



Le réseau
de transport
d'électricité

SCHÉMA RÉGIONAL DE RACCORDEMENT AU RÉSEAU DES ÉNERGIES RENOUVELABLES (S3REnR) DE NOUVELLE-AQUITAINE



Eclairage au préfet

05 février 2026



1.	Préambule – objectif du document d'éclairage au Préfet	3
2.	Etapes constitutives de la révision d'un S3REnR.....	3
3.	Etat des lieux du parc de production renouvelable de la région Nouvelle Aquitaine	4
4.	Etat des lieux du S3REnR de la région Nouvelle Aquitaine	4
5.	Situations de saturation rencontrées sur la région Nouvelle Aquitaine	6
6.	Données d'entrée et constitution des scénarios de gisements consolidés	10
	Représentation des gisements :	11
7.	Analyses réalisées en vue de la révision du schéma de la région Nouvelle Aquitaine	13
7.1.	Méthode d'étude	13
7.2.	Comparaison des résultats pour les deux scénarios de capacité	13
7.3.	Eclairage sur l'enjeu de spatialisation des gisements.....	14
7.4.	Eclairage sur le réseau de grand transport	16
8.	Synthèse et conclusion	17
9.	Annexe 1.....	20

1. Préambule – objectif du document d'éclairage au Préfet

Le document s'inscrit dans le processus de révision du S3REnR de la région Nouvelle-Aquitaine.

Il met à disposition du Préfet les premières analyses relatives aux besoins d'investissement dans le réseau public de transport d'électricité, qui permettront d'atteindre les ambitions de raccordement des énergies renouvelables (EnR) terrestres identifiées au niveau régional.

Sur la base du document d'éclairage, le Préfet fixe la capacité globale de raccordement du S3REnR.

2. Etapes constitutives de la révision d'un S3REnR

L'article D.321.20-3 du code de l'énergie précise que la durée indicative de la révision est de deux ans.

La Figure n°1 présente les étapes et jalons majeurs de mise en œuvre de la révision d'un S3EnR.

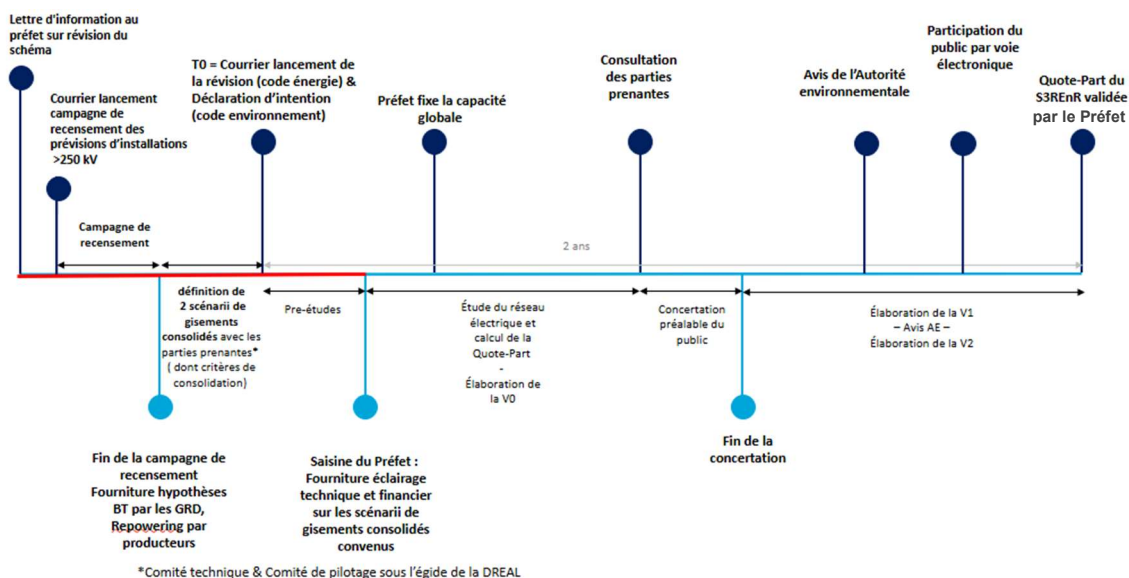


Figure 1 : planning indicatif de la révision d'un S3REnR

3. Etat des lieux du parc de production renouvelable de la région Nouvelle Aquitaine

Les installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables sont principalement concentrées sur le nord de la région pour l'énergie éolienne et réparties sur l'ensemble du territoire régional pour l'énergie solaire.

Fin novembre 2025, le parc de production raccordé au réseau électrique et issu d'énergies renouvelables dans la région Nouvelle Aquitaine était constitué d'environ 11 200 MW, décomposés comme suit :

- 2 101 MW d'éolien terrestre
- 6 447 MW de solaire photovoltaïque
- 2 241 MW d'hydraulique
- 358 MW de bioénergies

Ce parc de production fait l'objet d'une dynamique de développement rapide avec environ 1 200 MW raccordés en 2024 (+13% par rapport à 2023) et plus de 1000 MW raccordés entre janvier et novembre 2025. La filière solaire photovoltaïque constitue la filière majoritaire dans la région Nouvelle Aquitaine avec plus de la moitié de la capacité renouvelable raccordée.

Pour les scénarios étudiés dans la suite du document, seules les filières photovoltaïque et éolien terrestre ont été considérées.

4. Etat des lieux du S3REnR de la région Nouvelle Aquitaine

Le S3REnR en vigueur de la région Nouvelle Aquitaine, approuvé le 5 février 2021, puis adapté en février et novembre 2023 dispose d'une capacité globale de 16 350 MW d'énergies renouvelables sur le réseau pour une quote-part de 90.84 k€/MW en 2025. Le taux d'affectation des capacités réservées était de 93% en novembre 2025 (la capacité restante non attribuée est de 1,2 GW). Le fait que les capacités soient réservées ne veut pas nécessairement dire qu'elles seront effectivement utilisées.

Si l'ensemble des projets en file d'attente se réalisait, la capacité EnR raccordée serait de 22 GW sur la région Nouvelle Aquitaine. Il existe néanmoins un doute sur la réalisation effective d'une part importante des projets ayant réservé cette capacité.

