

**RÉVISION DU SCHÉMA RÉGIONAL DE
RACCORDEMENT AU RÉSEAU DES ÉNERGIES
RENOUVELABLES (S3REnR) DE LA RÉGION OCCITANIE**

Éclairage à Monsieur le Préfet de la région
Occitanie

Juin 2026

SOMMAIRE

1. Préambule – objectif du document d'éclairage	3
2. Etapes constitutives de la révision d'un S3REnR.....	3
3. Etat des lieux du parc de production d'électricité renouvelable en service de la région Occitanie	3
4. Etat des lieux du S3REnR de la région Occitanie	4
5. Capacité des gestionnaires de réseau à produire des offres de raccordement en Occitanie.....	6
6. Données d'entrée et constitution des scénarios de gisements consolidés	8
7. Analyses réalisées en vue de la révision du schéma de la région Occitanie	10
7.1. Méthode d'étude pour cet éclairage	10
7.2. Résultat des études préliminaires pour un scénario à 4,7 GW.....	11
7.3. Éclairage sur l'enjeu de spatialisation des gisements EnR.....	11
7.4. Éclairage sur le réseau de grand transport	15
8. Synthèse et conclusion	17
Annexe 1 : Méthodologie de spatialisation du gisement HT	19
Annexe 2 : Précisions concernant la faculté des postes électriques à accueillir des projets d'installation de production d'électricité EnR.....	26

1. Préambule – objectif du document d'éclairage

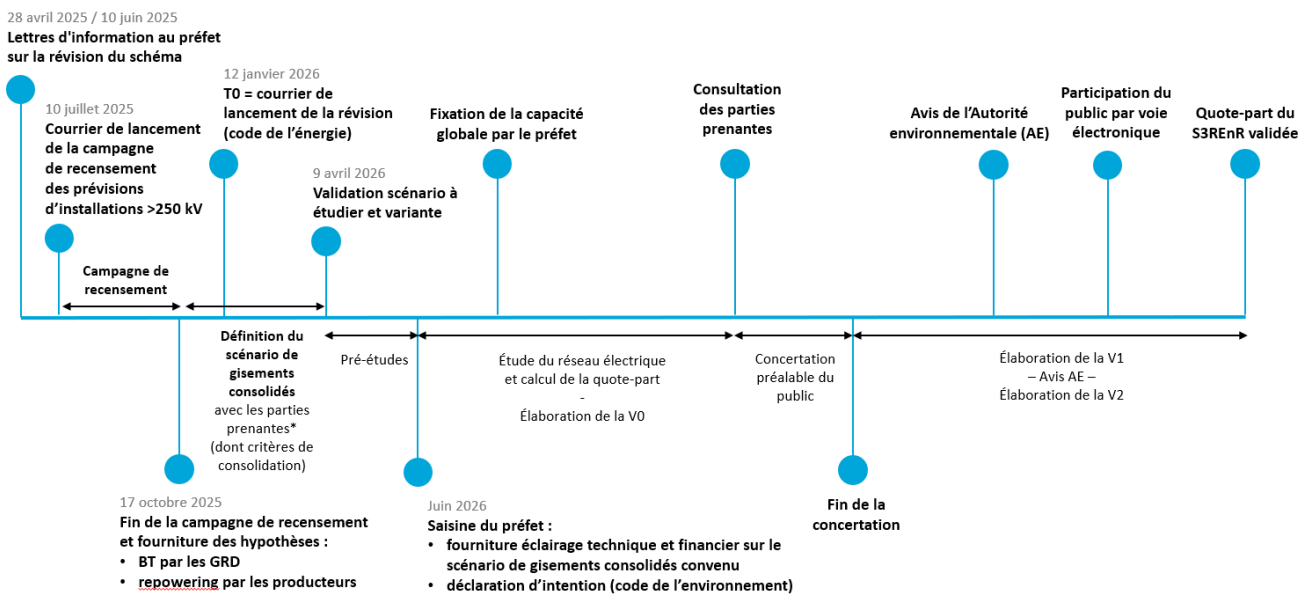
Le document s'inscrit dans le processus de révision du S3REnR de la région Occitanie.

Il met à disposition les premières analyses relatives aux besoins d'investissement dans les réseaux publics 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

La Figure n°1 présente les étapes et jalons majeurs de mise en œuvre de la révision d'un S3REnR.



*en Comité Technique avec la DREAL, les fédérations de producteurs, le conseil régional, les gestionnaires de réseau

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

3. Etat des lieux du parc de production d'électricité renouvelable en service de la région Occitanie

Les installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables sont principalement concentrées dans les départements de l'Aude, de l'Aveyron, de l'Hérault, du Tarn, et dans une moindre mesure, de la Lozère pour l'énergie éolienne, et réparties sur l'ensemble du territoire pour l'énergie solaire.

Le parc de production électrique issue d'énergies renouvelables en service dans la région Occitanie était constitué, à fin 2025 d'environ 12,4 GW décomposés comme suit :

- 1,79 GW d'éolien terrestre ;
- 5,12 GW de solaire photovoltaïque ; dont 2,79 GW sur la basse tension (installations de puissance inférieure à 250 kW)
- 5,34 GW d'hydraulique ;
- 150 MW de bioénergies.

Depuis décembre 2022 (date d'entrée en vigueur du schéma actuel), 2,2 GW de production EnR ont été raccordés aux réseaux, soit une augmentation de 22% par rapport à la puissance installée du parc de production fin 2022 (10,2 GW). Cela correspond à une augmentation annuelle entre 5,5% et 8,8% de la puissance installée régionale.

Pour le scénario de capacité discuté dans la suite du document, seules les filières photovoltaïque et éolien terrestre ont été prises en compte, considérant leur importance dans la répartition régionale, et la faible dynamique des autres filières¹.

4. Etat des lieux du S3REnR de la région Occitanie

Le S3REnR en vigueur de la région Occitanie, approuvé en décembre 2022, puis adapté² en octobre 2024, dispose d'une capacité globale de raccordement de 8 030 MW d'énergies renouvelables sur le réseau pour une quote-part de 84,13 k€/MW en 2026.

La somme des installations de production d'énergie électrique renouvelable en service et en file d'attente sur le schéma en vigueur est de 4,92 GW à fin décembre 2025.

A fin 2025, le schéma est complet à hauteur de 61%, en prenant en compte l'entrée en vigueur de l'adaptation en octobre 2024 et la somme des installations en service et en file d'attente.

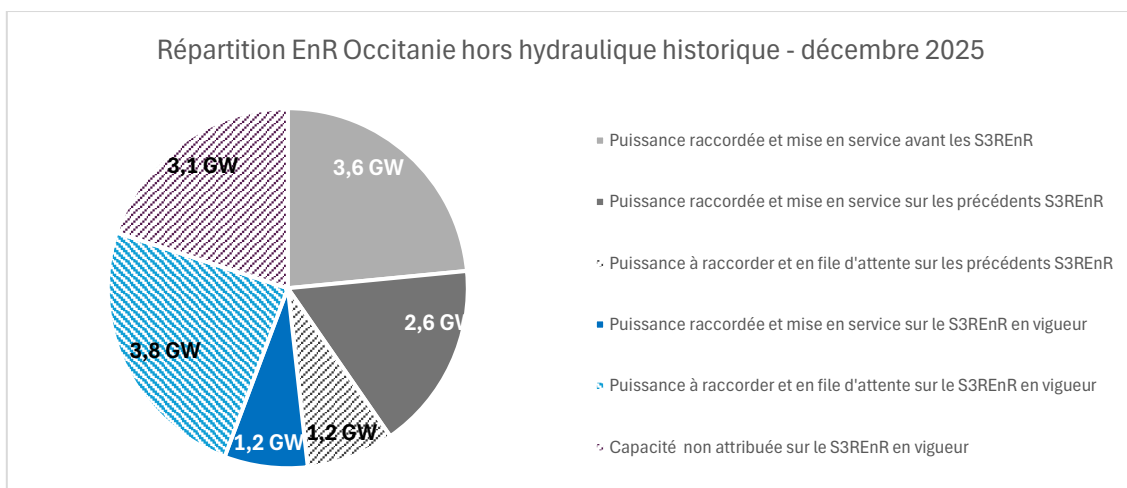


Figure 2 : Répartition de la production EnR en région Occitanie en décembre 2025

¹ L'hydraulique et les bioénergies représentent en Occitanie 1,1% de la file d'attente du S3REnR en vigueur

² Les adaptations étaient des procédures de modification partielles des schémas S3REnR conduites pour répondre à une difficulté de raccordement. Ces procédures ont été supprimées du code de l'énergie (décret n° 2024-789 du 10 juillet 2024).

Une des spécificités de la région Occitanie est la part des installations de production raccordées en basse tension (installations de puissance inférieure à 250 kVA), qui représente sur le schéma en vigueur près de 40% de la file d'attente en volume de puissance, et 95% en nombre de projets.

