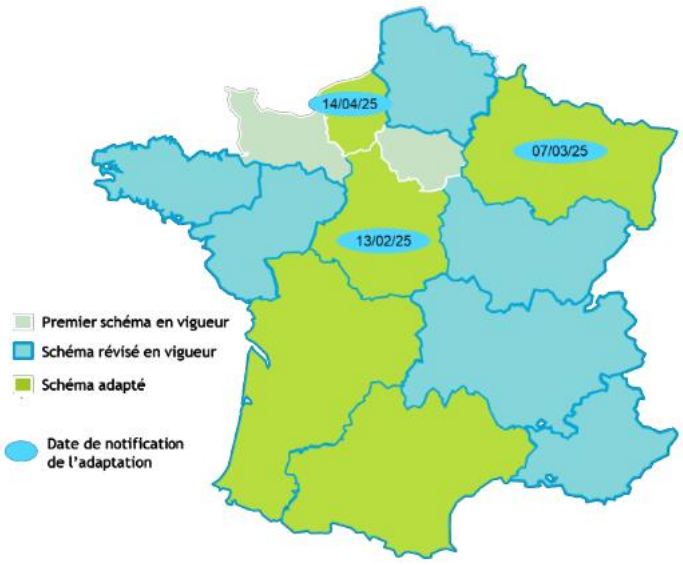
Répartition des volumes d'EnR raccordés par filière (en MW)

Bilan électrique 2025

A date, en raison d'une meilleure acceptabilité par rapport aux autres filières, notamment en termes d'insertion paysagère et d'appropriation par les territoires, on constate une prédominance accrue des projets photovoltaïques (PV), principalement des projets de faible puissance. Les puissances unitaires varient toujours considérablement selon les projets, avec un dynamisme accru des installations de puissance modérée, tandis que le développement de projets de raccordement de plusieurs centaines de MW se poursuivent. On constate parallèlement une tendance de baisse continue des raccordements éoliens.

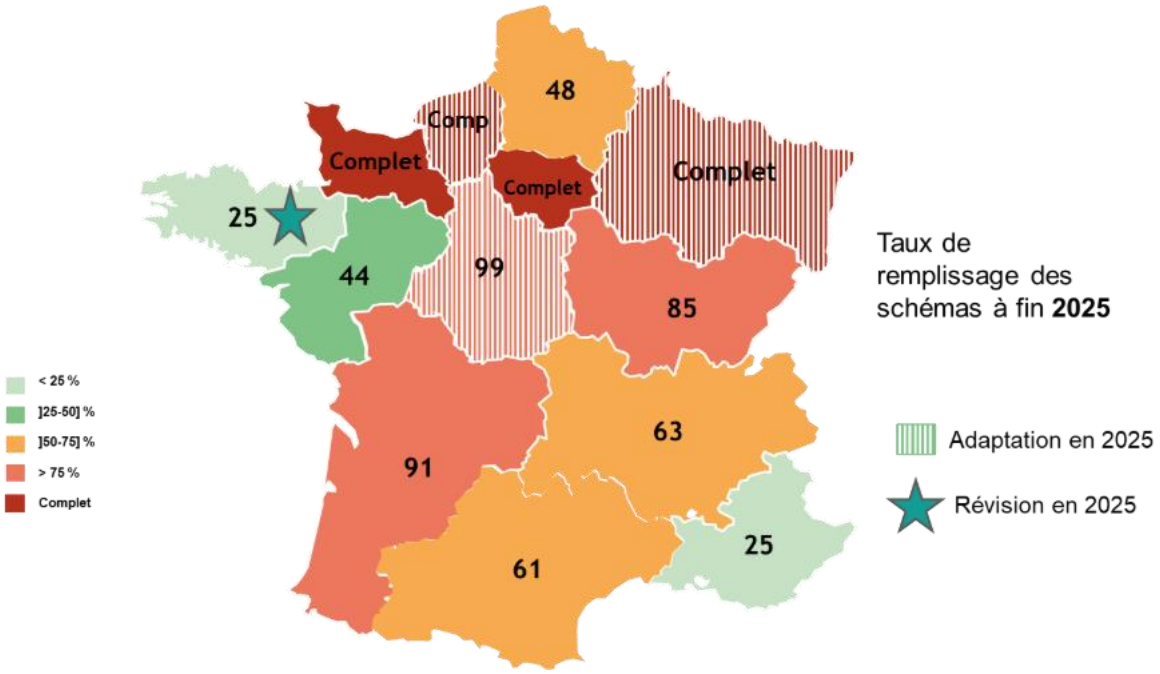
Les dernières adaptations et révisions de schémas dans le régime « *Pré-APER* » sont entrées en vigueur

Pour répondre rapidement à la dynamique croissante des projets d'énergies renouvelables terrestres, et notamment à des saturations locales de postes en partie provoquées par des raccordement massifs de parcs de petite puissance non pilotable, de dernières adaptations ont été notifiées avant l'entrée en vigueur du nouveau cadre de réalisation des S3REnR, APER. En 2025, trois adaptations ont été conduites à leur terme en Centre Val de Loire, Grand Est et Haute Normandie, permettant de libérer un volume de capacités réservées supplémentaires de 2 GW.



Adaptations de schémas réalisées et en cours à fin 2025

Pour éviter la désoptimisation de la planification des réseaux induites par les adaptations, le dispositif APER n'a pas reconduit ce système d'adaptation de schémas aux bénéfices de nouveaux mécanismes : 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.



A fin 2025, 73% 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 augmentation par rapport à celui observé fin 2024 (66%) compte-tenu en particulier de la forte dynamique des raccordements de PV BT, malgré la révision ou l'adaptation de quatre schémas en 2025. Ainsi, l'entrée en vigueur du schéma Bretagne mi 2025 a permis la création de 4,4 GW supplémentaires de capacités réservées qui sont venues s'ajouter aux 2 GW dégagées par les adaptations des schémas Grand Est, Centre Val de Loire et Haute Normandie.

Les schémas de Grand-Est, Ile-de-France et Normandie sont complets à fin 2025.

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 2025, 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 de l'ordre de 6 000 demandes, grâce à des propositions bien accueillies par les parties prenantes.

Cependant, cette dynamique intense révèle des contraintes localisées sur un nombre restreint de postes sources (de l'ordre de 130 postes à fin 2025) 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. Ces solutions sont mises en œuvre dans les cas où une contrainte de transit est identifiée à très court terme. Elles servent d'expérimentation pour minimiser les contraintes dans des zones dynamiques de raccordement dans l'attente des révisions.

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. 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.

Les gestionnaires de réseaux, en collaboration avec les services de l'état, cherchent à mieux caractériser la file d'attente pour planifier une infrastructure économique et pertinente

Les gestionnaires de réseaux en collaboration avec la CRE et la DGEC ont mené une analyse afin d'affiner la file d'attente et mieux caractériser la maturité des projets. Cette maturité a été appréciée en particulier à l'aune de trois critères :

- Disposer d'un « droit d'accès au réseau »
- Être en possession d'une autorisation administrative (en particulier l'autorisation d'urbanisme)
- Bénéficier d'un soutien public ou avoir sécurisé son financement (mécanisme de soutien de l'Etat ou « PPA »).

Prenant pour appui ces travaux, RTE mène des réflexions pour intégrer les travaux méthodologiques de consolidation et de qualification de la file d'attente dans les révisions des schémas. L'objectif serait ainsi de mieux estimer le réalisme de la file d'attente et ainsi :

1. Eviter un phénomène de saturation contractuelle du réseau avec des projets d'installation EnR qui « bloqueraient » l'accès à la capacité disponible pour des projets potentiellement plus matures
2. Réaliser le bon dimensionnement des ouvrages et leur planification au bon endroit et au bon moment.

Une coordination approfondie RTE-Enedis sur ce sujet est en cours.

Un cadrage des ambitions des futurs schémas a été réalisé pour assurer une cohérence entre les objectifs des schémas S3REnR à réviser avec les objectifs de l'état.

Pour se conformer au décret APER de juillet 2024, un cycle de révisions de l'ensemble des schémas s'est ouvert. Début 2025, 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.

Les premiers scénarios de capacité globale issus des concertations régionales, ont montré une décorrélation entre les chiffres proposés en région et les scénarios du projet de PPE. En parallèle de la publication du décret PPE rendue publique le 12/2/2026, un travail de déclinaison régionale a été réalisé par les services de l'Etat avec l'appui de RTE pour proposer des cibles cohérentes avec les enjeux énergétiques et stratégiques de l'Etat, entrainant une temporisation des travaux régionaux au 2nd semestre 2025.