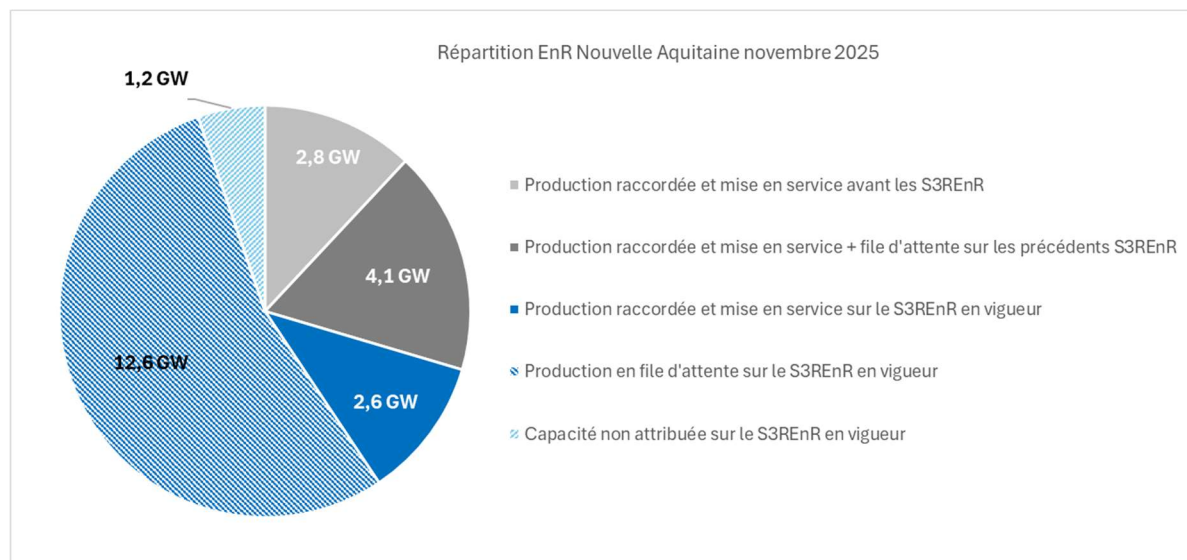


Figure 2 : répartition EnR Nouvelle Aquitaine

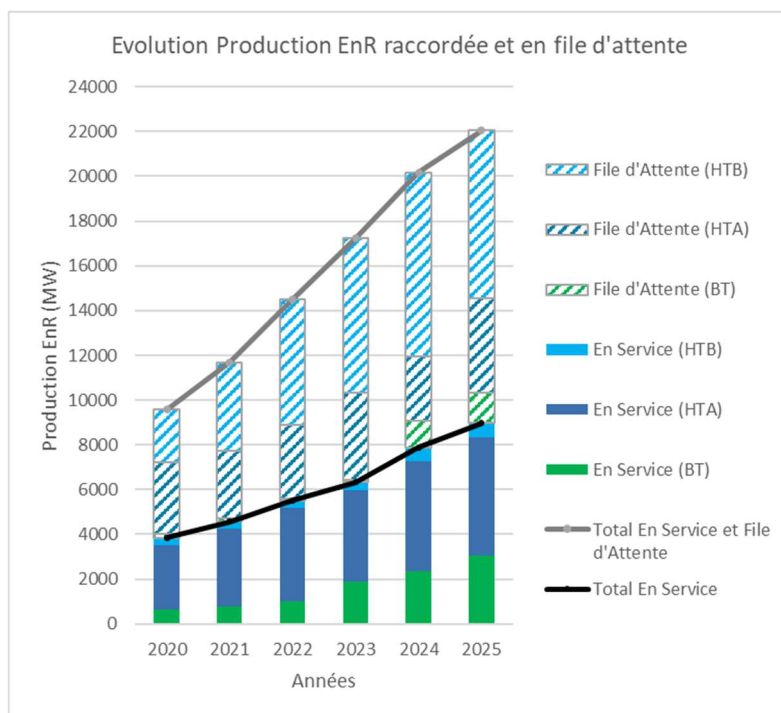


Figure 3 : évolution annuelle EnR¹

Compte tenu de la dynamique de mise en service et de réservation des capacités, RTE a lancé la révision du S3REnR de la région Nouvelle Aquitaine et l'a notifiée le 13 mars 2025.

Au cours du deuxième semestre 2025, conformément à la démarche engagée par la DGEC, RTE et Enedis au niveau national, un important travail a été mené avec la DREAL pour caractériser les projets ayant sécurisé leur accès au réseau et ainsi fiabiliser les hypothèses utilisées pour l'élaboration du schéma. En croisant les données entre le soutien financier public, l'accès au réseau et les documents d'urbanisme, l'analyse a permis de mettre en évidence une différence importante entre les capacités en file d'attente, à savoir les 12.6 GW à novembre 2025 en Nouvelle-Aquitaine, et les projets pouvant être mis en service rapidement.

Plus précisément, à la fin de l'année 2025, 59 projets HTB avaient contractualisé leur accès au réseau pour une puissance totale d'environ 7.5 GW. Sur ces 59 projets, seulement 9 projets avaient finalisé leurs instructions administratives et 22 projets étaient en cours d'instruction. Les autres n'ont pas d'instruction en cours. Par ailleurs, aucun de ces 59 projets n'a été identifié à date comme ayant à la fois sécurisé son raccordement, ses autorisations administratives et son dispositif de soutien financier. Ainsi sur le réseau de transport d'électricité, aucun projet en file d'attente en Nouvelle Aquitaine ne peut être considéré, à date, comme certain sur la base de ces critères cumulatifs.

¹ HTB – Haute Tension > 50 kV ; HTA – Haute Tension ≤ 50 kV ; BT – Basse Tension

5. Situations de saturation rencontrées sur la région Nouvelle Aquitaine

Sur le réseau électrique de la région Nouvelle Aquitaine, certains postes rencontrent des situations de saturation. Néanmoins, ce terme recouvre plusieurs réalités différentes qu'il convient de dissocier en trois : (i) saturation contractuelle, (ii) saturation physique et (iii) contraintes d'exploitation du réseau.

Sur la saturation contractuelle

La saturation contractuelle est de loin la plus importante sur la région. En effet, elle existe lorsque la prise en compte des projets ayant des droits d'accès au réseau aboutit à ne plus accepter de nouvelles demandes de raccordement. La carte affichée plus bas (figure 4) permet de visualiser le niveau de saturation contractuelle des postes :

- Les postes représentés en vert n'ont pas de problème de saturation contractuelle.
- Les postes représentés en orange sont les postes dont la capacité est presque intégralement contractualisée par les producteurs.
- Les postes représentés en rouge sont les postes en situation de saturation contractuelle : aucune nouvelle demande de raccordement ne peut être acceptée. En Nouvelle-Aquitaine, cela représente à ce stade 62 postes sources sur les 350 postes mais la situation évolue rapidement.