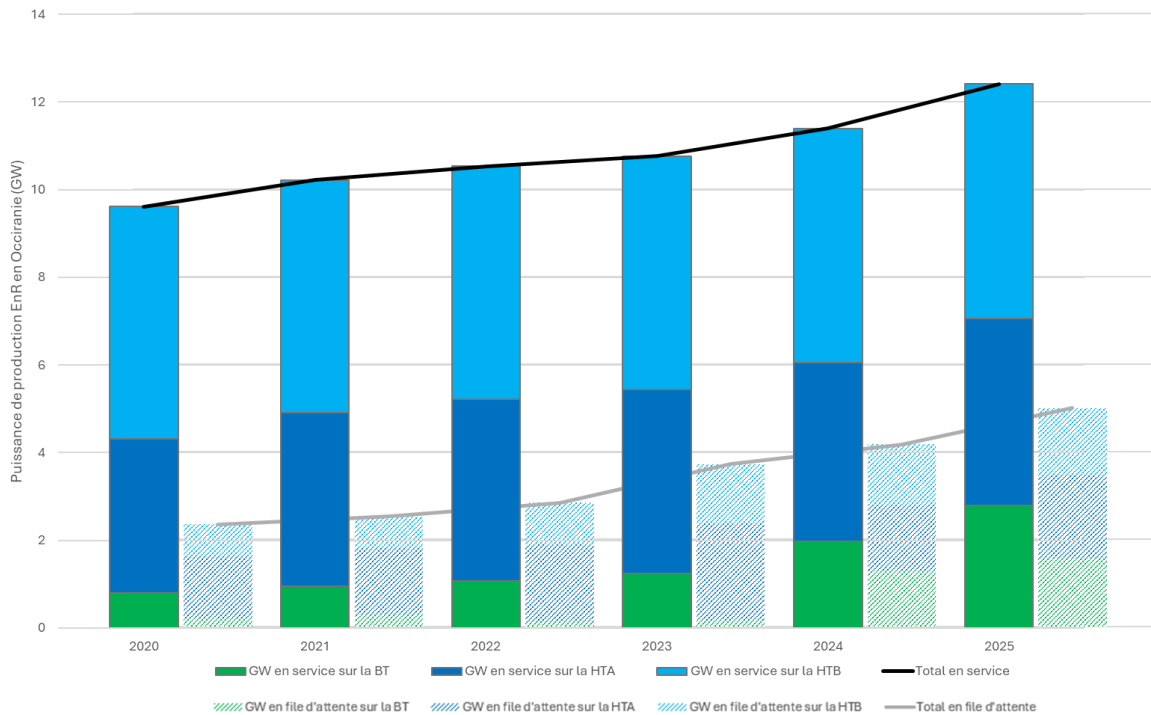


Figure 3 : Evolution annuelle des EnR en région Occitanie à fin 2025 (pour l'abscisse : date de mise en service pour les projets en service et date d'entrée en file d'attente pour les projets encore en file d'attente)

En région Occitanie, la dynamique de mise en service des installations EnR est assez linéaire, avec toutefois une inflexion à partir de 2023, qui correspond à une dynamique portée par les projets photovoltaïque basse-tension, sous l'effet de l'arrêté tarifaire S21, par ailleurs révisé récemment.

Compte tenu de la dynamique d'entrée en file d'attente et de mise en service des installations EnR, ainsi que du taux de remplissage du schéma actuel, RTE et la DREAL ont décidé de lancer la révision du S3REnR de la région Occitanie. Le lancement de la révision a été notifié le 12 janvier 2026 par courrier adressé au préfet de région. Préalablement, une campagne de recensement du gisement des installations de productions EnR de la région s'est déroulée du 10 juillet au 17 octobre 2025.

Au cours du deuxième semestre 2025, un important travail a été mené avec la DREAL pour qualifier au mieux les projets en file d'attente HTB (projets EnR ayant sécurisé leur accès au réseau public de transport), mais également pour qualifier l'ensemble des prévisions d'installations déclarées au sein de la région, en lien avec les DDT, les AODE, les structures porteuses de SCoT ou PCAET, et les professionnels de la filière, pour converger sur une méthodologie de traitement et de sélection de ces prévisions d'installations déclarées pour la révision du schéma.

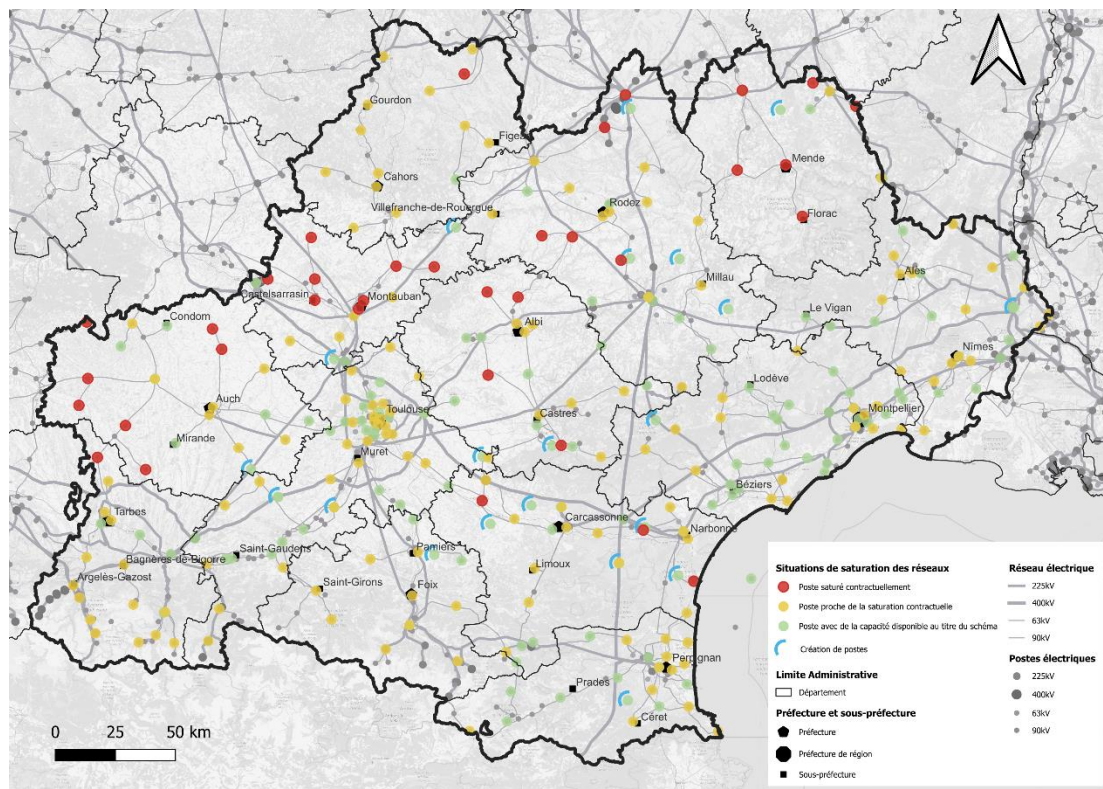
5. Capacité des gestionnaires de réseau à produire des offres de raccordement en Occitanie

Le dispositif S3REnR repose sur un principe de consommation progressive de la capacité réservée du schéma par les projets EnR entrés en file d'attente puis mis en service. Néanmoins, et c'est notamment le cas pour les projets HTB (ou pour certains projets HTA qui peuvent faire l'objet de recours après l'obtention de leurs autorisations administratives), les projets d'installation EnR peuvent « réserver » cette capacité très en amont de leur mise en service en entrant en file d'attente. Dès lors, cette capacité n'est plus disponible au titre du schéma, alors que la mise en service des projets EnR ayant sécurisé cette capacité peut être incertaine. Le terme de « saturation contractuelle » peut alors être évoqué.

La carte ci-dessous caractérise la faculté, sur l'ensemble des postes du S3REnR Occitanie, à accueillir des projets d'installation de production d'électricité EnR.

- **en rouge** : les postes en situation de « saturation contractuelle » effectivement constatée, donc pour lesquels les gestionnaires de réseau ne sont pas en mesure d'émettre une offre de raccordement dans les délais usuels,
- **en orange** : les postes a priori proches d'une situation de « saturation contractuelle », soit parce que la capacité réservée non attribuée est inférieure à 5 MW, soit parce qu'un ouvrage qui l'influence est *a priori* limitant sur le réseau,
- **en vert** : les postes disposant d'une capacité réservée non attribuée supérieure à 5 MW qui n'ont pas été intégrés dans les postes « orange »

A l'exception des postes « rouges », cette carte n'exempte pas du besoin de réaliser une étude de réseau dédiée si une demande est faite sur un poste « orange » ou « vert » (cf. [Annexe 2](#) pour plus de détails).