Ceci a permis la relance des révisions. Les dossiers d'éclairage permettant au préfet de région de fixer la capacité du schéma ont donc été envoyés fin 2025 pour les régions les plus avancées - Bourgogne-Franche-Comté, Nouvelle Aquitaine et Centre Val de Loire.

Les gestionnaires des réseaux ont débuté la révision des autres schémas mi-janvier 2026, conformément aux dispositions du décret APER. Les travaux des éclairages au préfet, basées notamment sur la déclinaison régionale retenue par la DGEC, et lui permettant de définir l'ambition régionale d'un schéma vont se poursuivre toute l'année 2026.

L'objectif est de finaliser la révision des schémas en deux ans environ une fois l'ambition définie par le préfet.

La dynamique d'investissements se poursuit pour adapter l'infrastructure à la dynamique des EnR

Pour suivre des raccordements toujours en croissance, les gestionnaires de réseau poursuivent leur mobilisation industrielle en augmentant des volumes d'investissement et développent les ouvrages prévus dans les schémas S3REnR actuels. 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.

Dans le contexte :

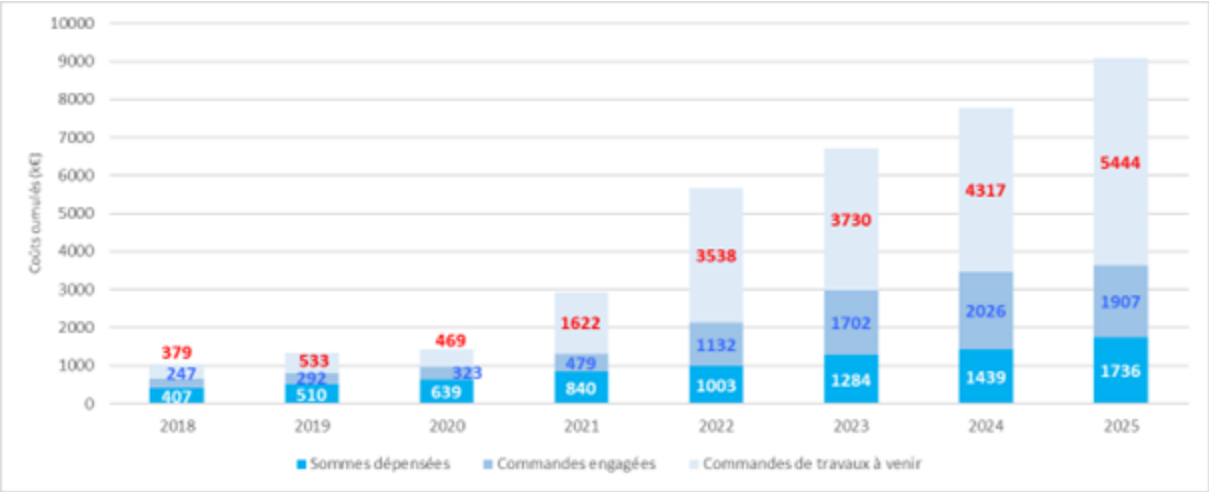
i. de révision de tous les schémas avec une priorisation des schémas ayant des niveau de saturation important

ii. d'une hausse structurelle des coûts reflet des tensions sur les marchés

iii. et d'investissements massifs réalisés et à venir par les gestionnaires des réseaux

les ouvrages les plus attendus pour permettre le raccordement des projets matures seront priorisés.

Par ailleurs les ouvrages identifiés comme moins utiles techniquement, n'ayant pas fait l'objet de demande de raccordement client, bénéficiant d'un bilan économique incertain ou identifiés comme problématiques au sein des territoires font l'objet d'une étude approfondie avant une possible reconduction dans les schémas révisés dans un format plus économique, au bénéfice des territoires, des producteurs et de la collectivité.



Evolution des investissements cumulés pour les créations et les renforcements à fin 2025

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 de réseaux concertent les nouvelles dispositions issues de la loi « APER »

Suite à la publication du décret dit « *APER* » le 21 juillet 2024, des concertations menées par Enedis et RTE ont débuté pour décliner dans leurs documentations techniques de référence (DTR) respectives les nouvelles dispositions s'appliquant à l'élaboration et la vie des S3REnR.

Ces dispositions visent à améliorer l'efficacité de la planification puis du raccordement au bénéfice de toutes les parties prenantes.

Les sujets d'ores et déjà abordés ont été les suivants :

- Une remise à plat de l'ensemble des notions utilisées dans le cycle de vie des schémas S3REnR pour contribuer à une meilleure visibilité par les parties prenantes du dispositif, à la fois pendant les révisions et une fois les schémas révisés en vigueur ;
- Les modalités d'organisation des campagnes de recensement de prévisions d'installations de production d'électricité EnR, pour l'établissement des hypothèses nécessaires aux études réseau permettant de planifier les investissements réseaux nécessaires à la mise à disposition de la capacité globale de raccordement régionale ;
- Les modalités d'application des critères techniques et économiques qui s'imposent aux investissements qui peuvent intégrer la planification, conformément à l'arrêté du 29 mars 2025 ;
- Les modalités de mise en œuvre du droit de priorité à l'instruction des demandes de raccordement au réseau public de transport d'installations de production d'électricité EnR (évolution de la procédure raccordement au RPT) ;
- Les modalités de mise en œuvre du « réservoir de travaux », dédié au raccordement d'installations sur le RPD ;

La concertation se poursuivra au premier semestre 2026.

L'amélioration de l'offre cartographique grâce à une concertation approfondie pour la refonte de l'outil Capareseau

Caparéseau est un outil cartographique de référence pour l'ensemble des parties prenantes locales et nationales. Il met à disposition les données sur les capacités de raccordement au niveau des postes (i), les informations de dynamique globale par schéma S3REnR (ii) et la planification de l'infrastructure de réseau de transport et de distribution (iii) ; la donnée est alimentée par les gestionnaires de réseaux.

Afin de palier une problématique d'interface peu lisible pour certaines parties prenantes et du nouveau dispositif issu de la loi APER, RTE a lancé une concertation approfondie avec l'ensemble des acteurs d'octobre 2025 à février 2026 pour définir des fonctionnalités et données de Caparéseau.

Une phase de définition d'un socle de principes dégageant des lignes directrices pour le futur outil présenté dans l'instance de concertation de RTE en octobre a précédé une concertation approfondie menée en collaboration étroite RTE-Enedis, avec les GRD.

Pendant la période de développement de l'outil à venir, des séances de concertation seront également organisées avec les producteurs EnR et les distributeurs, afin de co-construire l'ergonomie et les parcours utilisateurs tout au long de l'année 2026 pour un objectif très ambitieux de livraison de l'outil : le 1er janvier 2027.

Cette concertation, nécessaire pour répondre aux nouveaux besoins des utilisateurs ainsi que la date butoir de livraison de Capareseau, est considérée par la Commission de régulation de l'énergie comme une action prioritaire dans sa délibération TURPE 7 HTB, assortie d'une régulation incitative. RTE met donc tout en œuvre pour s'y conformer, en ne sacrifiant pas cet objectif à la qualité et le besoin impérieux de mise à disposition d'un outil fonctionnel et utile.

PRÉAMBULE

Le S3REnR Basse-Normandie a été approuvé par le préfet de région le 15/04/2015. Ce schéma initial a mis à disposition des projets de production EnR une capacité d'accueil de 733 MW, dont -13 MW de capacités nouvellement créées s'ajoutant aux 746 MW préexistants. La quote-part globale s'élève à 12.06 k€/MW (valeur actualisée au 01/02/2026). Les montants d'investissements de l'état initial et du schéma sont détaillés ci-dessous.

Investissements du schéma :

- Créations financées par la quote-part payée par les producteurs : 12.8 M€ dont 11.9 M€ GRD
- Renforcements financés par le TURPE : 2.8 M€ dont 1.8 M€ GRD

Autres investissements des gestionnaires de réseau, contribuant à l'accueil des EnR (Etat initial dont anciens schémas) : 16.2 M€

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 2025 (année N-1), après 10 années d'application, conformément à l'article D321-21-1 du code de l'énergie. Une synthèse nationale des états techniques et financiers sur la même année est mise à disposition sur le site de RTE. Pour mémoire, le précédent état technique et financier annuel à fin 2024 est disponible sur le site Internet de RTE. Cet état technique et financier a été élaboré conjointement avec ENEDIS et RTE/ENEDIS, présenté à la DREAL Basse-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.

EVOLUTION DE LA PRODUCTION ENR

Dynamique de raccordement EnR

113 MW d'installations EnR raccordées en 2025

Le parc de production d'énergies renouvelables en service atteint 749 MW (+18 % par rapport à 2024). Le volume des projets en développement atteint 751 MW (+15 % par rapport à 2024).