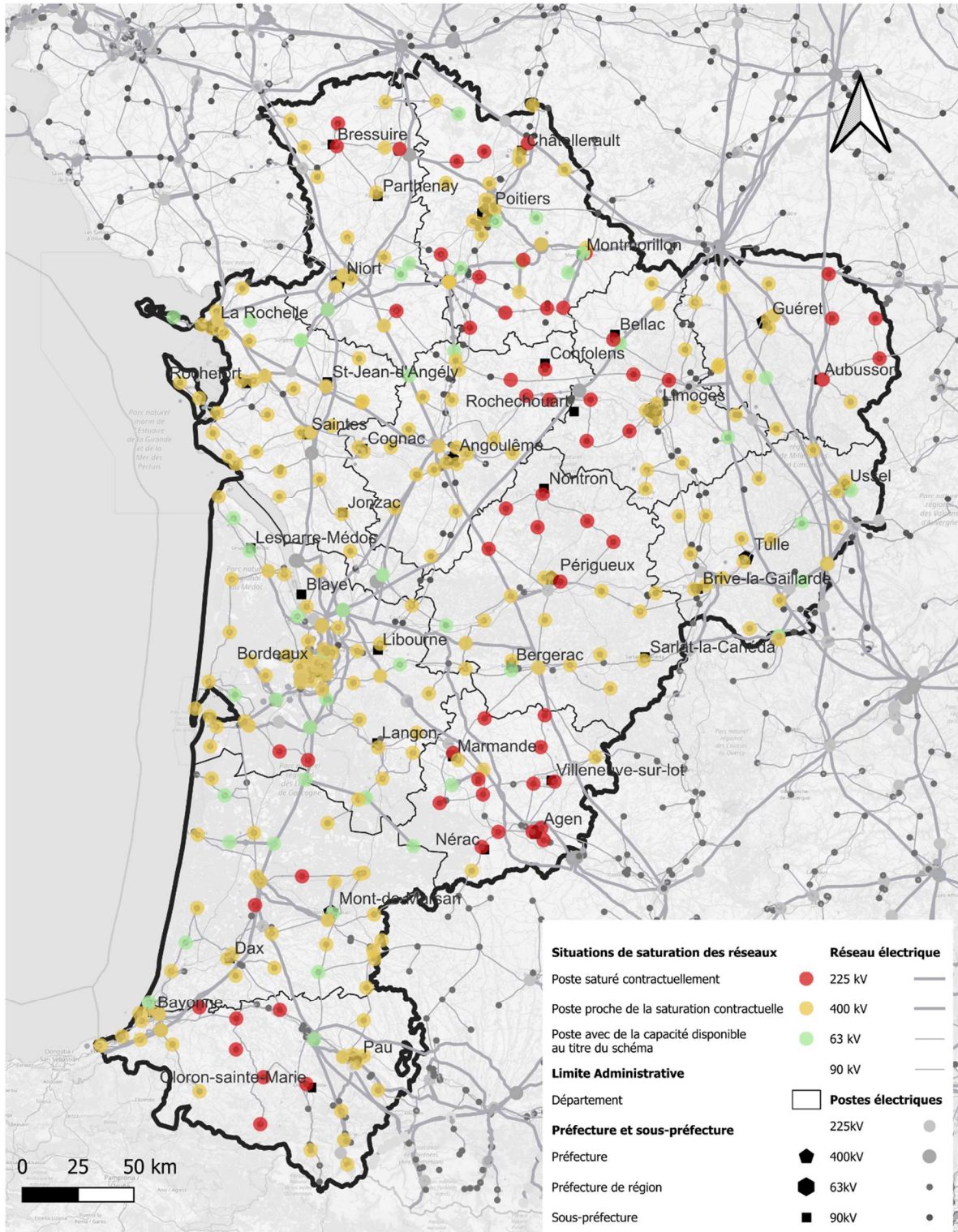


Figure 4 - Utilisation des capacités contractuelles

Sur la saturation physique

La saturation est physique lorsque les projets mis en service utilisent toute la capacité disponible du réseau. Il pourrait être alors nécessaire de réaliser de nouveaux investissements pour raccorder des projets supplémentaires.

Ainsi, RTE considère que les postes s'approchant de la saturation contractuelle, et avec plus de 70% de leur capacité qui se trouve déjà utilisée par des projets effectivement raccordés (cf. rond rouge entouré en bleu sur la figure 5) correspondent à des postes susceptibles d'être saturés physiquement. En Nouvelle Aquitaine, seule la moitié des postes saturés contractuellement sont concernés par le risque de « saturation physique ».

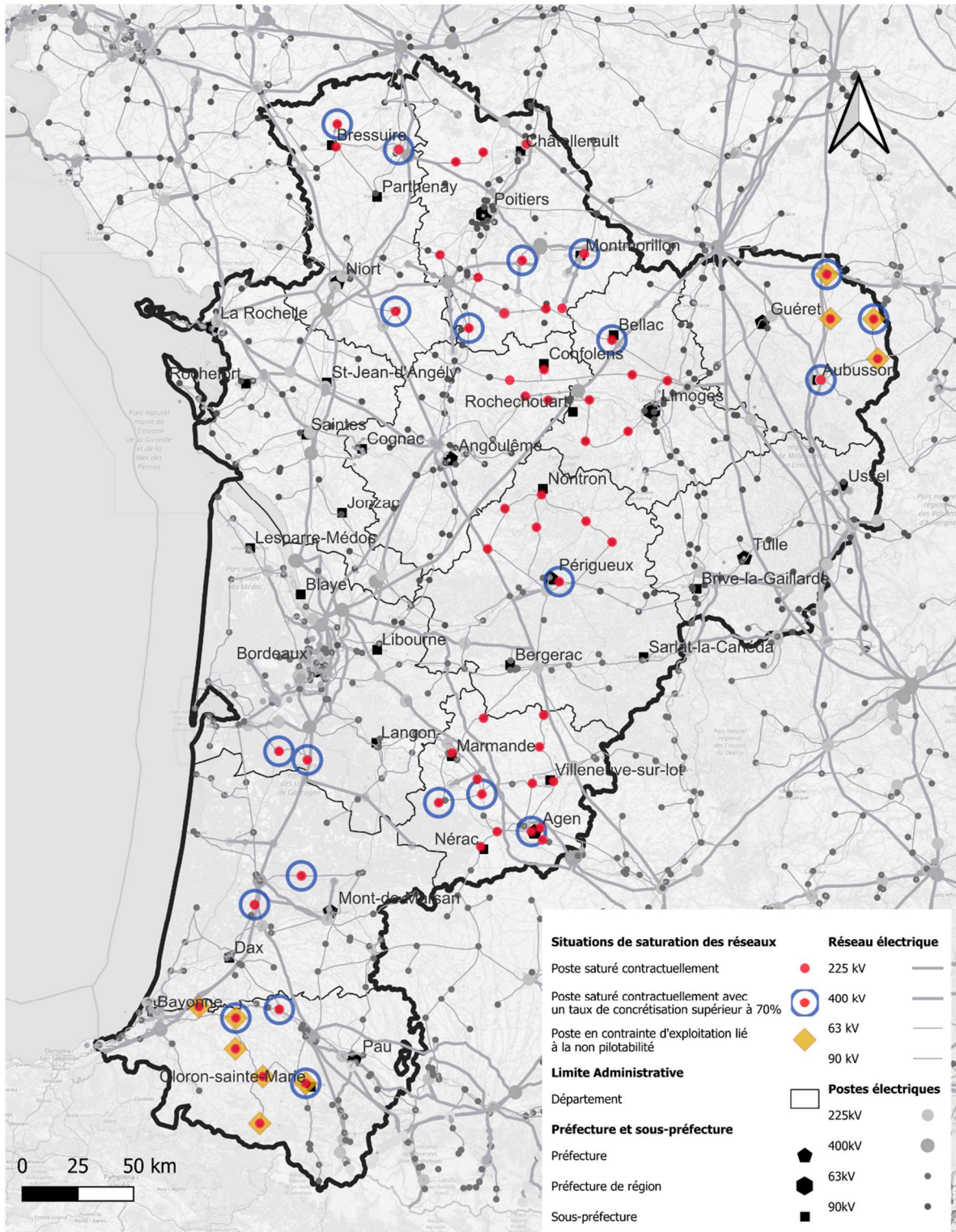


Figure 5 5 : représentation géographique des postes électriques avec des contraintes d'exploitation et des effets de saturation

Sur les contraintes d'exploitation

Environ 10 postes électriques situés dans l'Est Creusois et dans le nord des Pyrénées Atlantiques (signalés par un losange orange dans la Figure 5) présentent des contraintes d'exploitation liées à la non-pilotabilité des productions raccordées en basse tension. En effet, les S3REnR prévoient que les gestionnaires du réseau puissent ponctuellement baisser la production EnR. Cette mesure permet de réduire les besoins de développement du réseau mais elle nécessite de pouvoir effectivement réduire la production pour être en mesure d'exploiter le réseau en sécurité. Pour la production EnR raccordée en basse tension, cette action de pilotage de la production n'est pas possible. En Nouvelle-Aquitaine, cela conduit à des situations de congestion du réseau et nécessite donc pour RTE de mettre en place d'autres mesures d'exploitation pour maintenir l'équilibre des flux. Cela traduit un écart entre le dimensionnement initial du schéma et les besoins effectifs.