En Occitanie, 138 postes sur les 324 qui sont présents dans la région ont la capacité d'accueillir des EnR sans contrainte (à fin mai 2026). 35 postes sources ne sont plus en mesure de le faire. Pour ces postes qui font l'objet d'une « saturation contractuelle », il convient de s'interroger sur la faculté des installations EnR en file d'attente à produire de l'énergie rapidement ; dans le cas contraire, ils bloqueraient artificiellement de la capacité et la saturation du réseau apparait durablement fictive.

La carte ci-dessous présente, pour les postes de la région Occitanie qui ne sont plus en mesure de raccorder des nouvelles installations EnR, la proportion des installations effectivement en service par rapport au total des installations qui consomment de la capacité réservée sur le poste, et qui engendrent effectivement des flux sur le réseau conformément au dimensionnement des ouvrages planifiés dans le schéma en vigueur.

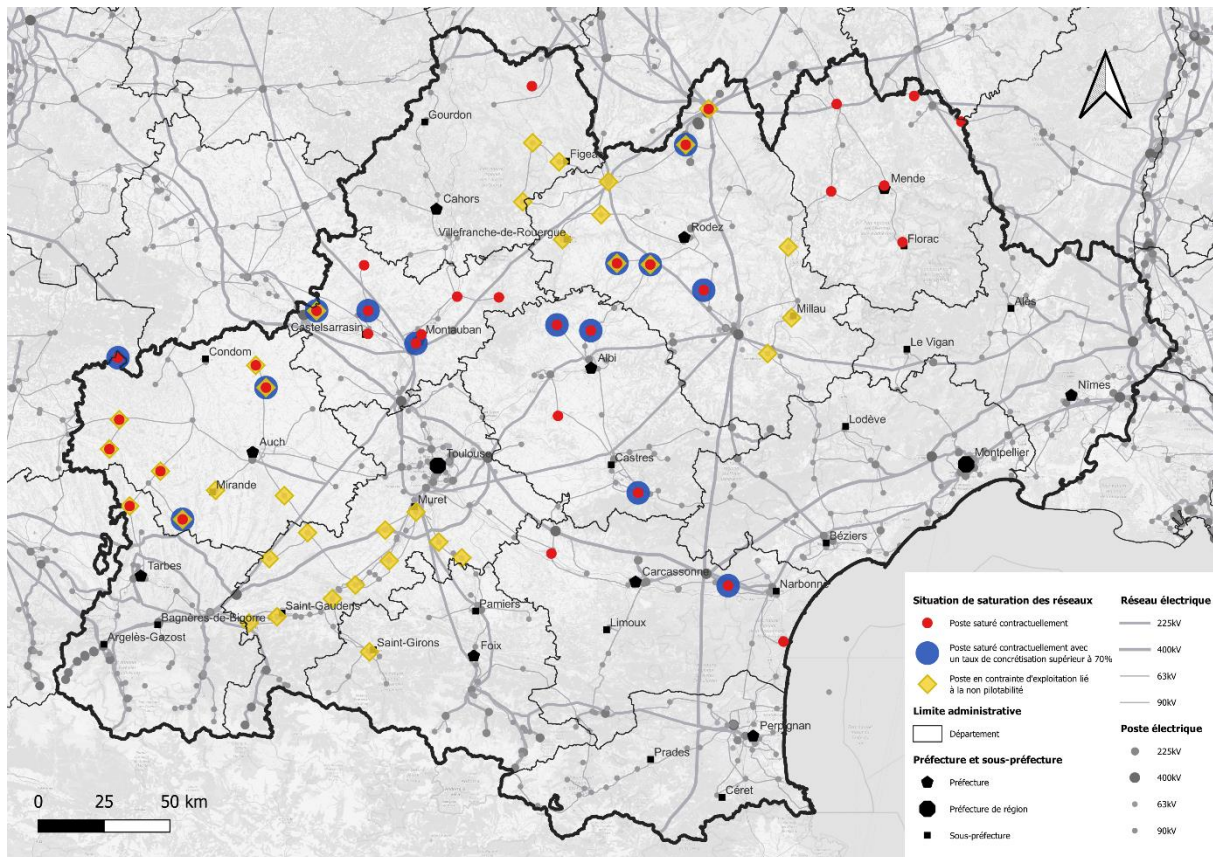


Figure 5 : Identification des contraintes de saturation contractuelles et des contraintes d'exploitation liées à la non-pilotabilité de la production EnR raccordée

À fin mai 2026 et en excluant les postes qui ne sont pas encore créés, le taux de mises en service effectives des installations EnR était inférieur à 70% de la capacité réservée des postes pour 21 des 35 postes « saturés contractuellement ». Cela signifie concrètement que – pour environ 60% de ces postes – cette saturation est liée à des projets d'installations EnR toujours en attente de mise en service et qui ne produisent pas d'électricité sur le réseau à date, même s'ils disposent déjà de leurs autorisations.

En conclusion, en Occitanie, pour près des deux tiers des postes sources où les gestionnaires de réseaux ne peuvent plus proposer d'offres de raccordement, l'analyse approfondie de la liste des projets d'installation de production EnR en file d'attente peut constituer un levier pertinent pour dégager des capacités de raccordement supplémentaires. Néanmoins, le nombre de projets BT

constituant la file d'attente (supérieur à 90% des projets en nombre et 40% en puissance) incite à la prudence quant à cette possibilité.

Environ 40 postes électriques situés dans la région Occitanie (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. Certains contrats d'accès au réseau peuvent prévoir que les gestionnaires de réseau puissent ponctuellement baisser la production EnR. Cette mesure permet de réduire les besoins de développement du réseau mais elle nécessite de pouvoir effectivement écrêter de la production EnR 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 Occitanie, 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 ont permis de recueillir, pour un horizon 2040 :

- Les gisements basse tension fournis par les gestionnaires de réseau de distribution,
- La prévision de « repowering » éolien transmise par le syndicat France Renouvelables, retravaillé avec les interlocuteurs régionaux pour aboutir à un modèle plus précis à l'échelle de l'Occitanie,
- Les prévisions d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables déclarés dans la plateforme AERO³.

Les demandes de raccordement dont l'instruction a été suspendue par les gestionnaires de réseau sont également prises en compte dans l'étude de réseau.

La méthode de traitement de ces gisements est détaillée en Annexe 1 du présent document. Cette méthodologie, coconstruite avec la DREAL et validée en comité technique, permet une qualification des gisements qui seraient *a priori* les plus réalistes pour une zone donnée.

Des travaux pilotés par la DGEC ont été menés au cours du dernier semestre 2025 avec les gestionnaires de réseau pour définir un scénario d'accélération du raccordement des énergies renouvelables à l'horizon 2040. Ce scénario est cohérent avec la fourchette haute de la PPE 3 publiée le 13 février 2026, prolongée de manière tendancielle à l'horizon 2040, et permet d'atteindre une cible de 160 GW d'énergies renouvelables terrestres en France, soit un triplement des capacités.

La déclinaison régionale de ces travaux, réalisée par la DGEC et présentée aux DREAL le 19 décembre 2025 ainsi qu'aux fédérations de producteurs, conclut sur **une cible globale de 19 GW d'EnR en service à l'horizon 2040 pour la région Occitanie.**

³ AERO est la plateforme de déclaration des prévisions d'installations de production d'énergie renouvelable de puissance supérieure à 250kVA, mise à disposition des développeurs pour porter à connaissance des gestionnaires de réseaux leur portefeuille, depuis la phase de prospection jusqu'à la phase d'instruction (en application de l'article D. 321-17 du code de l'énergie).

La puissance totale des projets d'installation EnR en service et en file d'attente à fin 2025 étant de 12,4 GW en Occitanie, il reste à ce jour **6,6 GW** pour atteindre la cible de 19 GW à l'horizon 2040.