Bilan de la production (en MW)

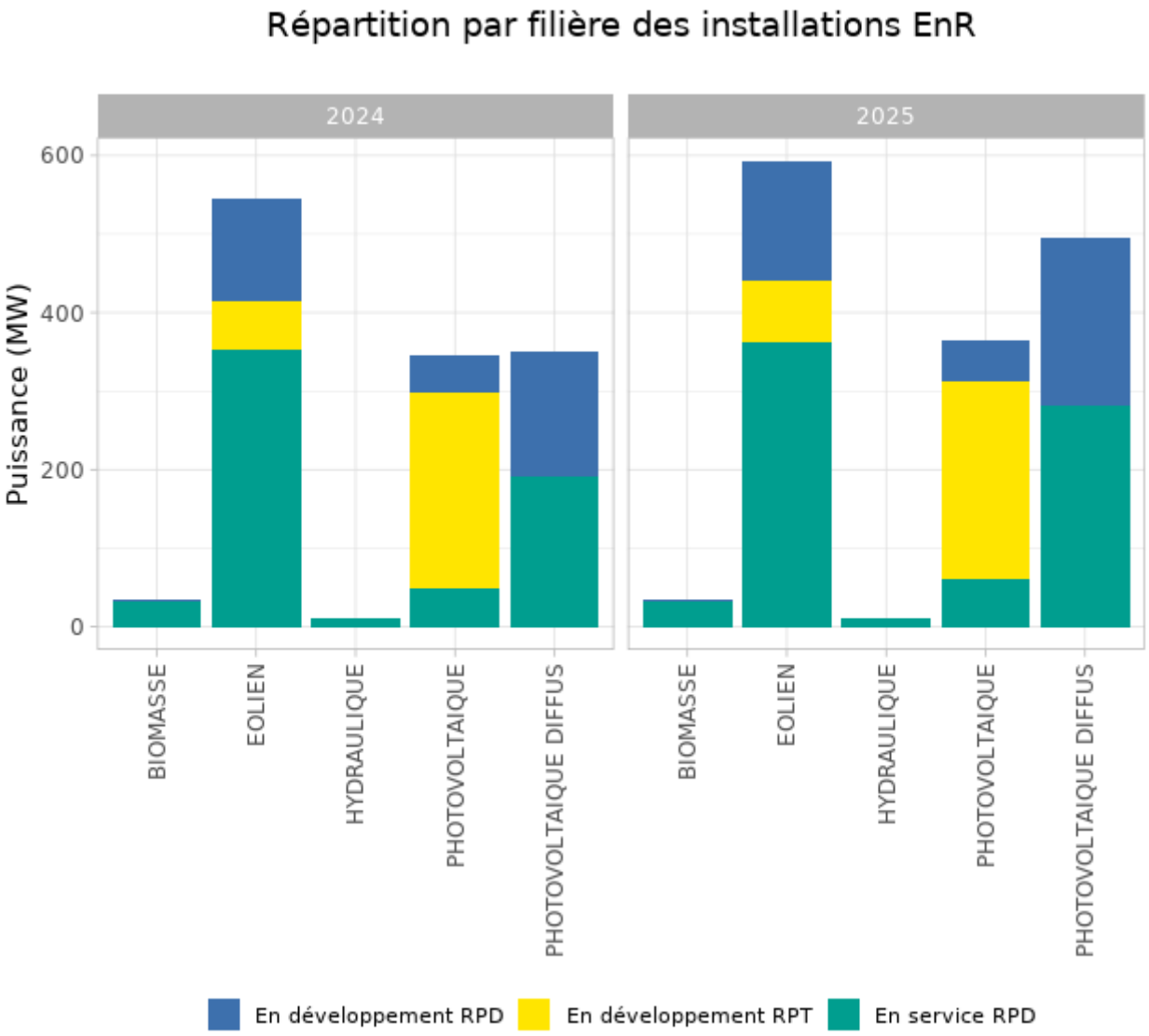
Etat d'avancement	Gestionnaire	2024	2025
En service	RTE	0	0
	ENEDIS	636	749
	ELD	0	0
En développement	RTE	310	328
	ENEDIS	341	423
	ELD	0	0
Total		1287	1500

8 MW de production éolienne raccordée en 2025

La dynamique annuelle de raccordement de la production éolienne est de +2 %. Le volume total de projets éoliens en service et en développement affiche 593 MW à fin 2025 (+9 % par rapport à 2024).

104 MW de production photovoltaïque raccordée en 2025

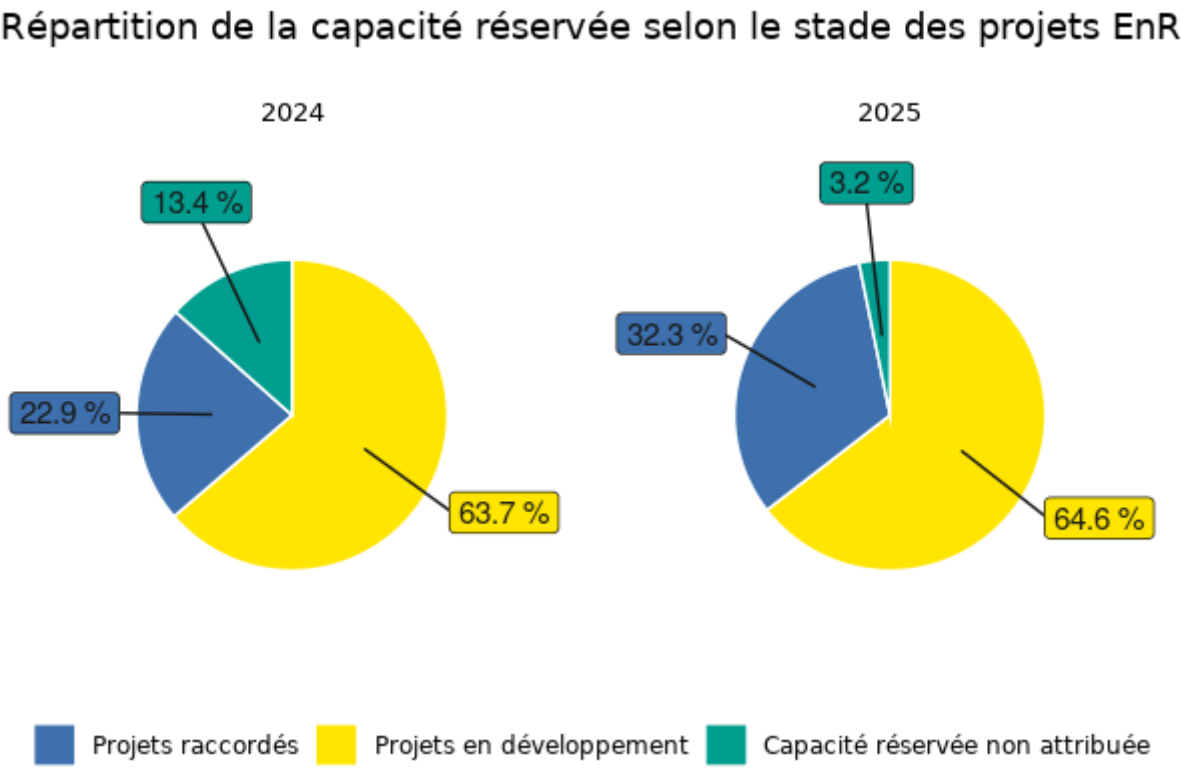
La dynamique annuelle de raccordement de la production photovoltaïque est de +43 %. Le volume total de projets photovoltaïques en service et en développement affiche 861 MW à fin 2025 (+24 % par rapport à 2024).



Affectation des capacités réservées

65 MW de capacités réservées attribuées en 2025

Les graphiques ci-dessous présentent l'évolution de l'affectation des capacités réservées du S3REnR aux installations de production d'énergies renouvelables à fin 2025 et fin 2024, hors installations de production diffuse de puissance inférieure au seuil en vigueur au moment de leur entrée en file d'attente (0 kVA, 36 kVA ou 100 kVA), et hors appel d'offres éolien posé en mer.