6. Données d'entrée et constitution des scénarios de gisements consolidés

Les travaux préparatoires en amont du lancement de la révision (cf. Figure 1) ont permis de recueillir, pour un horizon 2040 :

- les projets d'installations d'énergie renouvelable déclarés dans la plateforme AERO²,
- le volume attendu de « repowering » éolien estimé par le syndicat « France Renouvelable »,
- les gisements de production relevant de la basse tension fournis par les gestionnaires de réseau de distribution (Enedis, SRD et Geredis).

Les hypothèses relatives aux gisements sur la haute tension ont été élaborées à partir du potentiel maximal théoriquement déclaré sur chaque zone de la région Nouvelle-Aquitaine (cf. Figure 6). Les gisements de projets déclarés en « instruction » permettent d'apprécier une dynamique sur le court terme. Les gisements relevant du domaine basse tension ont été fournis par les gestionnaires de réseaux de distribution.

La méthode de traitement de ces gisements est détaillée en annexe 1 du courrier de lancement de révision du S3REnR de la région Nouvelle Aquitaine transmis le 13 mars 2025. Cette méthodologie a également été présentée en comité technique.

Ainsi, les travaux réalisés avec les services de l'Etat et en comité technique avec les parties prenantes, ont permis d'aboutir sur deux scénarii pré-arbitrés en comité de pilotage³ et qui s'établissent comme suit :

- **Un scénario dit « médian » correspondant à une capacité supplémentaire de 10.9 GW** composée de 5.3 GW de gisement sur la basse tension et 5.6 GW de gisement sur la haute tension (incluant les 1.3 GW de « repowering » éolien)
- **Un scénario dit « haut » correspondant à une capacité supplémentaire de 14.1 GW et décliné en deux variantes de répartition :**
 - Soit 5.3 GW de gisement sur la basse tension et 8.8 GW de gisement sur la haute tension (incluant les 1.3 GW de « repowering » éolien),
 - Soit 8.4 GW de gisement sur la basse tension et 5.7 GW de gisement sur la haute tension (incluant les 1.3 GW de « repowering » éolien).

Ces travaux sont à mettre en perspective par rapport aux travaux pilotés par la DGEC, RTE, Enedis et les fédérations de producteurs pour rapprocher les travaux de préparation des S3REnR des scénarios nationaux de développement des énergies renouvelables. Ces travaux ont conduit à l'établissement d'un scénario national à 160 GW de capacités à l'horizon 2040, qui a été régionalisé et présenté aux DREAL le 19 décembre 2025.

RTE considère que le scénario « médian » travaillé au niveau régional est globalement cohérent avec le scénario retenu par la DGEC – qui prévoit 30 GW de capacité renouvelable en Nouvelle-Aquitaine - sous réserve de reprioriser partiellement la file d'attente à hauteur de 3 GW.

De fait, les travaux engagés avec la DREAL ont d'ores et déjà mis en évidence une surréservation capacitaire pour les projets EnR. L'abandon en 2025 de 1GW de projets HTB illustre ce constat.

² Plateforme d'échange numérique mise à disposition des producteurs sur le site RTE pour leur déclaration des prévisions d'installation de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable de puissance supérieure à 250 kilovoltampères qui ne sont pas encore entrées en file d'attente

³ Comité de pilotage du 14 février 2025 présidé par le SGAR Nouvelle-Aquitaine

Représentation des gisements :

Les cartes ci-dessous présentent la spatialisation des gisements sur la haute tension (hors « repowering » de l'éolien) qui ont été définis à partir des déclarations des producteurs sur la plateforme AERO ainsi que le volume attendu de « repowering » de l'éolien, déterminé par France Renouvelable.

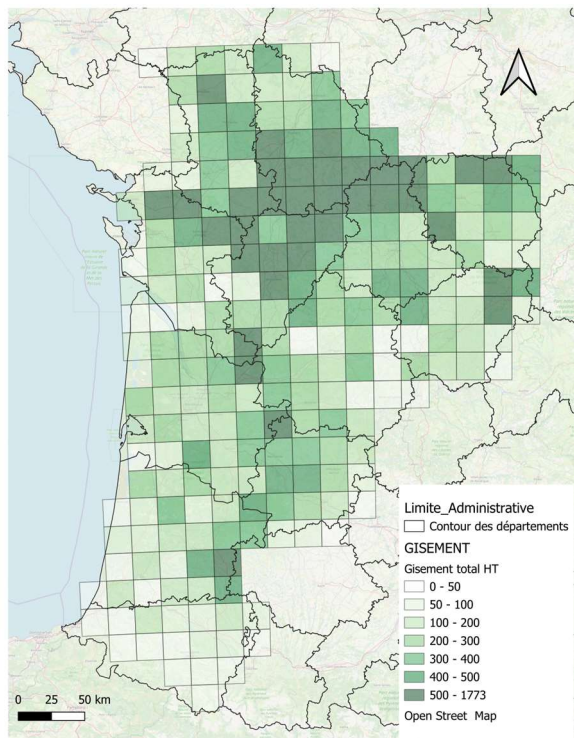


Figure 6 - Gisement HT total

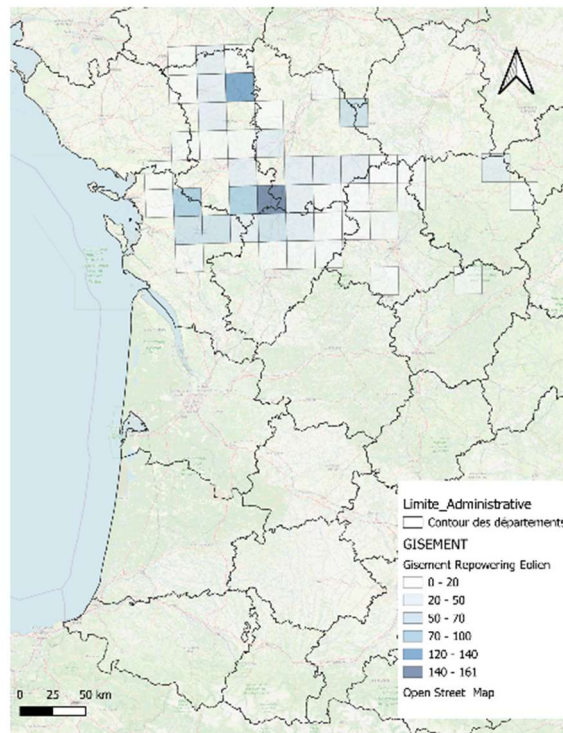


Figure 7 - Gisement « repowering »