Sur la période de l'exercice de révision, des projets d'installation EnR continueront de sécuriser leur accès au réseau dans le cadre du schéma en vigueur et entreront en file d'attente. Le volume d'allocation de la capacité réservée encore non attribuée sur la période de l'exercice de la révision du schéma est estimé à 1,9 GW (soit une capacité réservée non attribuée du schéma en cours de 1,2 GW)

Cela porte l'enveloppe totale du **nouveau scénario étudié à + 4,7 GW pour atteindre la cible de 19 GW à l'horizon 2040.**

Les travaux réalisés avec les services de l'Etat, la DREAL, et en comité technique, ont abouti à un scénario dont l'élaboration détaillée est décrite en Annexe 1, et qui s'établit comme suit :

- 4,7 GW composés de 1,9 GW de gisement sur la basse tension (soit 40% du gisement total, en cohérence avec la répartition régionale constatée), et de 2,8 GW de gisement sur la haute tension (incluant le repowering, à hauteur de 0,4 GW)

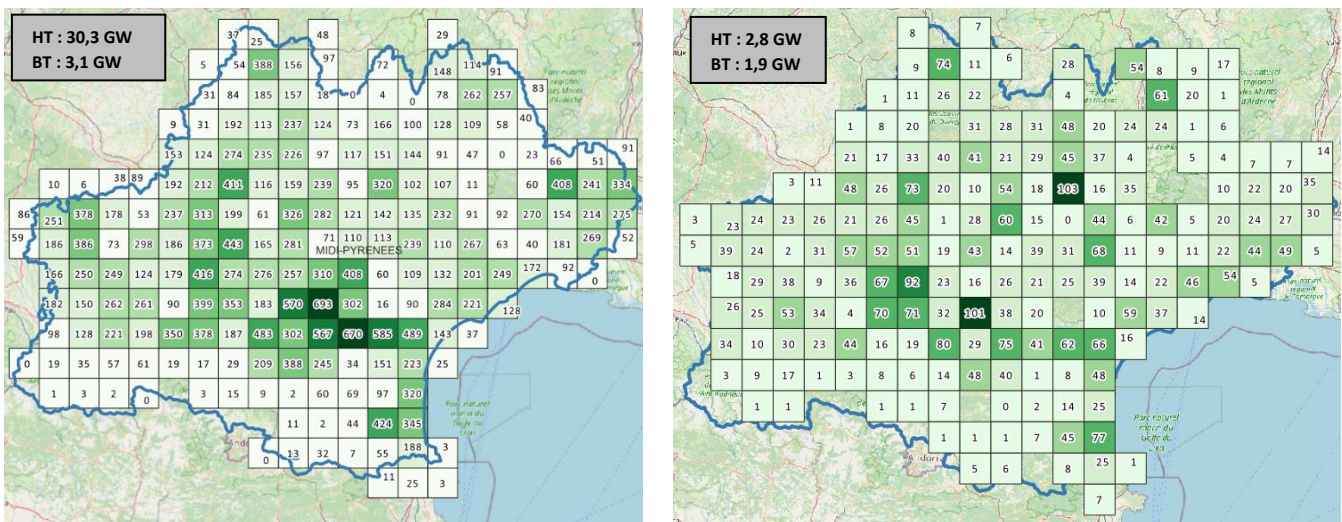


Figure 6 : Gisement d'EnR recensé (à gauche) et qualifié pour le scénario à 4,7 GW (à droite) selon la méthode détaillée en annexe et avec l'hypothèse d'un gisement basse tension à 1,9 GW

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

7.1. Méthode d'étude pour cet éclairage

Sur la base du gisement de projets déclarés et retraités selon les critères détaillés en [Annexe 1](#), RTE a réalisé des premières études en vue d'éclairer les problématiques qui vont se poser durant le processus de révision.

En Occitanie, des travaux sont systématiquement nécessaires sur les réseaux électriques pour permettre l'accueil d'un volume important d'énergies renouvelables électriques (avec des investissements plus ou moins importants selon les zones, tel que représenté sur la carte de la Figure 8).

Le gisement recensé étant dispersé sur la région, de nombreux postes seraient nécessaires pour couvrir l'intégralité du gisement retenu pour l'étude de réseau. La création de tous ces nouveaux postes créerait de la capacité d'accueil bien supérieure à la capacité globale de raccordement recherchée, c'est-à-dire +1,6 GW. Il va donc être nécessaire de hiérarchiser ces investissements.

En préparation des discussions qui permettront d'élaborer la V_0 du schéma révisé, cet éclairage intègre également une variante qui permet d'illustrer les opportunités présentes sur le réseau de transport d'électricité afin d'identifier des ouvrages moins coûteux qui pourraient être intégrés dans le schéma.

Cette variante est réalisée en adaptant certaines hypothèses de spatialisation du gisement retenu tout en veillant à appliquer un principe de substitution des gisements qui demeure cohérent avec les critères de retraitement qui avaient été proposés par la DREAL.

Le critère « réseau » est un levier d'optimisation efficace à considérer au même titre que d'autres critères qui permettent de définir les hypothèses de spatialisation du gisement sur la base des déclarations.

Les études plus détaillées à venir permettront d'éclairer cette sélection des futurs investissements sur les réseaux. Lors des comités techniques du 2 avril 2026 et du 16 juin 2026, les parties prenantes ont été sensibilisées sur la nécessaire hiérarchisation des ouvrages électriques à créer et ont adhéré au déploiement de cette méthode de hiérarchisation pour la révision du schéma.

7.2. Résultat des études préliminaires pour un scénario à 4,7 GW

Le tableau ci-dessous synthétise les résultats des études des différentes variantes selon des indicateurs financiers et une estimation du nombre de postes qu'il faudrait créer.

Nom de la variante	Gisement retenu	Variante réseau
Capacité globale de raccordement (MW)	4 733	4 733
Quote-part totale estimée (k€/MW)	145	105
▪ dont solde estimé du schéma actuel (k€/MW)	- 44	
Total des investissements (M€)	2 005	1 820
Investissement de création (M€)	895	705
Investissement de renforcement (M€)	1 110	1 115
Linéaire de liaisons aériennes à renforcer (km)	1 330	1 335
Nombre de postes à construire	25	20
Linéaire de liaisons de raccordement à créer (km)	115	80

Il résulte des premières études menées par RTE que la quote-part du futur schéma approcherait les 142 k€/MW avec une incertitude à ce stade de $\pm 25\%$ (sans prise en compte des corrections réalisées sur les premières déclarations d'installation EnR dans la plateforme AERO). Cette fourchette d'incertitude reflète l'impact important de la localisation des futures infrastructures électriques qui sera *in fine* retenue. Cette estimation est par ailleurs réalisée avec la meilleure vision à date des projets du schéma en cours qui seront engagés dans la période de révision, et reste susceptible d'évolutions.

Le solde du schéma devrait avoir un impact à la baisse de l'ordre de 44 k€/MW.

7.3. Éclairage sur l'enjeu de spatialisation des gisements EnR

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, plusieurs zones de la région disposent de capacités déjà disponibles en l'état actuel des travaux engagés.**

Ces zones représentent des opportunités pour réduire le coût global du schéma et réduire les délais de raccordement (cf. Figure 7 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.

En région Occitanie, les capacités disponibles dans ces zones représentent un volume d'environ **500 MW** et sont situées en zones de forte consommation soit les agglomérations de Toulouse et Montpellier, ainsi que sur certains postes collecteurs en service.

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

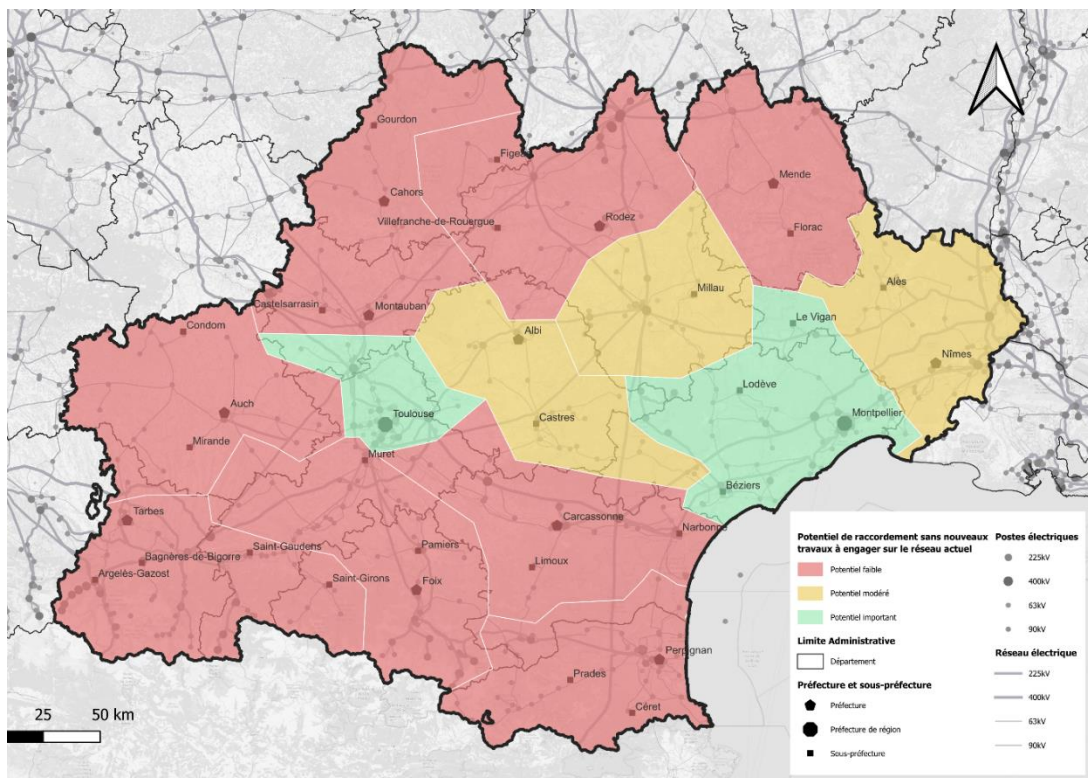


Figure 7 : Identification du potentiel de raccordement sur le réseau actuel sans nouveaux travaux

Cette représentation cartographique correspond à une analyse macroscopique au moment des premières études réalisées par RTE. Elle ne saurait se substituer à la réalisation d'études de réseau plus détaillées.