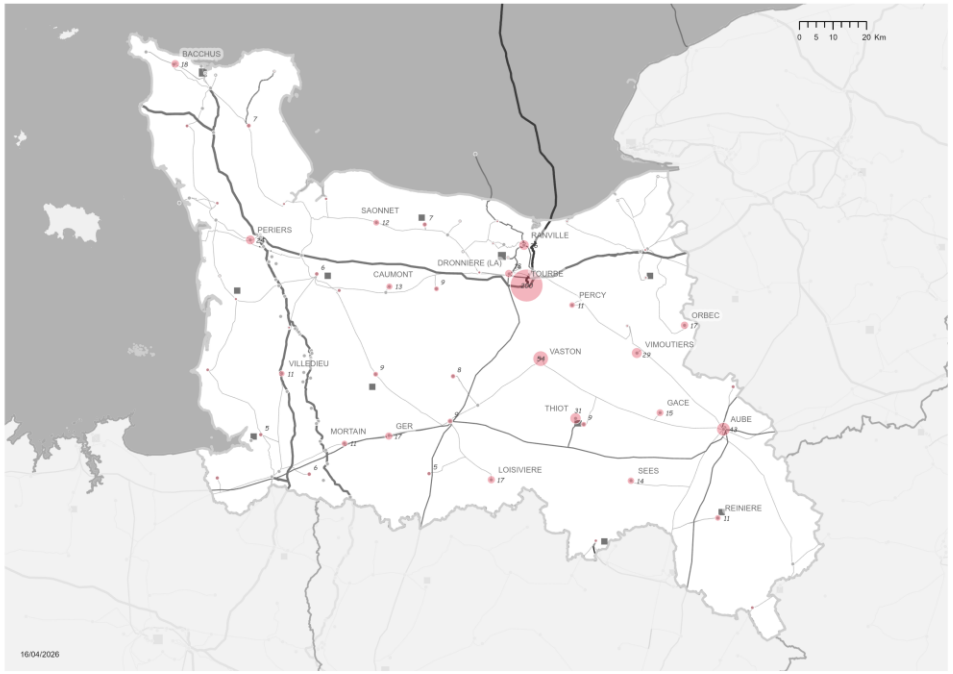
97 % de la capacité du schéma allouée à fin 2025

Depuis la publication du S3REnR Basse-Normandie, 699.1 MW ont été affectés, dont 342.7 MW (47 %) ont été mis en service. Le schéma est saturé depuis le 2024-06-12. A partir de cette date, les projets préemptent la capacité réservée du schéma suivant. 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 ci-dessous.

BASSE NORMANDIE
Capacité réservée de la région

Le réseau de transport d'électricité



Capacité réservée (MW)

CR Restante CR Attribuée

200
50

Réseau électrique

- 63 - 90 - 150 kV
- 225 kV
- 400 kV
- Courant continu

Type d'ouvrage

- Poste
- Ligne

Administratif

- Agglomérations

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 2025.

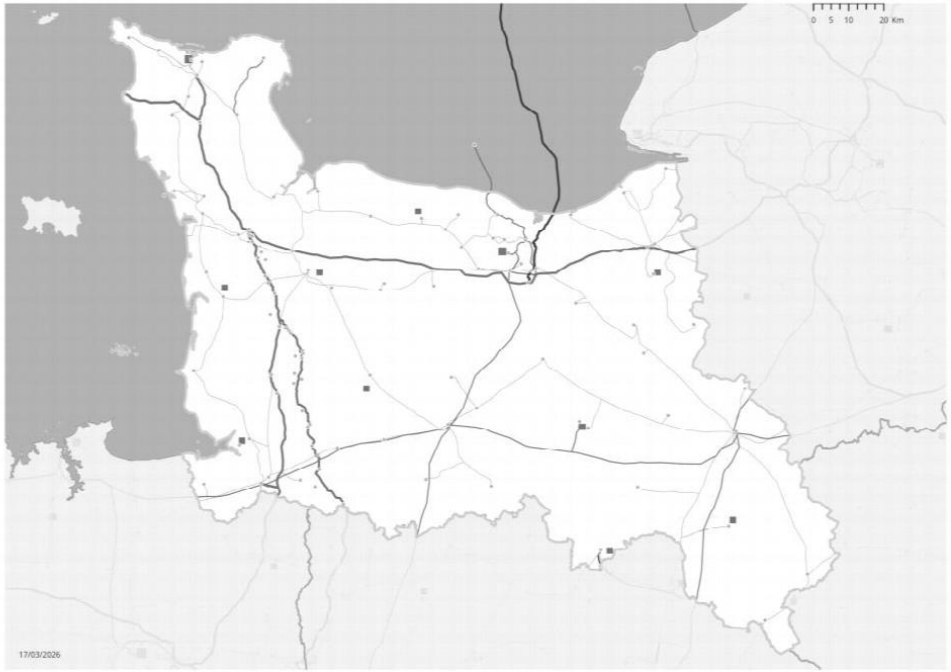
0 MW ont été transférés en 2025

Ce volume représente 0 transferts.

La liste complète des transferts et, le cas échéant, des travaux ajoutés et modifiés figure en annexe 2.

BASSE-NORMANDIE
Capacité de la région

Le réseau de transport d'électricité



Capacité transférée (MW)

Capacité ajoutée — Capacité enlevée

200
50
20
5

Réseau électrique

63 90 150 kV
225 kV
400 kV
Courant continu

Type d'ouvrage — Poste, Ligne

Administratif — Agglomérations

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

Conception et réalisation

Direction Technique (DT)

Contact: rte-cnor-cartographie@rte-france.com

CARTOGRAPHIE DES TRAVAUX

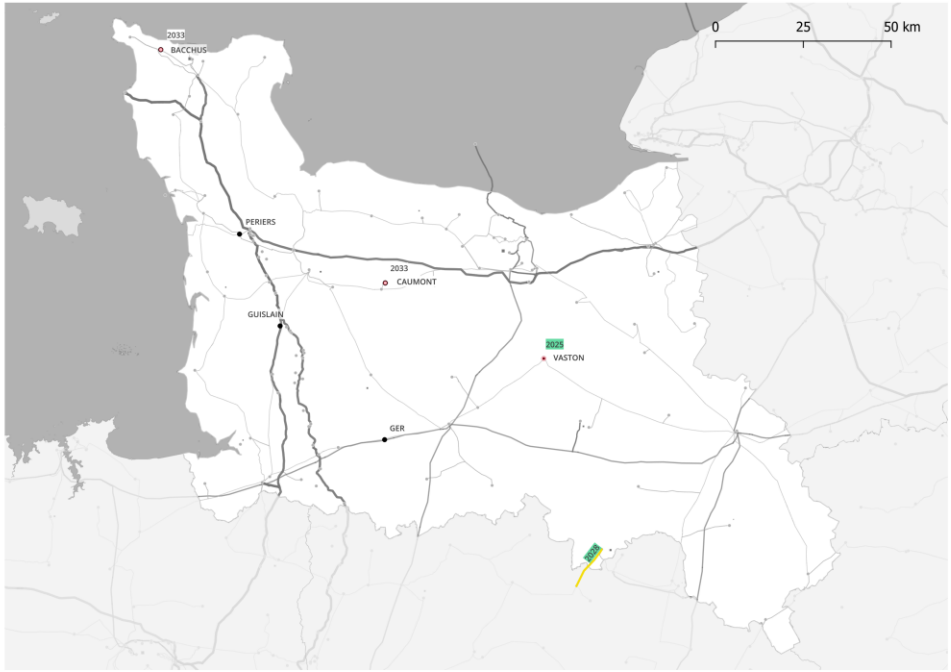
La cartographie ci-après représente les ouvrages renforcés ou créés inscrits au S3REnR avec leur date de mise en service prévisionnelle. Les ouvrages de l'état initial du S3REnR et le réseau existant sont présents sur la carte (fond de carte). Seuls les ouvrages inscrits au schéma sont détaillés.

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

BASSE-NORMANDIE

Calendrier prévisionnel de mise en oeuvre des projets de travaux prévus au S3REnR

Le réseau de transport d'électricité



Investissements et adaptation

- Renforcement de liaison - Implantation connue
- Renforcement de transformateur
- Création de transformateur
- Postes mis en service

Date de mise en service prévisionnelle

- 20XX Projet déclenché
- 20XX Projet non déclenché (Date indicative)

Réseau électrique

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

Type d'ouvrage

- Poste
- Ligne

Administratif

- Agglomérations

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

Les informations publiées sont mises à disposition à titre indicatif. Elles ne sont pas engageantes pour les gestionnaires de réseau, notamment dans le cadre des études et relations contractuelles relatives au raccordement. Les gestionnaires de réseau ne pourront être tenus responsables de l'interprétation ou de l'usage qui pourraient être faits de ces informations.