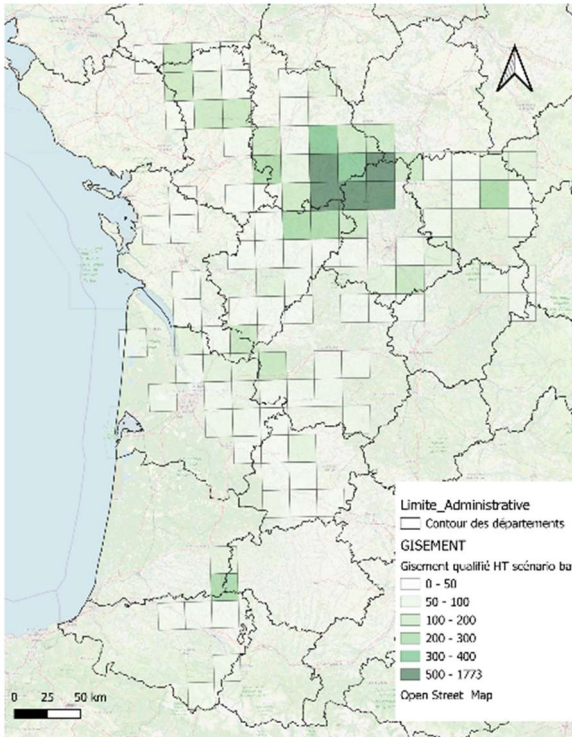


Figure 8 - Gisement HT qualifié bas

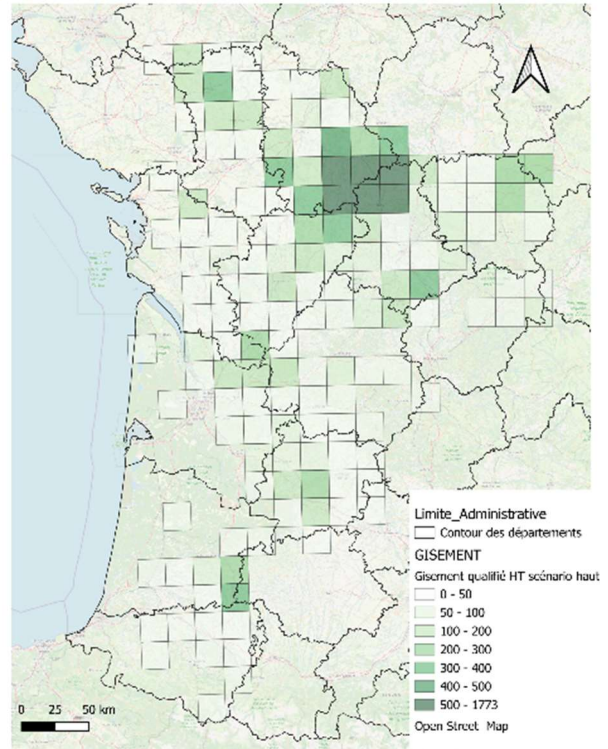


Figure 9 - Gisement HT qualifié haut

Les cartes ci-dessous présentent la spatialisation des gisements sur la basse tension qui ont été définis par les gestionnaires de réseau de distribution :

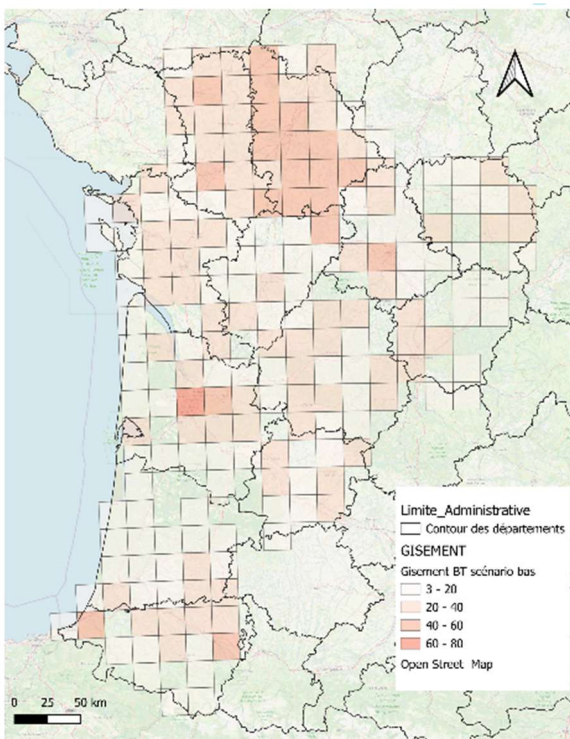


Figure 10 - Gisement BT bas

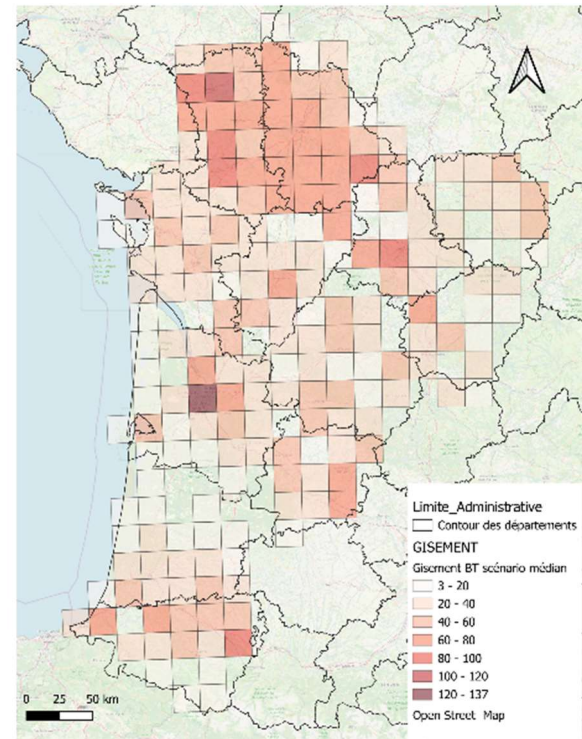


Figure 11 - Gisement BT haut

7. Analyses réalisées en vue de la révision du schéma de la région Nouvelle Aquitaine

7.1. Méthode d'étude

Les premières analyses sur les investissements nécessaires à chaque scénario ont été définies sur la base des gisements haute tension qualifiés, basse tension et « repowering » éolien. Une analyse de robustesse sur la base du gisement de projets en instruction a également été réalisée.

7.2. Comparaison des résultats pour les deux scénarios de capacité

Le tableau ci-dessous synthétise les résultats des études des différents scénarios selon des indicateurs financiers, mais également sur des critères qualitatifs comme le volume de travaux, l'artificialisation des terres et la capacité à mobiliser des leviers d'optimisation.

Nom du scénario	Scénario "Median"	Scénario Haut BT	Scénario Haut HT
Capacité globale (GW)	10,9	14,1	14,1
QuotePart du schéma révisé seul (k€ / MW)	103	99	115
QuotePart avec solde schéma en cours (k€ / MW)	160	144	159
Investissement de création (M€)	1118	1403	1620
Investissement de renforcement (M€)	1172	1458	1256
Nb de poste à construire	20	23	25
Capacité technique supplémentaire	Moyenne	Minimum	Maximale
Volume de travaux	Minimale	Maximale	Moyenne
Artificialisation des terres	Minimale	Moyenne	Maximale
Possibilité de baisse de la quote part	Moyenne	Minimum	Maximale

Les premières études réalisées par RTE montrent que le montant total des investissements qui seraient planifiés est comparable au schéma en vigueur, soit 1,8 Md€. Pour autant, **ces études montrent un changement structurant : le schéma sera beaucoup plus orienté sur les travaux de renforcement du réseau HTB1/HTB2 qu'il ne l'est actuellement.** Cette bascule s'explique principalement par le poids du gisement basse tension qui devra être raccordé sur du réseau existant. Ce dernier devra donc être renforcé pour permettre l'évacuation de cette production alors qu'il n'a pas été construit pour cela au départ.