2. **En considérant que tous les projets d'installation de production EnR en file d'attente vont effectivement être mis en service, il existe un talon de travaux à réaliser pour garantir l'exploitation du réseau dans la région et apporter une réponse satisfaisante aux demandes de raccordement actuellement suspendues.**

Ce talon d'investissement devrait être planifié dans le schéma révisé afin de lever les contraintes d'exploitation du réseau (déjà rencontrées aujourd'hui) et soulager des zones en « saturation contractuelle ».

Il ne présume pas de critères qui seront appliqués pour la définition des ouvrages prioritaires du schéma révisé.

3. Au-delà de ce talon de travaux, les coûts du schéma seront très fortement corrélés à la localisation du gisement EnR.

- D'une part, certaines zones de la région (cf. zones en vert de la Figure 7) présentent des caractéristiques plus favorables à l'accueil d'installations d'énergies renouvelables. Ces zones présentent une structure de réseau permettant de maximiser la puissance raccordable des installations de production pour un montant d'investissement donné. Ainsi en favorisant les gisements EnR de ces zones, il est possible de réduire les investissements et la quote-part, mais également de limiter les impacts éventuellement associés aux travaux sur les milieux physiques, naturels et humains.
- 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 8). Plus les gisements de production EnR seront localisés dans les zones grises, plus les besoins d'investissement seront conséquents et auront un effet haussier sur la quote-part.

A noter toutefois qu'au vu de la vaste étendue géographique de ces zones, une zone peut inclure des sous-zones électriques aux caractéristiques contrastées. C'est le cas dans l'Aude où la sous-zone autour de Castelnaudary nécessite un coût d'investissement moyen ainsi que dans l'Aveyron pour les sous-zones du Lévézou et du Ségali. C'est aussi le cas dans l'Hérault où les Hauts-cantons ont des coûts de travaux élevés, la zone littorale des coûts moyens, alors que le reste de la zone a des coûts faibles.

Ainsi, si le développement des énergies renouvelables électriques 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 considérant incitant le développement de parcs de production EnR dans d'autres zones électriques. **Il s'agit d'un enjeu important pour la révision du schéma.**

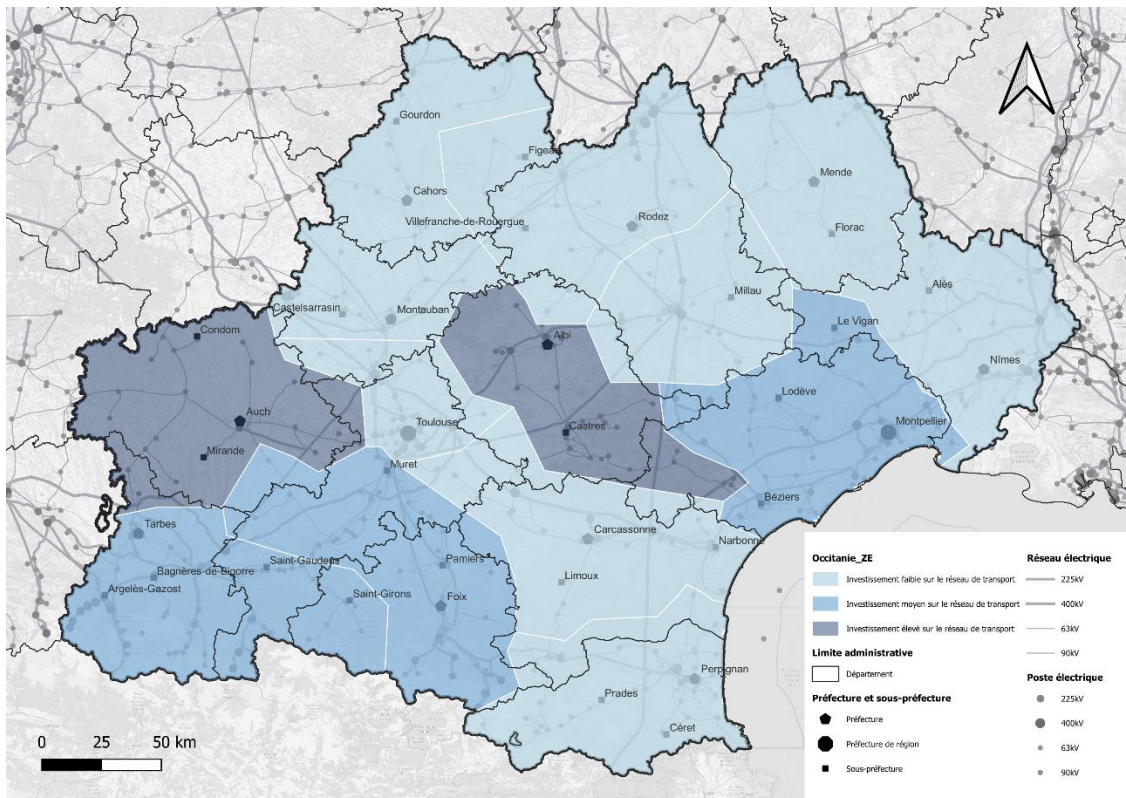


Figure 8 : représentation territorialisée des grandes « poches » d'ouvrages à considérer selon les premières études de RTE

Dans la seconde variante étudiée par RTE, la modification de certaines hypothèses de spatialisation du gisement EnR retenu, selon un principe de substitution qui demeure cohérent avec les critères de retraitement proposés par la DREAL, dans le but de saisir les opportunités que peut offrir le réseau de transport d'électricité, permet de :

- Baisser le niveau d'investissement d'environ 185 M€,
- Baisser la quote-part d'environ 40 k€/MW.

La Figure 9 synthétise les impacts de ce principe de substitution, les symboles « - » correspondant à des gisements substitués, et les symboles « + » correspondant aux zones où les opportunités disponibles sur les réseaux de distribution et de transport permettent le raccordement de projets déclarés supplémentaires et cohérents avec les critères détaillés en Annexe 1.

L'exercice de substitution des gisements ne concerne que les gisements HT (la BT a été considérée de manière invariable dans les deux exercices), et dans la limite de 20% du volume de gisement HT retenu.

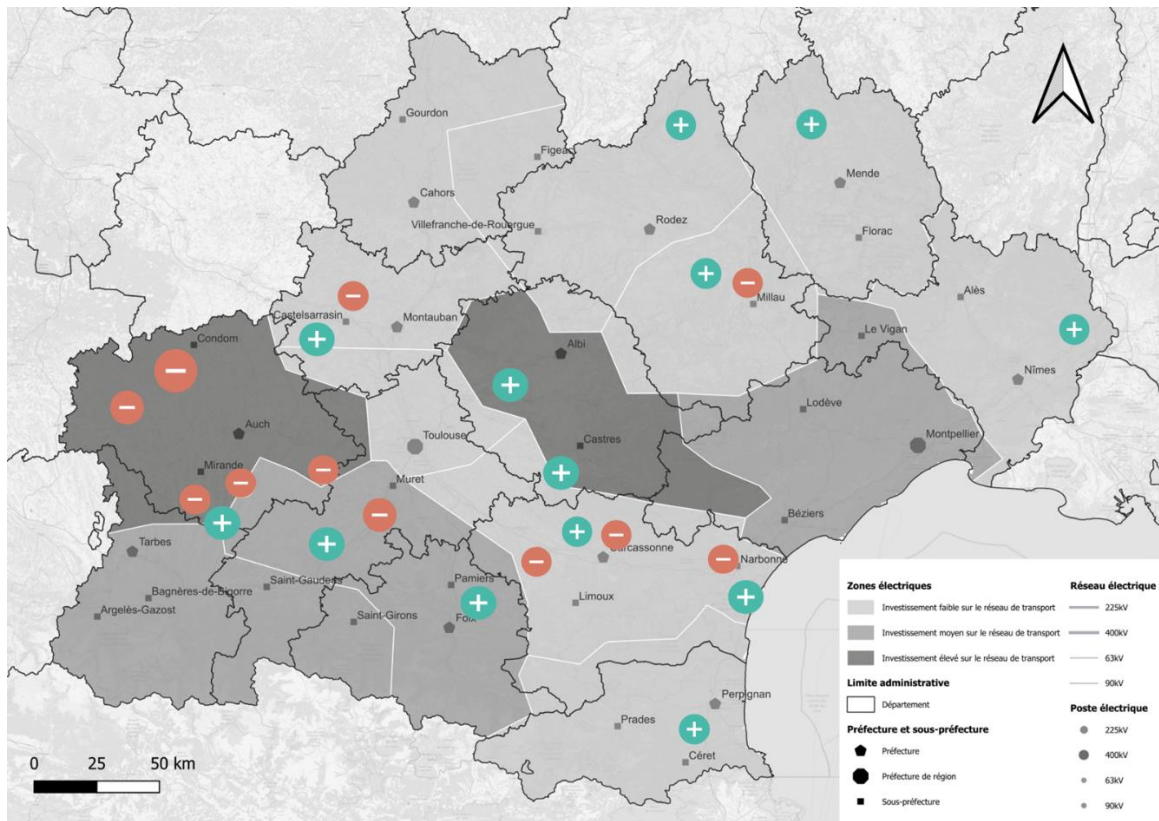


Figure 9 : illustration des modifications d'hypothèses de spatialisation du gisement dans une variante qui intègre les opportunités disponibles sur le réseau de transport

7.4. Éclairage sur le réseau de grand transport

RTE identifie des besoins de renforcement du réseau de grand transport de la région Occitanie durant la période 2030-2040. A ce titre, les cibles EnR retenues dans le futur S3REnR de la région seront des données importantes pour prévoir le dimensionnement des futures infrastructures du réseau de grand transport en région Occitanie.