Conception et réalisation

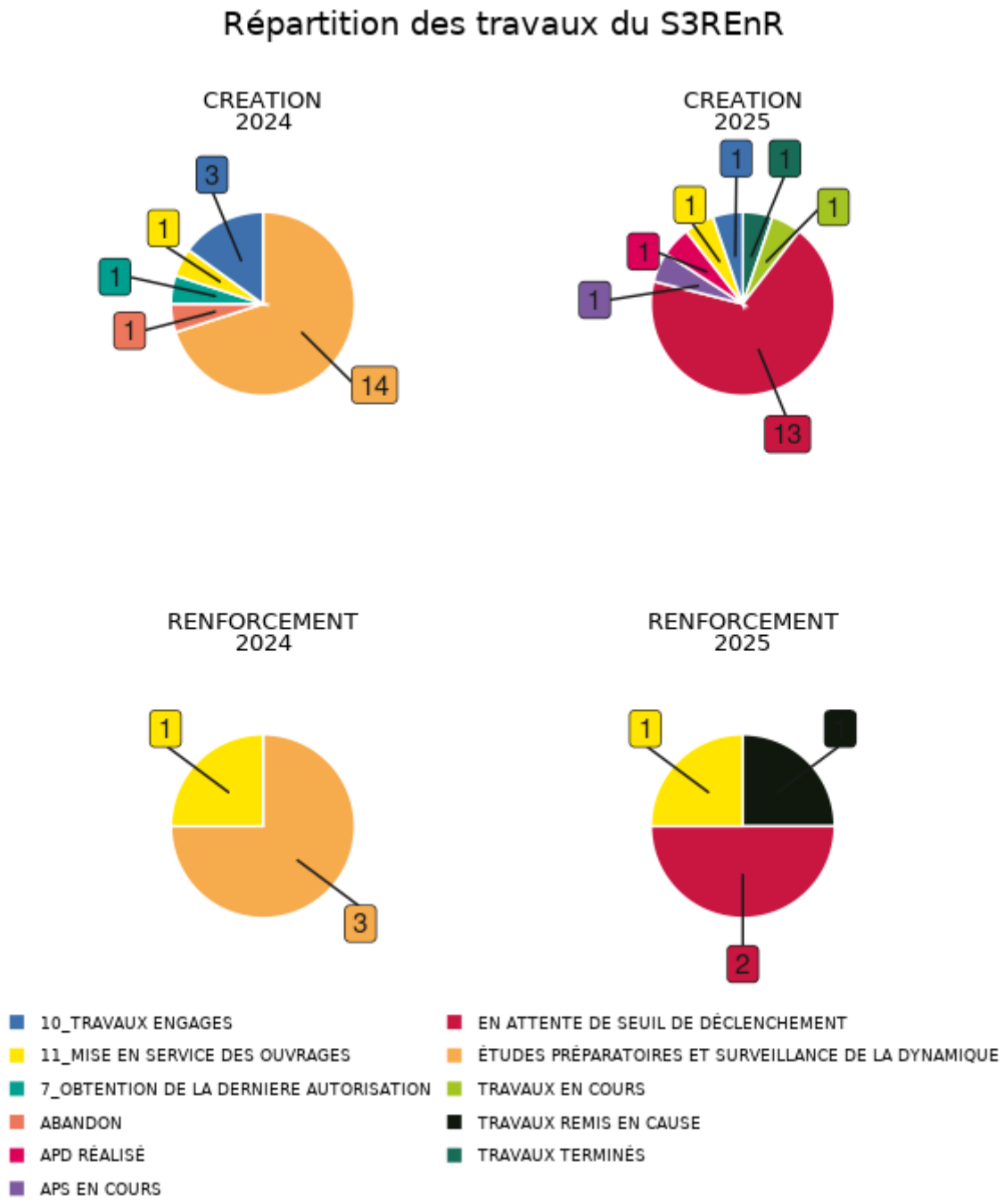
Direction Technique (DT)

Contact: rte-cner-cartographies@rte-france.com

AVANCEMENT DES TRAVAUX

5 % des ouvrages de création sont en service

En complément, 90 % des ouvrages de création inscrits au schéma ont atteint le seuil de déclenchement de leurs travaux, et 100 % des ouvrages de renforcement.

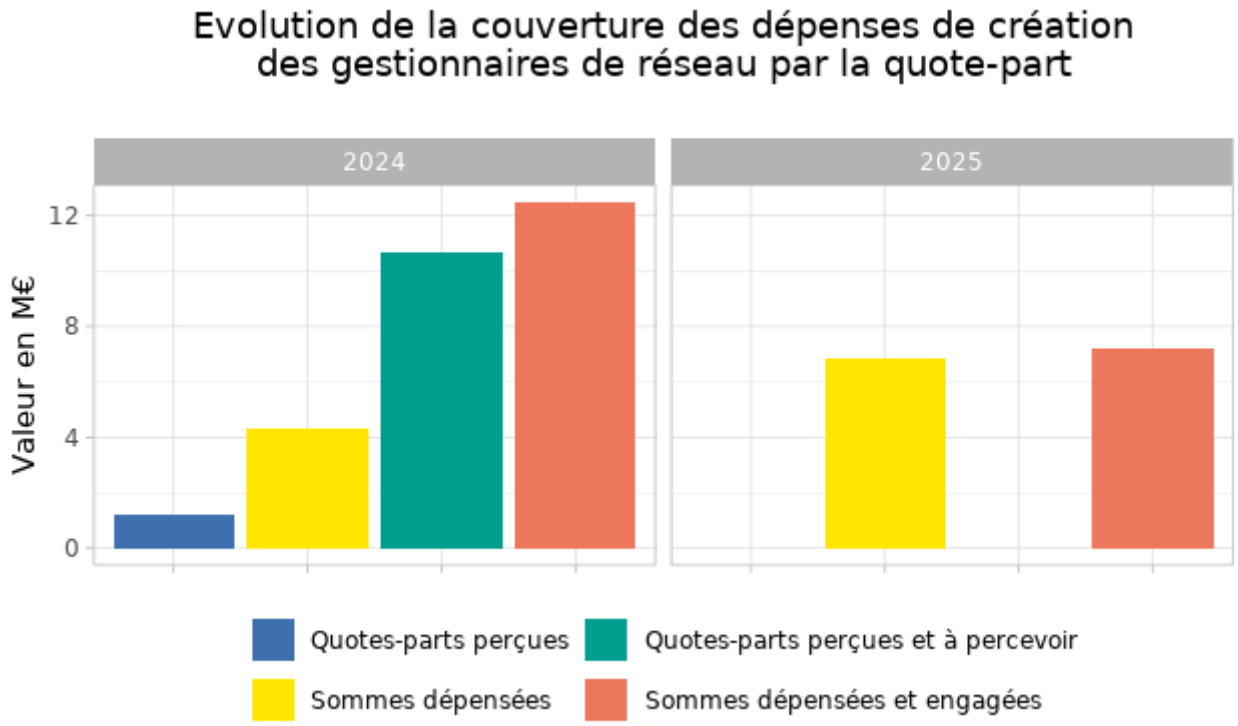


La liste détaillée des travaux de création et de renforcement du schéma ainsi que leur avancement, l'état du seuil de déclenchement, le seuil d'engagement, et leurs coûts figurent en annexe 2. Les différents stades d'avancement des projets inscrits au schéma sont détaillés en annexe 3.

ETAT FINANCIER DU SCHÉMA

0.3 M€ de quote-part versés par les producteurs et 6.8 M€ dépensés pour les travaux de création à fin 2025

Le montant de quote-part versé par les producteurs représente 2 % des sommes dépensées par les gestionnaires de réseau pour les créations à fin 2025. 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.