Le solde estimé du schéma en vigueur aurait un impact significatif de 30 à 40% sur la quote-part du schéma révisé. L'ampleur de ce solde s'explique notamment par le volume des travaux qui doivent encore être réalisés dans le schéma actuel pour répondre aux projets en file d'attente. L'importance de ce solde confirme l'intérêt de travailler sur ces files d'attente dans le cadre de la révision du schéma, ce qui pourrait avoir la bonne propriété de réduire l'impact haussier de ce solde sur la quote-part du futur schéma.

Il résulte des premières études faites par RTE que la quote-part du futur schéma approcherait les 160 k€/MW en incluant le solde estimé du schéma en vigueur. L'incertitude sur cette quote-part est à ce stade à +/- 25% pour les deux scénarios étudiés.

La V0 du schéma sera l'occasion d'optimiser les infrastructures pour limiter la hausse de la quote-part, notamment en travaillant sur la spatialisation des gisements et les files d'attente.

7.3. Eclairage sur l'enjeu de spatialisation des gisements

Par ailleurs, RTE a mené des analyses complémentaires concernant les enjeux de spatialisation des gisements qui servent d'hypothèse à l'élaboration du schéma. Tous les constats sont préliminaires et ont vocation à être complétés dans la V0 du schéma. Ils permettent néanmoins d'apporter un éclairage sur les enjeux associés à cette révision et les marges de manœuvre :

1. **Même en considérant toute la file d'attente comme certaine, certaines zones de la région disposent de capacités déjà disponibles pour se raccorder sans travaux supplémentaires par rapport au réseau actuel.** Ces zones représentent des opportunités pour réduire le coût global du schéma et réduire les délais de raccordement (cf. Figure 12 qui illustre les zones disposant de capacité d'accueil sans travaux). Ainsi, plus la révision du schéma intègrera les gisements de ces zones, plus l'impact sur la quote-part sera baissier.

Dans la région Nouvelle Aquitaine, les capacités disponibles dans ces zones représentent un volume d'environ 400 MW. Ce volume est relativement faible car les capacités préexistantes sur le réseau ont essentiellement été utilisées dans le schéma Nouvelle-Aquitaine en vigueur et dans les précédents schémas Aquitaine, Limousin et Poitou-Charentes.

Cela tend à renforcer l'intérêt de retraiter la file d'attente des projets afin d'augmenter la capacité facilement accessible sur le réseau.

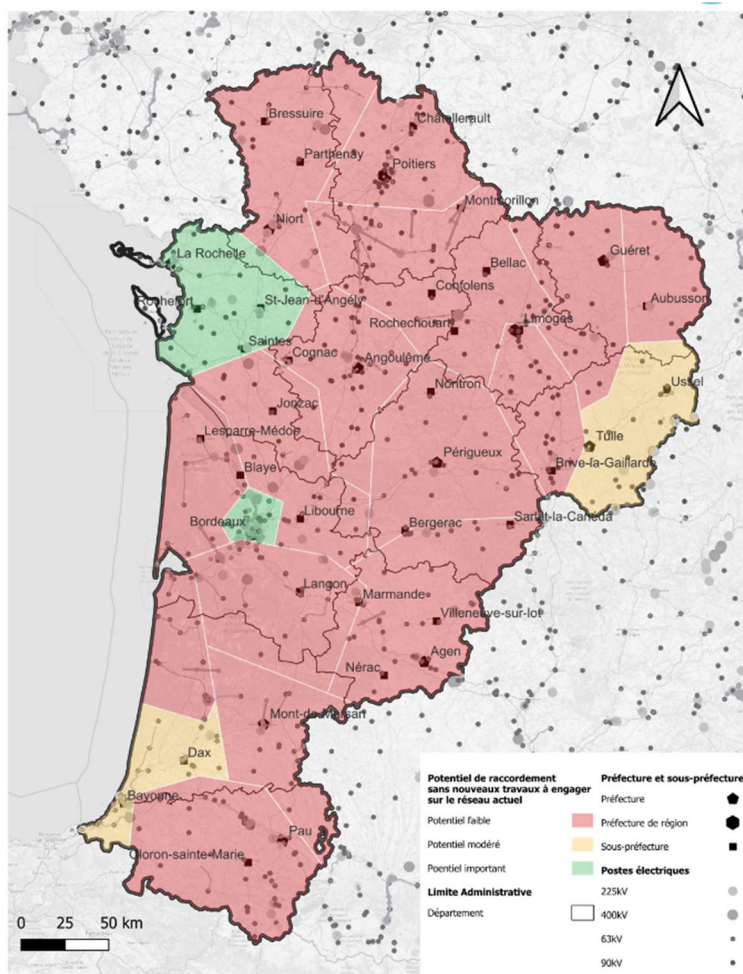


Figure 12 12 : répartition par zone électrique des capacités déjà disponibles selon les informations disponibles de mi-2025

2. **En considérant que toute la file d'attente va se réaliser, il existe un talon de travaux à réaliser pour garantir l'exploitation du réseau dans la région.** L'ordre de grandeur de ce talon d'investissement est de 1.5 Md€ correspondant, pour environ 1 Md€, aux investissements non engagés sur le schéma en vigueur pour raccorder toute la file d'attente et, pour environ 500 M€ d'investissements à planifier sur le nouveau schéma pour lever les contraintes d'exploitation du réseau (déjà rencontrées aujourd'hui) et soulager des zones en « saturation contractuelle ».

3. **Au-delà de ce talon de travaux, les coûts du schéma seront très fortement corrélés au positionnement retenu pour le gisement.**
 - D'une part, certaines zones de la région (cf. zones jaunes de la Figure 13) présentent des caractéristiques favorables à l'accueil d'installation d'énergies renouvelables. Ces zones présentent une structure de réseau permettant de maximiser le volume de raccordement des installations de production pour un montant d'investissement donné. Ainsi en favorisant les gisements de ces zones, il est possible de réduire les investissements et la quote-part mais également limiter les impacts visuels et écologiques sur le territoire, minimiser les inconvénients liés aux travaux et réduire les délais de mise à disposition de la capacité.
 - D'autre part, il existe des zones dans lesquelles la création d'ouvrages sur le réseau sera plus conséquente (cf. zones avec des dégradés de bleu allant jusqu'au gris de la Figure 1415). Plus les gisements de production seront localisés dans les zones grises, plus les besoins d'investissement seront conséquents, prendront du temps de réalisation et auront un effet haussier sur la quote-part.