Les projets d'investissement sur le réseau de la région Occitanie font partie des projets identifiés pour la phase 2 du renforcement du réseau de grand transport (THT) dans le SDDR 2025, soit des mises en service prévues entre 2035 et 2040. Ces projets répondent à plusieurs besoins et constituent des opportunités pour accompagner le développement des énergies renouvelables terrestres.

RTE a déjà analysé l'impact sur le réseau de grand transport d'un scénario national à 160 GW de production renouvelable terrestre à l'horizon 2040 (situé entre les rythmes R3 et R4 du Bilan prévisionnel 2025 de RTE et correspondant à la fourchette haute de la PPE 3 publiée le 13 février 2026). Ce scénario intègre une cible de 19 GW d'énergies renouvelables électriques terrestres en Occitanie, soit +6,5 GW (+52%) par rapport aux capacités en service et en file d'attente en mai 2026.

Les analyses mettent déjà en évidence un fort impact sur la temporalité du besoin des infrastructures supplémentaires pour le réseau de grand transport dans la région. Des renforcements de réseau grand transport (THT) de la région Occitanie prévus dans le SDDR seraient en effet à anticiper d'une dizaine d'années. Compte tenu de l'ampleur de cette anticipation, sa faisabilité n'est pas garantie.

RTE considère donc qu'il est important de se focaliser à ce stade sur les infrastructures de réseau nécessaires pour atteindre une cible globale de 19 GW d'EnR en service à l'horizon 2040 pour la région Occitanie.

8. Synthèse et conclusion

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

- Les analyses menées avec la DREAL montrent qu'une part importante de la file d'attente HTB 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. Néanmoins, en région Occitanie, la file d'attente est majoritairement constituée de projets HTA ou BT, et le caractère friable de la file d'attente est donc moins prononcé que dans d'autres régions ;
- Il existe un talon de travaux à réaliser pour garantir l'exploitation du réseau et accueillir les 4,7 GW d'EnR supplémentaires sur la région.
- Dans certaines zones de la région, les réseaux électriques présentent des caractéristiques plus favorables à l'accueil d'installations d'énergies renouvelables que d'autres ; il s'agit en particulier des agglomérations de Toulouse et Montpellier ainsi que des postes collecteurs déjà en service ;
- En considérant l'ensemble de la file d'attente et sans privilégier les zones les plus favorables du réseau pour accueillir les installations d'énergies renouvelables, la quote-part du futur schéma pourrait s'approcher des 145 k€/MW avec une incertitude de l'ordre de $\pm 25\%$. Cette estimation de quote-part inclut une estimation du solde du schéma en vigueur et des hypothèses concernant les projets qui seront engagés dans la période de révision ;
- Le réseau de Occitanie est une zone stratégique pour le réseau de grand transport (THT) français. Il va faire l'objet d'importants investissements au titre de la phase 2 du programme de renforcement du SDDR, soit entre 2035 et 2040. Ces investissements seront nécessaires à l'accueil des énergies renouvelables de la région. Les cibles retenues au niveau régional pour le développement des énergies renouvelables seront une donnée d'entrée importante pour définir la planification des renforcements de réseau de grand transport prévus d'ici 2040. Des besoins de redispatching seraient nécessaires en cas d'atteinte de la cible régionale même en cas d'anticipation des renforcements de grand transport de la région Occitanie. Une attention toute particulière devra être portée à la robustesse des hypothèses (tels que des gisements prospectifs EnR) qui feraient émerger des besoins de renforcement aérien du réseau 400 kV.

Compte tenu :

- des situations locales où le dynamisme du développement EnR a déjà permis l'atteinte des objectifs du schéma en vigueur, et où les raccordements supplémentaires ne sont plus possibles,
- des conséquences sur les réseaux à haute et très haute tension de la région Occitanie,
- du besoin de garantir la cohérence avec les objectifs nationaux de l'Etat,
- du caractère incertain des projets HTB en file d'attente pour se raccorder au RPT,

RTE préconise de fixer l'objectif du futur schéma pour se placer sur la trajectoire à 19 GW de production d'électricité issue d'énergies renouvelables en 2040. La capacité globale de raccordement

correspondant à cette cible est **une capacité supplémentaire de 4,7 GW**, incluant une part relative à la capacité réservée du schéma actuelle.

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, notamment **la sélection par les parties prenantes du comité technique du S3REnR des infrastructures de réseau les plus pertinentes et adaptées**. En effet, si le critère « réseau » ne peut pas et ne doit pas être l'unique critère à considérer, il s'agit néanmoins d'un levier d'optimisation efficace à considérer au même titre que d'autres critères (environnementaux, acceptabilité locale, etc.) et il semble possible d'identifier des zones qui satisfont ces différents critères.

Ce travail d'optimisation permettra de **diminuer l'emprise des futures infrastructures réseau sur le territoire et de réduire le coût du schéma pour la collectivité**. Le S3REnR ainsi optimisé proposera donc des **solutions attractives** qui par ailleurs offriraient de potentiels **gains sur les délais de mise à œuvre**.

Annexe 1 : Méthodologie de spatialisation du gisement HT

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

La répartition des gisements consolidés pour lesquels RTE fournit un éclairage technique et financier a été établie sur la base :

- 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 ainsi que de la dynamique de raccordement observée dans la région, c'est-à-dire de l'évolution de la puissance totale des installations de production EnR en service ou entrées en file d'attente pour un raccordement au réseau public. En effet, en vertu de l'article L. 342-3 du code de l'énergie, ces éléments doivent être pris en compte afin de définir la capacité globale de raccordement ;
- des demandes de raccordement précédemment reçues par les gestionnaires de réseau de transport et de distribution et en attente d'une offre de raccordement ;
- 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 10/07/2025 au 17/10/2025, 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'énergies renouvelables 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 estimations de puissance correspondant aux prévisions de projets de renouvellement d'installation de production éoliennes existantes, fournies par l'organisation professionnelle de producteurs d'électricité France Renouvelables ;
- des zones d'accélération des énergies renouvelables (ZAER) proposées par les communes au moment des travaux préparatoires, en application de l'article 15 de la loi du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables (art. L. 141-5-3 du code de l'énergie) ;
- de la carte des zones favorables au développement de l'éolien publiée par la DREAL conformément à l'instruction du gouvernement du 26 mai 2021 ;
- de la carte des enjeux relatifs à l'installation des projets photovoltaïques au sol produite par le CEREMA et la DGEC et disponible sur le Portail cartographique EnR de geoservice.

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

2. Principes de consolidation

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

- 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 ;
- Déterminer la part de chacune des trois « briques » constitutives du gisement total dans le scénario retenu, à savoir {déclarations AERO} + {repowering éolien} + {prévisions de projets BT}
- Spatialiser les gisements, c'est-à-dire définir la désagrégation spatiale à l'intérieur de la région, dans une zone pertinente du point de vue électrique, qui sera considérée pour les études réseau.⁵

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

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 ;
- qui faisaient l'objet de plusieurs déclarations (cas d'une déclaration multiple par un même porteur de projet, ou cas de plusieurs porteurs de projets en concurrence sur un même terrain de prospection, via une analyse des coordonnées géographiques et de la puissance des déclarations) ;
- dont les coordonnées GPS les situent à plus de 15km à l'extérieur des limites de la région ;
- enregistrées sur la plateforme numérique plus de 6 mois avant la fin de la campagne, 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 ;
- propres à des projets de repowering éolien, ces derniers faisant l'objet d'une modélisation particularisée mentionnée dans le paragraphe §1) ;

L'ensemble du gisement correspondant est appelé le « gisement nettoyé ».

Les puissances des déclarations conservées ont été abattues en fonction de leur état d'avancement avec des taux définis en comité technique avec l'ensemble des parties prenantes.