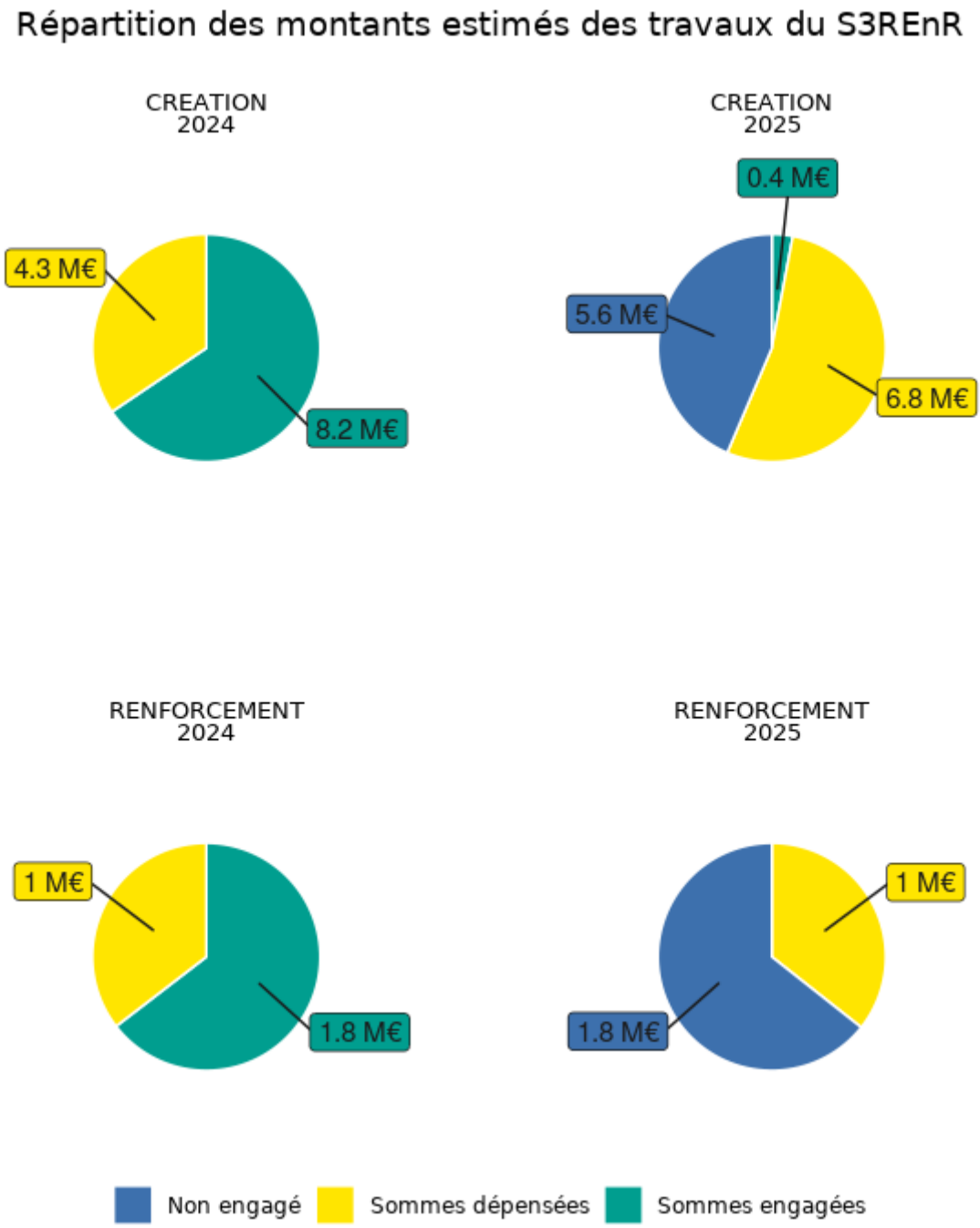


0 M€ (0 % du coût prévisionnel des travaux de création)

Il s'agit du montant qui serait perçu par les gestionnaires de réseau si les installations de production diffuse 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 financée 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 0 MW de production diffuse en service et en développement depuis l'approbation du S3REnR sont recensés à fin 2025.

7.8 M€ dépensés par les gestionnaires de réseau

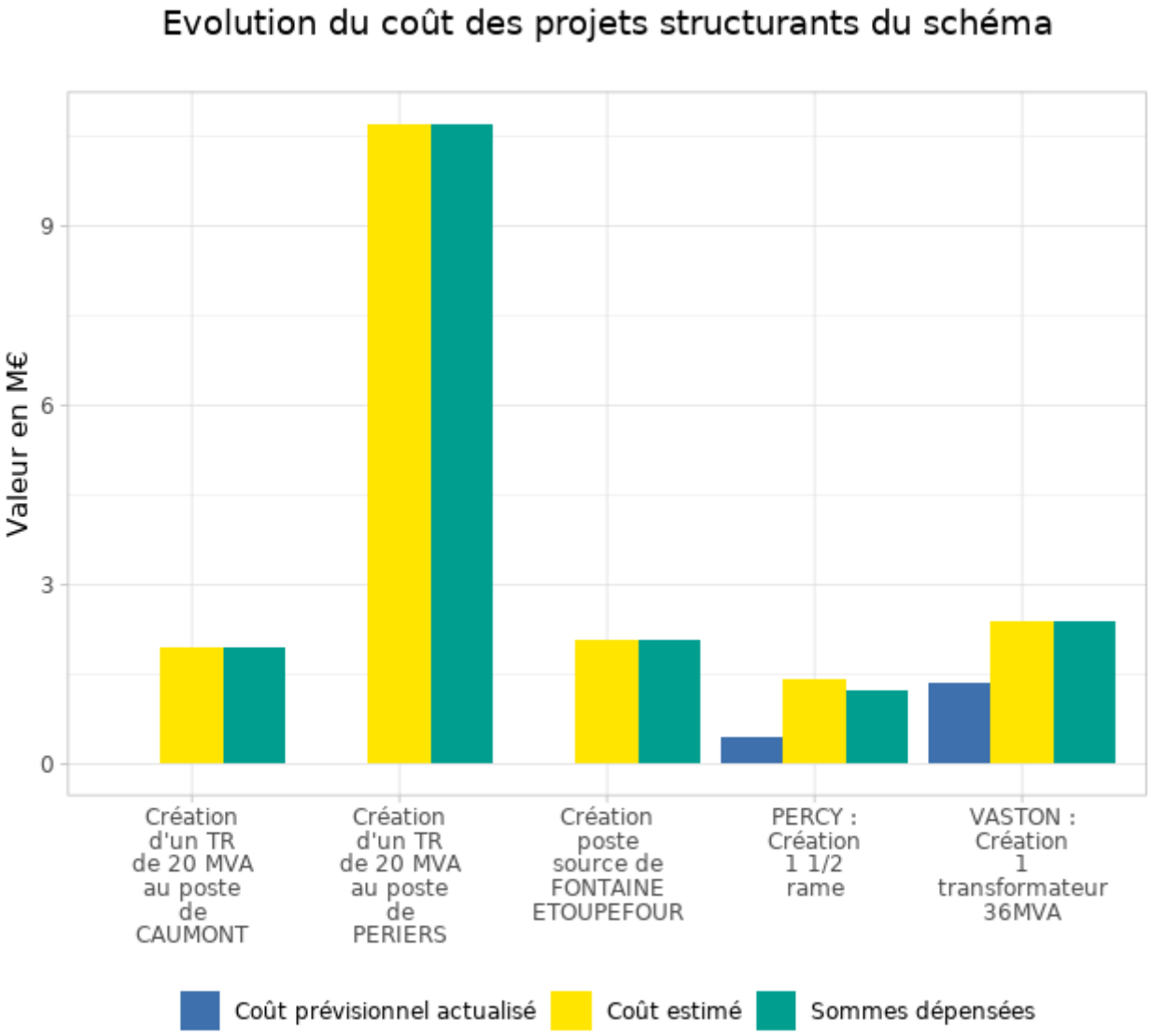
au titre des investissements de création et de renforcement, soit environ 50 % des montants estimés des travaux.



Le coût estimé des travaux de création est de 12.7 M€.

Ce montant représente une évolution de 41 % du coût des investissements de création par rapport au coût prévisionnel actualisé du schéma de 9 M€. Cette évolution de 3.7 M€ découle principalement des évolutions de consistance des travaux décidés à l'issue des études techniques détaillées, de l'évolution des prix des marchés postes et de la mise en place de paliers numériques dans les postes qui n'avaient pas été pris en compte initialement.

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


Evolution du coût des projets structurants du schéma
Valeur en M€
0
3
6
9
Création d'un TR de 20 MVA au poste de CAUMONT
Création d'un TR de 20 MVA au poste de PERIERS
Création poste source de FONTAINE ETOUPEFOUR
PERCY : Création 1 1/2 rame
VASTON : Création 1 transformateur 36MVA
Coût prévisionnel actualisé
Coût estimé
Sommes dépensées

INDICATEURS DE SUIVI DE MISE EN OEUVRE 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 ci-après.

Enjeu environnemental	Indicateur de suivi de la mise en œuvre du schéma	Valeurs de l'année 2025	Valeur objectif issue de l'évaluation environnementale

CONCLUSION

Ce bilan du S3REnR Basse-Normandie permet de consolider les enseignements suivants :

- La poursuite de la mise en service d'ouvrages, qu'ils soient de l'état initial ou inscrits dans le schéma, contribue à la libération d'un volume toujours plus important de capacité réservée aux producteurs ;
- L'attribution des capacités réservées du S3REnR conduit à recourir au mécanisme de transfert de capacités et de travaux à isocoûts.

ANNEXES ET CLÉS DE LECTURE

Evolution de la production EnR

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

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.