Ainsi, si le développement des renouvelables se poursuit dans les zones actuellement dynamiques, ils engendreront nécessairement des besoins importants d'investissement dans le réseau public de transport d'électricité. Il est néanmoins possible d'atteindre les objectifs régionaux en développant le dynamisme d'autres zones géographiques. **Il s'agit d'un enjeu important pour la révision du schéma.**

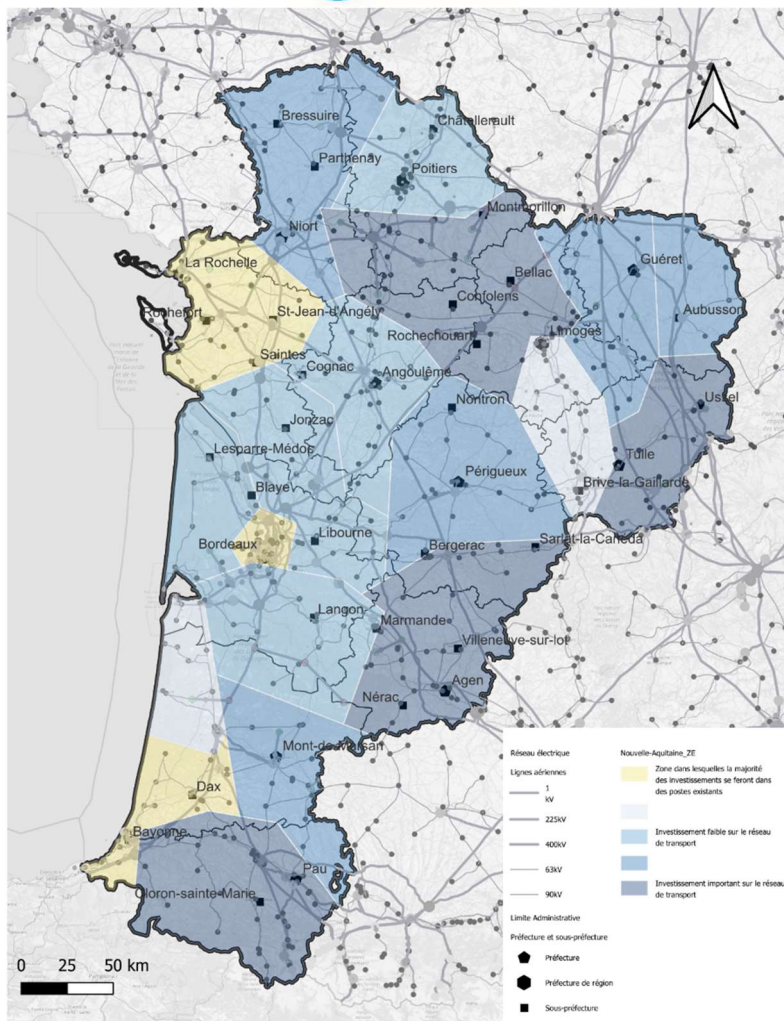


Figure 16: représentation territorialisée des grandes "poches" d'ouvrages à considérer selon les premières études de RTE

7.4. Eclairage sur le réseau de grand transport

RTE a mené des analyses visant à identifier l'impact sur le réseau de grand transport d'un scénario à 160 GW de production renouvelable terrestre à 2040 (compris entre les rythmes R3 et R4 du dernier Bilan prévisionnel). Ce scénario intègre une capacité de 30 GW d'énergies renouvelables terrestres en Nouvelle-Aquitaine conformément au scénario travaillé en accord avec la DGEC, Enedis et les fédérations de producteurs, soit +8 GW supplémentaires par rapport aux capacités en service et en file d'attente en novembre 2025.

Cette analyse met en évidence des besoins significatifs de réseau à 400 kV nécessaires pour s'assurer de la bonne évacuation de la production. Cela veut dire que RTE devrait lancer des projets d'infrastructures à 400 kV aériens de grande longueur – uniquement sur la base des gisements remontés dans le cadre du S3REnR. RTE alerte sur le risque associé au lancement de projets 400 kV si la crédibilité des inducteurs sous-tendant ces infrastructures n'est pas avérée.

Dans le cas du réseau de Nouvelle-Aquitaine, cela conduirait à une accélération du renforcement des axes identifiés dans le SDDR sur la « façade Atlantique » et « Ouest Pyrénées » de 1 à 6 ans.

Les analyses menées dans le cadre du SDDR mettent également en évidence les besoins associés aux moyens de maîtrise de la tension, en particulier dans le sud-ouest de la France. Ces analyses sont renforcées dans le cadre d'un développement prononcé des énergies renouvelables terrestres dans le sud-ouest, notamment dans des scénarios pouvant atteindre 30 GW de capacité.

Dans ce contexte, RTE attire l'attention du Préfet sur l'importance des analyses qui seront menées sur le réseau de grand transport et sur la gestion de la tension dans le sud-ouest dans le cadre de cette révision et du fort lien entre ces besoins d'investissement et la capacité globale de raccordement *in fine* retenue dans le schéma.

8. Synthèse et conclusion

Les premières études ont été réalisées en se basant sur une augmentation de 10,9 GW et 14,1 GW par rapport aux projets en service et à ceux de la file d'attente à fin 2025 en intégrant une prudence sur la réalisation effective d'une partie de cette file d'attente. Le scénario basé sur une augmentation de 10,9 GW est globalement cohérent avec le scénario proposé par la DGEC, sous réserve d'un retraitement partiel de la file d'attente à hauteur de 3 GW.

Les analyses menées par RTE mettent en évidence plusieurs éléments d'éclairage importants pour la révision du S3REnR Nouvelle-Aquitaine :

- Les analyses menées avec la DREAL montrent qu'une part importante de la file d'attente est incertaine. RTE considère qu'il est possible de changer la pratique qui consiste à intégrer l'ensemble de la file d'attente comme « certaine » dans les études de réseau et à empiler les nouvelles capacités. Aussi, il serait possible de réattribuer des capacités à des projets matures. Cette analyse confirme qu'il est possible de travailler sur le scénario à +10,9 GW tout en restant conforme à la cible globale de 30 GW.
- Sans considérer les opportunités que pourrait apporter le retraitement de la file d'attente, environ 400 MW de capacité d'accueil du réseau sont déjà disponibles sans travaux en Nouvelle-Aquitaine.
- En dehors de ces capacités et quel que soit le scénario de capacité retenu, si l'on considère la file d'attente comme certaine, il existe un talon d'investissements à réaliser pour équilibrer les flux. L'ordre de grandeur est de 1.5 Md€ en comptabilisant près de 1 Md€ pour les investissements encore non engagés sur le schéma en vigueur et 500 M€ sur le nouveau schéma pour lever les saturations identifiées sur le réseau.
- Il existe des zones dans lesquelles il est possible d'assurer une coordination « moins coûteuse » entre les gisements de production et le réseau.
- En complément, il existe des zones plus coûteuses. Elles sont identifiées dans l'éclairage.
- En considérant l'ensemble des files d'attente et sans chercher à favoriser les zones moins coûteuses dans la répartition des volumes, la quote-part du futur schéma, incluant le solde du schéma en vigueur aujourd'hui, pourrait s'approcher des 160 k€/MW avec une incertitude de l'ordre de 25%. Il existe donc des leviers pour réduire la quote-part.
- Le nouveau schéma de Nouvelle-Aquitaine sera majoritairement constitué de projets de renforcement (et non de création d'ouvrages) pour développer la capacité d'accueil du réseau. Il s'agit d'une évolution importante par rapport au schéma précédent et conduira les

utilisateurs du réseau de transport d'électricité à financer une part plus importante du schéma que dans les versions précédentes.