Etat d'avancement	Coefficient d'abattement de puissance
Autorisé purgé	100%
Autorisé non purgé	90%
En instruction	80%
Refus contesté	40%
Développement	40%
Projet suspendu	30%
Prospection	20%
Non renseigné	20%

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

Ces coefficients, minorant par rapport aux coefficients définis par l'Instance Nationale de Suivi et d'Amélioration des S3REnR (INSAS) copiloté par RTE et France Renouvelables et réunissant les services de l'Etat, les gestionnaires de réseaux et les fédérations de producteurs, ont été validés en Comité Technique du 18 décembre 2025, avec pour objectifs de rapprocher le volume du gisement corrigé de la cible régionalisée de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie.

L'ensemble du gisement obtenu après application de ces coefficients est appelé le « gisement corrigé »

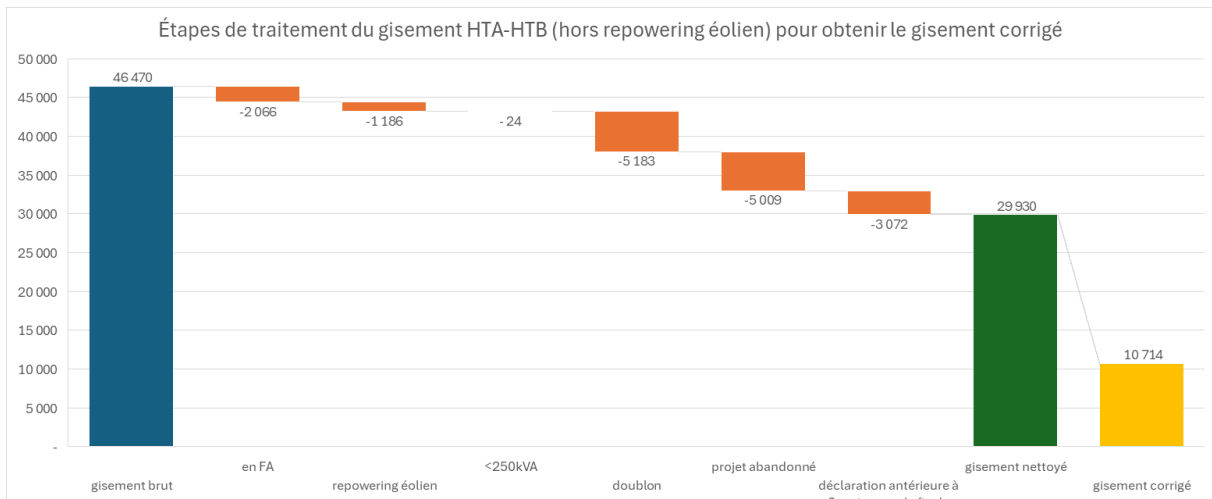


Figure 10 : Traitement de la « brique » AERO (projets HTA-HTB hors repowering) pour obtenir le gisement corrigé

4. Principes de détermination de la part de chacune des trois briques du gisement total

Comme indiqué au §1, le gisement total peut s'appréhender en trois « briques » :

- Les projets qui visent un raccordement en basse-tension, objets d'une modélisation de prévisions de projets fournie par les gestionnaires de réseau de distribution,
- Les projets qui visent un raccordement en haute-tension, que l'on peut distinguer en deux briques distinctes :
 - o Les projets de renouvellement d'installation de production éoliennes existantes, selon des prévisions fournies par l'organisation professionnelle de producteurs d'électricité France Renouvelables ;
 - o Les projets hors repowering éolien, saisis par les porteurs de projets dans la plateforme de recensement AERO des prévisions d'installations EnR.

Chaque brique présentant des spécificités de rythme de développement et des spécificités de localisation qui lui est propre, elles ne peuvent être traitées qu'indépendamment, et il est donc nécessaire de déterminer préalablement le poids de chacune dans le scénario à 4,7GW pour ensuite travailler sur la spatialisation des données qui lui sont relatives.

Les principes de détermination des parts de chacune des trois briques, débattus avec les membres du comité technique ont amené à :

- ➔ Retenir 40% de la capacité excédentaire en basse-tension. Cette proportion est cohérente avec la part de projets BT en puissance dans la file d'attente depuis 3 ans sur la région Occitanie.
- ➔ Retenir 60% de la capacité excédentaire en haute-tension, avec :

- Prise en compte de la totalité de la prévision de puissance de repowering, en cohérence avec les orientations de la PPE3,
- Prise en compte du reste de la puissance HTA-HTB dans la base de recensement des prévisions d'installations déclarées sur la plateforme AERO

	Brique 1 – prévisions de projets BT	Brique 2 – repowering éolien (HTA-HTB)	Brique 3 – HTA-HTB hors repowering
Répartition	40%	60%	
Puissance (MW)	1 893 MW	428 MW	2 412 MW

Tableau 1 : répartition par « brique » des 4 733 MW à spatialiser

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

5.a. Spatialisation de la brique BT

La modélisation des prévisions de projets BT fournie par les gestionnaires de réseau de distribution faisait état de 3,1GW supplémentaires à prendre en compte. Les travaux réalisés lors des comités techniques ont abouti sur un volume de prévisions de projets BT à retenir de 1,8GW.

Pour adapter le modèle à cette cible, les gestionnaires de réseau de distribution ont retenu 100% des prévisions dans toutes les zones saturées (zones où des projets BT avaient fait l'objet de refus d'offre, ou d'offres à délais longs), et retenu ensuite des prévisions adaptées sur les autres zones, au prorata de la puissance restant à attribuer pour parvenir à la cible de 1 893MW.

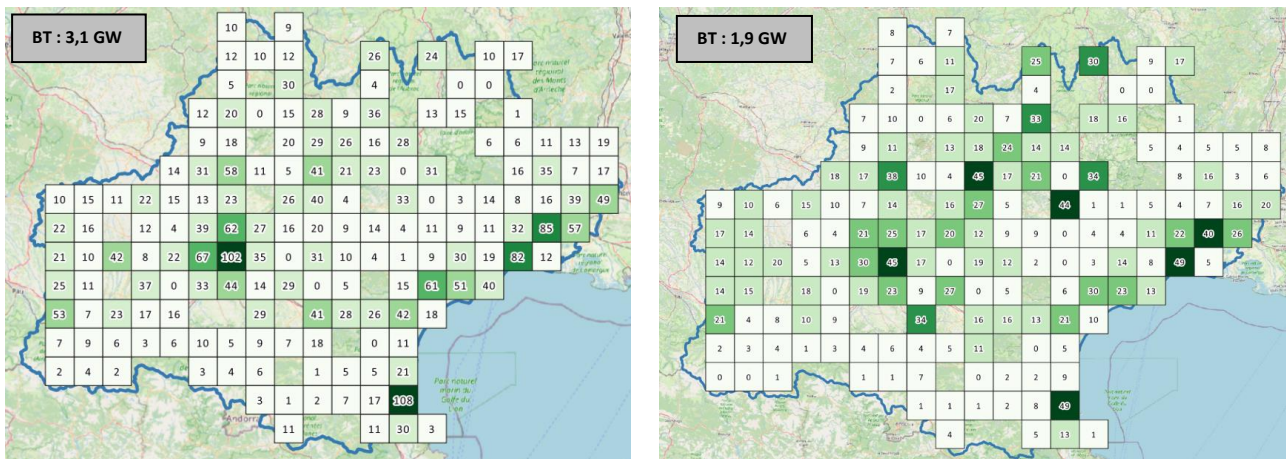


Figure 11 : Prévision de projets BT initial à gauche, et adapté à la cible retenue selon les dynamiques territoriales (à droite)

5.b. Spatialisation de la brique HTA-HTB repowering

Les prévisions d'augmentation de puissance des parcs éoliens existants réalisées par France Renouvelable font état d'une puissance supplémentaire de 395 MW à horizon 2035, et 428 MW à horizon 2040. En cohérence avec les horizons de développement des infrastructures prévus dans les S3REnR, et en cohérence avec les orientations de la PPE3 sur la filière éolienne, il a été convenu en comité technique de retenir 428 MW supplémentaires à horizon 2040 pour cette brique, soit la totalité de la prévision France Renouvelable.

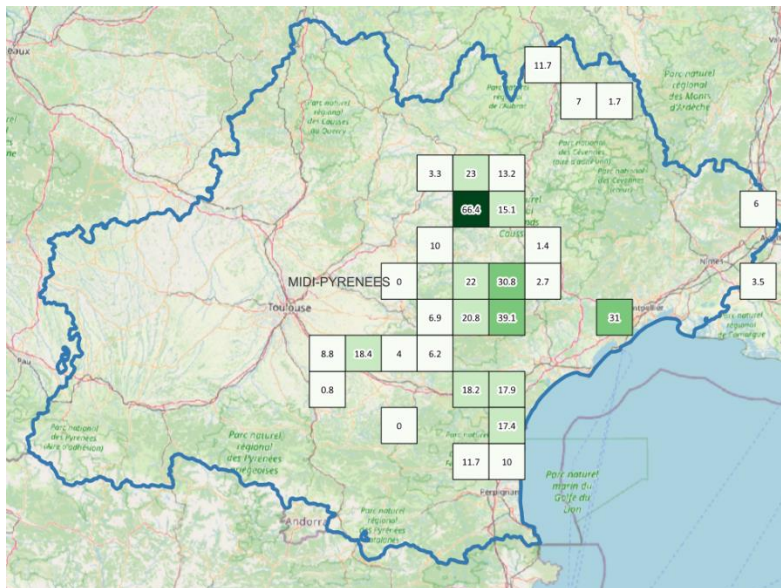


Figure 12 : Prévision de projets d'augmentation de puissance des parcs éoliens existants

5.c. Spatialisation de la brique HTA-HTB hors repowering

Le gisement corrigé représentant encore un volume supérieur au volume nécessaire pour l'atteinte des objectifs PPE3, une sélection des projets selon leur emplacement est nécessaire pour retenir un gisement correspondant à la cible retenue.