Aménagements du schéma

Les transferts de capacité réservée notifiés au préfet de région pour l'année 2025 sont détaillés ci-dessous.

```
## Error in flextable(params$df_transferts_annexe): ncol(data) > 0 n'est pa
s TRUE
```

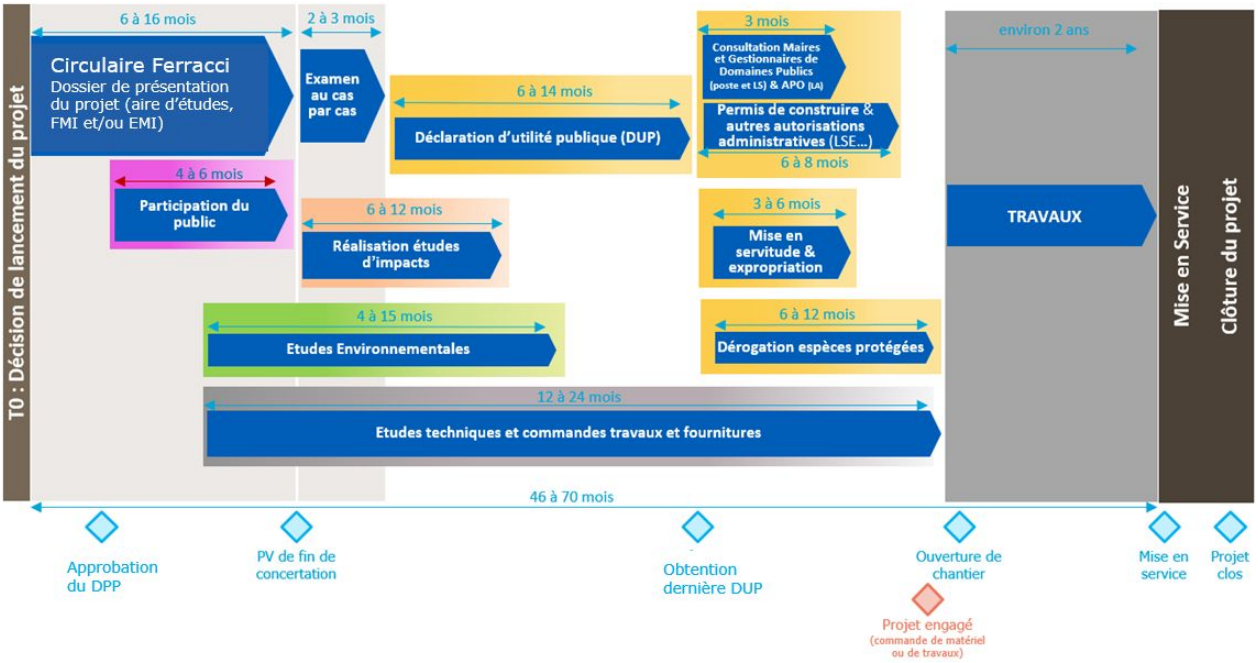
Avancement des travaux

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€.

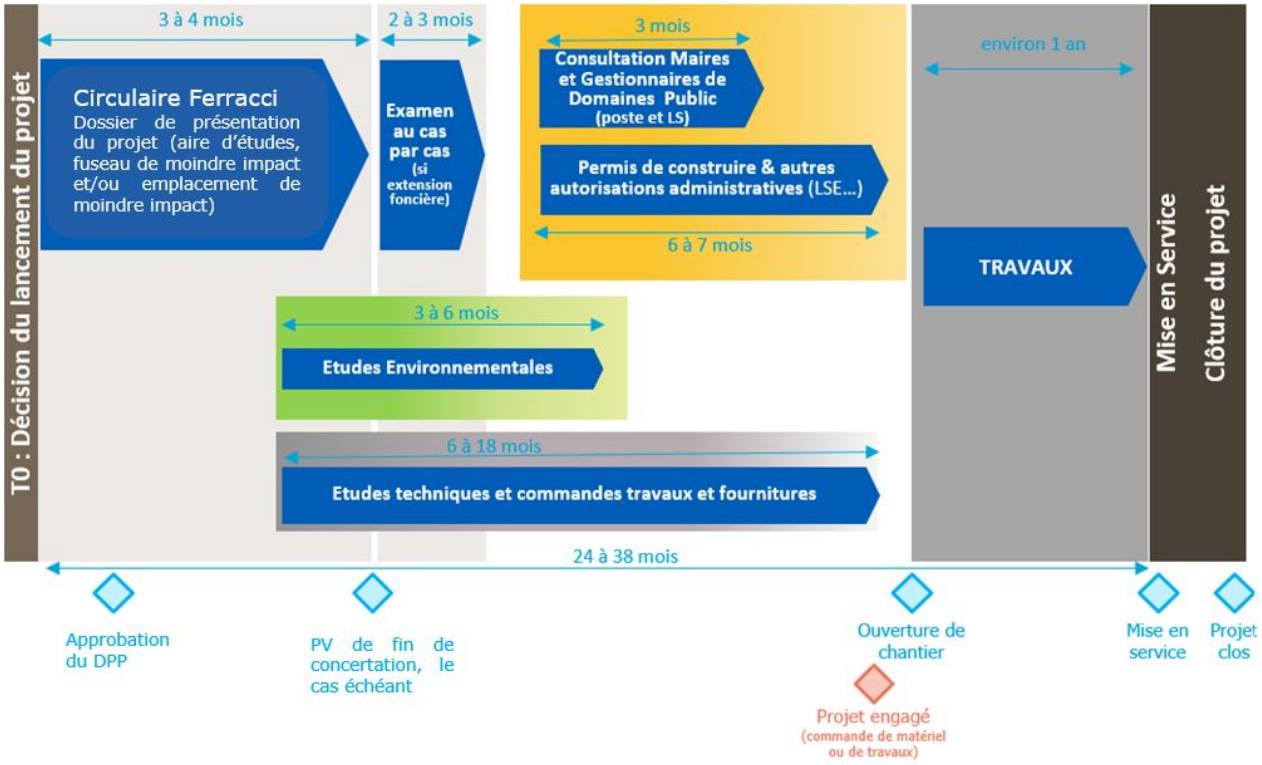
A noter que l'élaboration des S3REnR est réalisée à un stade d'anticipation et dans des délais tels que les analyses de consistance des travaux sont établies sur la base des seules informations immédiatement accessibles, voire « à dire d'expert », et restent

relativement sommaires. Une fois ces consistances sommaires définies a 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 (circulaire Ferracci…) et de l'instruction administrative, d'une part dans le cas d'un projet simple 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 :

- En surveillance de la dynamique : les signaux faibles de développement de projets matures dans la zone ne justifient pas d'engager la phase travaux.
- Approbation DPP : après envoi officiel du DPP (Dossier de Présentation du Projet) à l'autorité administrative compétente (Ministre chargé de l'Energie pour les liaisons HTB3, Préfet pour les autres niveaux de tension). Dans le cas particulier des projets de moindre envergure, si l'autorité administrative compétente ne formule pas de remarques sous un mois après l'envoi officiel, le FMI proposé est réputé validé.
- 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 2 voire 3 temps : élaboration et validation du dossier de présentation du projet, concertation sur l'aire d'étude sous l'égide du préfet et concertation sur le fuseau/emplacement de moindre impact (ces 2 dernières étapes pouvant être fusionnées).
- 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. En cas de non-exemption d'étude d'impact, cette évaluation environnementale consiste à réaliser une étude pour étudier les incidences du projet sur l'environnement et la santé, puis à consulter l'Autorité environnementale, les collectivités territoriales, puis le public (via une enquête publique) afin que l'autorité compétente autorise le projet.
- Obtention dernière DUP : 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 (postes) ou de conventions amiables (lignes), la DUP permet d'engager une procédure d'expropriation (postes) ou de mise en servitude (lignes).
- 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, partagées avec les acteurs, confirment la tendance.

Avancement des travaux de l'état initial

Travaux de l'état initial réalisés par RTE

Travaux de l'état initial réalisés par RTE			
Ouvrage	**Etat d'avancement**	**Date prévisionnelle de mise en service**	**Commentaires**
Création d'un TR de 20 MVA au poste de CAUMONT	11_MISE EN SERVICE DES OUVRAGES	2018	
Création d'un TR de 20 MVA au poste de PERIERS	11_MISE EN SERVICE DES OUVRAGES	2015	
Création poste source de FONTAINE ETOUPEFOUR	11_MISE EN SERVICE DES OUVRAGES	2021	
Création poste source de GER	11_MISE EN SERVICE DES OUVRAGES	2020	
Création poste source de LE GUISLAIN	11_MISE EN SERVICE DES OUVRAGES	2021	

Avancement des travaux du S3REnR

Travaux de création réalisés par ENEDIS

Travaux de création réalisés par ENEDIS									
Ouvrage	**Seuil de déclenchement des travaux**	**Etat d'avancement**	**Semestre prévisionnel de mise en service mis à jour**	**Coût prévisionnel indiqué dans le S3REnR (en k€)**	**Coût prévisionnel actualisé au 31/12 avec l'indice TP12a (en k€)**	**Coût estimé au 31/12 (en k€)**	**Montant déjà dépensé à la date d'établissement du bilan ou de l'état (en k€)**	**Projet engagé**	**Commentaires**
ALENCON : Création 1 1/2 rame	NON	EN ATTENTE DE SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		364	456.456	456.456			
ALERIE : Création 1 1/2 rame	NON	EN ATTENTE DE SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		364	456.456	456.456			
ARGENTAN : Création 1 1/2 rame	NON	EN ATTENTE DE SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		364	456.456	456.456			
AUBE : Création 1 1/2 rame	NON	EN ATTENTE DE SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		364	456.456	456.456			