- Près d'1/3 des montants prévisionnels de la quote-part sont liés aux projets prévus dans le schéma actuellement en vigueur et sont donc intrinsèquement liés au degré de confiance dans la file d'attente.
- Les scénarios étudiés induisent une accélération des besoins sur le réseau à 400 kV qui ne seraient engagés par RTE qu'en raison de l'identification de ces projets dans le S3REnR et donc sans gisement concrètement identifié derrière ces projets. RTE attire l'attention du Préfet sur les risques associés au lancement de ce type d'infrastructures sur la base de gisements prospectifs au regard de leur impact sur le territoire et estime que ce point doit être instruit avec vigilance dans le cadre de la révision, notamment en identifiant les paliers de raccordement préliminaires qui peuvent être réalisés sans engager le besoin de construire ces infrastructures.
- Les scénarios étudiés conduisent à une vigilance accrue et des besoins d'investissement spécifiques permettant d'assurer la maîtrise du plan de tension en Nouvelle-Aquitaine.

Compte tenu :

- des conséquences sur les réseaux à haute et très haute tension d'un scénario à +14,1 GW ;
- du besoin de garantir la cohérence avec les objectifs nationaux de l'Etat ;
- du caractère incertain des projets en file d'attente pour se raccorder au réseau public de transport d'électricité.

RTE préconise de fixer l'objectif du futur schéma pour se placer précisément sur la trajectoire à 30 GW de production d'électricité issue d'énergies renouvelables en 2040, conformément aux travaux réalisés au cours du second semestre avec la DGEC, les DREAL, Enedis et les fédérations de producteurs. La capacité supplémentaire de raccordement correspondant à cette cible serait de 10,9 GW en incluant des hypothèses de non-réalisation de toute la file d'attente identifiée à fin 2025 ainsi que des capacités résiduelles non allouées à cette date.

Au regard de ces éléments et dans la continuité des chantiers engagés, RTE préconise de s'appuyer sur plusieurs leviers d'optimisation pour la poursuite de cette révision :

- **Le retraitement de la file d'attente**, afin de ne pas considérer comme certains, des projets en file d'attente qui ne se feront pas. Cela doit permettre dans certaines zones d'envisager des solutions techniques qui permettraient de proposer de nouveaux équilibres dans la création de capacités supplémentaires ;
- **La recherche avec les parties prenantes, à partir des propositions de RTE, d'un équilibre technico-économique reposant notamment sur une spatialisation différente du gisement retenu pour les premières études** vis-à-vis d'une stratégie de réseau et de raccordement donnée. En effet, si le critère « réseau » ne peut pas et ne doit pas être l'unique choix pour la poursuite du développement des renouvelables, il s'agit néanmoins d'un levier d'optimisation efficace à considérer au même titre que d'autres critères (contraintes environnementales, acceptabilité locale, etc.) et il semble possible d'identifier des zones qui cumulent les différents critères.

Ce travail d'optimisation pourra permettre de diminuer l'emprise des stratégies de réseau sur le territoire et de réduire le coût du schéma pour la collectivité. L'optimisation du développement des

EnR sur le territoire reposera donc sur des solutions attractives et qui peuvent offrir des gains sur les **délais de mise à disposition**.

Enfin, les études de réseau et les échanges avec les parties prenantes permettront d'apporter un filtre plus ciblé sur les investissements qui apparaîtraient comme les plus prioritaires en application du décret n°2024-789 du 10 juillet 2024 portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables.

9. Annexe 1

1. Sources de données utilisées pour estimer les puissances EnR électriques à raccorder

Les scénarios de gisements consolidés pour lesquels RTE fournira un éclairage technique et financier ont été établis sur la base :

- des données issues de la campagne de recensement qui s'est déroulée, conformément à l'article D 321-17 du code de l'énergie, du 17/09/2024 au 30/12/2024 à 17 :00, et pendant laquelle les producteurs ont déclaré, par l'intermédiaire d'une plateforme d'échange numérique sur le site RTE, les principales caractéristiques de leurs prévisions d'installation de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable de puissance supérieure à 250 kilovoltampères qui ne sont pas encore entrées en file d'attente⁴ ;
- des estimations de la puissance totale des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables susceptibles d'être raccordées en basse tension, fournies par les gestionnaires de réseau de distribution ;
- des fourchettes de puissance correspondant aux prévisions de projets de renouvellement d'installation de production éoliennes existantes, fournie par les fédérations de producteurs,
- des volumes de demandes de raccordement précédemment reçues par les gestionnaires de réseau de transport et de distribution et en attente d'une offre de raccordement, et, plus généralement, de la dynamique de raccordement observée dans la région ;
- de l'ensemble des éléments de planification territoriale des EnR à disposition, notamment la programmation pluriannuelle de l'énergie, et les objectifs EnR inscrits au Schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires, dont l'article L342-3 du code de l'énergie dispose qu'ils doivent être pris en compte pour la définition de la capacité globale de raccordement,

2. Principes de consolidation

Les principes de consolidation débattus avec les membres du comité technique ont consisté à :

- se doter de deux scénarios éclairants de puissance régionale EnR, exprimés en GW, à raccorder sur l'horizon du schéma. Ces scénarios doivent permettre d'éclairer le Préfet sur les impacts techniques et financiers qui découleront de la valeur de la capacité globale de raccordement qu'il fixera ;
- corriger les données issues de la campagne de recensement des installations de production d'électricité renouvelable de plus de 250 kVA en tenant notamment compte des enjeux territoriaux ;
- spatialiser les gisements, c'est-à-dire à définir la désagrégation spatiale à l'intérieur de la région pour chacun des deux scénarios, dans une zone pertinente du point de vue électrique à l'intérieur de la région, qui sera considérée pour les études réseau⁵.

3. Principes de correction des données issues de la campagne de recensement

⁴ Et qui sont susceptibles de faire l'objet d'une future demande de raccordement à horizon 10 à 15 ans

⁵ La plus petite échelle géographique considérée, pour les données, étant la commune

Certaines prévisions d'installation de puissance > 250 kVA présentes sur la plateforme numérique à la fin de la campagne de recensement n'ont pas été prises en compte car jugées incohérentes ou disposant déjà de solutions de raccordement, notamment celles :

- qui présentaient une date de mise en service antérieure à 2024 ;
- dont les coordonnées GPS les situent en dehors de la région et à plus de 15 km de ses frontières ;
- enregistrées sur la plateforme numérique avant le 30/06/2024, et pour lesquelles le producteur n'a pas confirmé pendant la campagne de recensement que le projet était toujours présent dans son portefeuille de développement ;
- déjà entrées en file d'attente dans le schéma S3R en vigueur ou dans une précédente version.

4. Principes de spatialisation des données issues de la campagne de recensement

Pour les scénarios de gisements consolidés qui seront étudiés, les puissances EnR locales à raccorder dans une zone pertinente du point de vue électrique à l'intérieur de la région sont ensuite spatialisées selon les principes suivants :

- les puissances corrigées des déclarations de prévision d'installation > 250 kVA sont spatialisées selon la localisation géographique indiquée dans la déclaration, soit la commune ou les coordonnées GPS,
- les puissances des installations à raccorder en basse tension fournies par les gestionnaires de réseau de distribution sont spatialisées selon la commune ou le poste source,
- les puissances de repowering éolien sont spatialisées selon la localisation des installations existantes.