La méthode appliquée pour la révision Occitanie est la méthode dite de qualification. Les déclarations se voient accorder des notes définies par la DREAL et validés en comité technique en fonction de leur état d'avancement et de leur localisation, avec un système complémentaire de bonus/malus liée à la localisation des projets en ZAEnR ou en zone de sensibilité environnementale, et aux manifestations particulières sur les projets lors des comités territoriaux du mois de novembre 2025 (projets « signalés » par les territoires considérés au stade instruction). L'analyse est ensuite différenciée par filière, éolienne ou photovoltaïque.

Enfin, les déclarations ayant la meilleure note sont sélectionnées jusqu'à atteinte du volume du scénario étudié et sont répertoriées sur une carte. C'est ce que l'on appelle la "spatialisation du gisement".

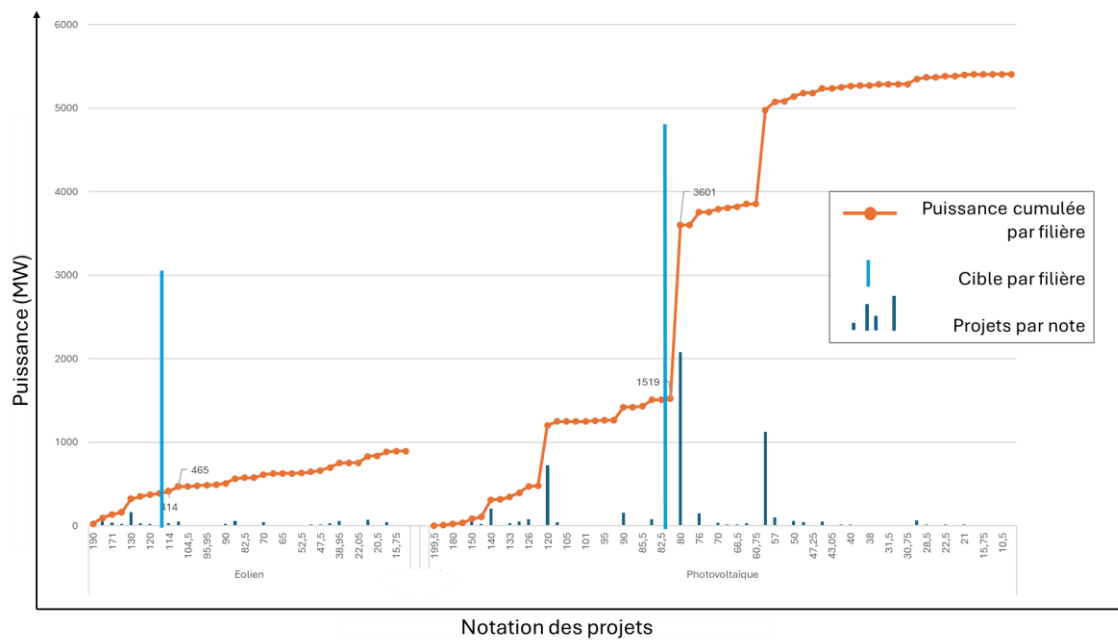


Figure 13 : Sélection des projets par le système de qualification

L'application de cette méthode permet de sélectionner, au sein du « gisement corrigé », les projets considérés les plus matures, et ayant les plus grandes chances de se concrétiser sur les territoires dans les prochaines années :

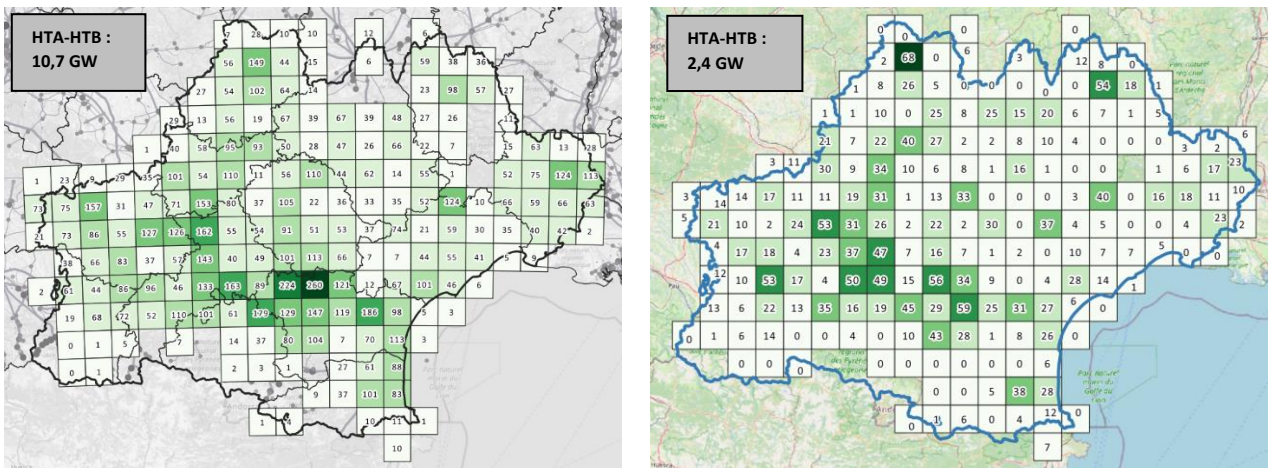


Figure 14 : Préviction de projets HTA-HTB corrigé à gauche, et spatialisé par qualification (à droite)

Le cumul des trois briques représentées en Figure 11 (brique BT), Figure 12 (brique repowering) et Figure 14 (brique AERO) permet d'obtenir le gisement spatialisé qui fait l'objet des études dont les premiers résultats sont présentés dans cet éclairage, et qui est représenté d'un point de vue cartographique ci-après :

Annexe 2 : Précisions concernant la faculté des postes électriques à accueillir des projets d'installation de production d'électricité EnR

Dans le cadre du dispositif S3REnR, des capacités pour le raccordement d'installations EnR terrestres sont réservées sur les postes du schéma. Ces capacités réservées sont attribuées au fur et à mesure de l'octroi d'accès à la capacité de réseau, autrement dit, au fur et à mesure que des projets d'installation entrent en file d'attente.

Lorsque la capacité disponible (capacité réservée non attribuée « CRNA ») est nulle sur un poste, cela ne signifie pas nécessairement qu'il est impossible d'y émettre une offre de raccordement. En effet, le mécanisme de transferts de capacité réservée entre les postes de la région prévu par le code de l'énergie peut permettre de répondre à cette situation. Néanmoins, pour apporter de la capacité réservée sur certains postes, les transferts de capacité réservée se révèlent parfois infaisables, notamment s'ils sont susceptibles d'entraîner des contraintes inacceptables sur les réseaux publics. Auquel cas, les gestionnaires ne sont pas en mesure de proposer des offres de raccordement sur ces postes dans les délais usuels, et l'instruction des demandes de raccordement concernées peut être suspendue, jusqu'au plus tard, l'entrée en vigueur du schéma révisé. Toutefois, ceci ne remet pas en cause l'entrée en file d'attente des installations de production d'électricité EnR qui visent un raccordement au réseau public de distribution.

Par ailleurs, lorsque l'ensemble de la capacité globale de raccordement du schéma en vigueur a été attribuée pour des entrées en file d'attente, le schéma en vigueur est dit « complet ». Dans cette situation :

- Par définition, plus aucun transfert de capacité réservée n'est faisable, puisqu'il ne reste plus de capacité réservée non attribuée dans toute la région.
- En application du code de l'énergie, RTE n'émet plus d'offre de raccordement au réseau public de transport basée sur des capacités réservées, et plus aucune installation de production d'électricité EnR ne peut donc rentrer en file d'attente selon les modalités usuelles au titre du schéma en vigueur.
- Les installations de production d'électricité EnR qui visent un raccordement au réseau public de distribution continuent d'entrer en file d'attente, que l'instruction de leur demande de raccordement soit suspendue ou non par les gestionnaires de réseau : de la capacité réservée du futur schéma révisé leur est alors allouée en anticipation dès le dépôt de leur demande de raccordement.