Travaux de création réalisés par ENEDIS									
Ouvrage	**Seuil de déclenchement des travaux**	**Etat d'avancement**	**Semestre prévisionnel de mise en service mis à jour**	**Coût prévisionnel indiqué dans le S3REnR (en k€)**	**Coût prévisionnel actualisé au 31/12 avec l'indice TP12a (en k€)**	**Coût estimé au 31/12 (en k€)**	**Montant déjà dépensé à la date d'établissement du bilan ou de l'état (en k€)**	**Projet engagé**	**Commentaires**
BACCHUS : Création 1 1/2 rame	NON	EN ATTENTE DE SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		364	456.456	456.456			
CAUMONT : Création 1 1/2 rame	NON	EN ATTENTE DE SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		364	456.456	447.356			
FLERS : Création 1 1/2 rame	NON	EN ATTENTE DE SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		184	230.736	230.736			
GACE : Création 1 1/2 rame	OUI	TRAVAUX TERMINÉS	S1 2018	364	456.456	1392.073	1392.073	OUI	1er passage en mini-PCCN. Raccordemement 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. Surcout batiment en pas de 800. Renouvellement des UA (manque de place).
GER : Création 1 1/2 rame	NON	EN ATTENTE DE SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		364	456.456	447.356			
LOISIVIERE : Création 1 1/2 rame	NON	EN ATTENTE DE SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		364	456.456	447.356			

Travaux de création réalisés par ENEDIS									
Ouvrage	**Seuil de déclenchement des travaux**	**Etat d'avancement**	**Semestre prévisionnel de mise en service mis à jour**	**Coût prévisionnel indiqué dans le S3REnR (en k€)**	**Coût prévisionnel actualisé au 31/12 avec l'indice TP12a (en k€)**	**Coût estimé au 31/12 (en k€)**	**Montant déjà dépensé à la date d'établissement du bilan ou de l'état (en k€)**	**Projet engagé**	**Commentaires**
PERCY : Création 1 1/2 rame	OUI	APD RÉALISÉ	S2 2026	364	456.456	1433.000	1240.000	OUI	Besoin de création d'un nouveau batiment 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. Raccordemement 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	EN ATTENTE DE SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		364	456.456	447.356			
THIOT : Création 1 1/2 rame	OUI	APS EN COURS	S1 2028	364	456.456	447.356		NON	Besoin de création d'un nouveau batiment (zone inondable) pour ajout de la 1/2 rame. (non encore chiffré)
TOLMER : Création 1 1/2 rame	NON	EN ATTENTE DE SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		184	230.736	226.136			
VASTON : Création 1 1/2 rame	OUI	TRAVAUX EN COURS	S2 2025	364	456.456	996.000	996.000	OUI	Besoin de création d'un nouveau batiment pour ajout de la 1/2 rame. Raccordemement de la 1/2 rame S3R en double attache sur les 2

Travaux de création réalisés par ENEDIS									
Ouvrage	**Seuil de déclenchement des travaux**	**Etat d'avancement**	**Semestre prévisionnel de mise en service mis à jour**	**Coût prévisionnel indiqué dans le S3REnR (en k€)**	**Coût prévisionnel actualisé au 31/12 avec l'indice TP12a (en k€)**	**Coût estimé au 31/12 (en k€)**	**Montant déjà dépensé à la date d'établissement du bilan ou de l'état (en k€)**	**Projet engagé**	**Commentaires**
									TR (donc ajout d'une rame).
VILLEDIEU : Création 1 1/2 rame	NON	EN ATTENTE DE SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		184	230.736	226.136			
VIRE : Création 1 1/2 rame	NON	EN ATTENTE DE SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		364	456.456	447.356			

Travaux de renforcement réalisés par ENEDIS

Travaux de renforcement réalisés par ENEDIS									
Ouvrage	**Seuil de déclenchement des travaux**	**Etat d'avancement**	**Semestre prévisionnel de mise en service mis à jour**	**Coût prévisionnel indiqué dans le S3REnR (en k€)**	**Coût prévisionnel actualisé au 31/12 avec l'indice TP12a (en k€)**	**Coût estimé au 31/12 (en k€)**	**Montant déjà dépensé à la date d'établissement du bilan ou de l'état (en k€)**	**Projet engagé**	**Commentaires**
BACCHUS : Mutation du transformateur 20 MVA en 36 MVA	NON	EN ATTENTE DE SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		720	902.88	902.88		NON	
CAUMONT : Mutation du transformateur 20 MVA en 36 MVA	NON	EN ATTENTE DE SEUIL DE DÉCLENCHEMENT		720	902.88	902.88		NON	
GER : Mutation du transformateur 20 MVA de Ger en 36 MVA	NON	TRAVAUX REMIS EN CAUSE		720	902.88			NON	Le poste est construit avec un TR de 36 MVA

Travaux de création réalisés par RTE

Travaux de création réalisés par RTE									
Ouvrage	**Seuil de déclenchement des travaux**	**Etat d'avancement**	**Semestre prévisionnel de mise en service mis à jour**	**Coût prévisionnel indiqué dans le S3REnR (en k€)**	**Coût prévisionnel actualisé au 31/12 avec l'indice TP12a (en k€)**	**Coût estimé au 31/12 (en k€)**	**Montant déjà dépensé à la date d'établissement du bilan ou de l'état (en k€)**	**Projet engagé**	**Commentaires**
CRÉATION D'UN TR DE 36 MVA AU POSTE DE VASTON	OUI	11_MISE EN SERVICE DES OUVRAGES	2025	594	594	872	787	OUI	
Création d'un TR de 36 MVA au poste de FERRIERES	NON	20_TRAVAUX TRANSFÉRÉS							Projet transféré vers VASTON - à supprimer

Travaux de renforcement réalisés par RTE

Travaux de renforcement réalisés par RTE									
Ouvrage	**Seuil de déclenchement des travaux**	**Etat d'avancement**	**Semestre prévisionnel de mise en service mis à jour**	**Coût prévisionnel indiqué dans le S3REnR (en k€)**	**Coût prévisionnel actualisé au 31/12 avec l'indice TP12a (en k€)**	**Coût estimé au 31/12 (en k€)**	**Montant déjà dépensé à la date d'établissement du bilan ou de l'état (en k€)**	**Projet engagé**	**Commentaires**
Création d'une cellule ligne au poste d'Orbec (Prod > 12 MW)	OUI	11_MISE EN SERVICE DES OUVRAGES	2020			1000	1000	OUI	

Travaux de création réalisés par RTE/ENEDIS									
Ouvrage	**Seuil de déclenchement des travaux**	**Etat d'avancement**	**Semestre prévisionnel de mise en service mis à jour**	**Coût prévisionnel indiqué dans le S3REnR (en k€)**	**Coût prévisionnel actualisé au 31/12 avec l'indice TP12a (en k€)**	**Coût estimé au 31/12 (en k€)**	**Montant déjà dépensé à la date d'établissement du bilan ou de l'état (en k€)**	**Projet engagé**	**Commentaires**
FERRIERE : Création 1 transformateur 36MVA	NON	TRAVAUX TRANSFÉRÉS		0	0.000	0		NON	Transfert vers VASTON
VASTON : Création 1 transformateur 36MVA	OUI	10_TRAVAUX ENGAGES	S2 2025	1078	1351.812	2393	2393	OUI	Transfert depuis FERRIERE Augmentation des coûts car TFO ONAN + mise en conformité env

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 développement 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.

Capacités réservées par poste

Tableau des capacités réservées au 31 décembre 2025			
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	2.9	15.4
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
CARPENTIER (SNCF)	0.0	0.0	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

Tableau des capacités réservées au 31 décembre 2025			
Poste	**Capacité réservée sur le poste (MW)**	**Capacité réservée affectée (MW)**	**Capacité réservée résiduelle (MW)**
CREULLY	1.0	1.0	0.0
LE CROISSANT (SNCF)	0.0	0.0	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
FRENECOURT (SNCF)	0.0	0.0	0.0
GACE	15.4	15.4	0.0
GER	16.6	0.0	16.6
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	12.0	1.9
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

Tableau des capacités réservées au 31 décembre 2025			
Poste	**Capacité réservée sur le poste (MW)**	**Capacité réservée affectée (MW)**	**Capacité réservée résiduelle (MW)**
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