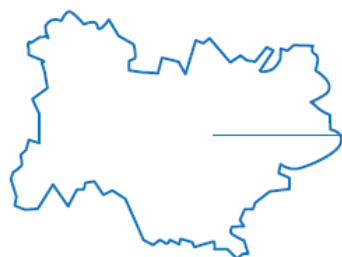




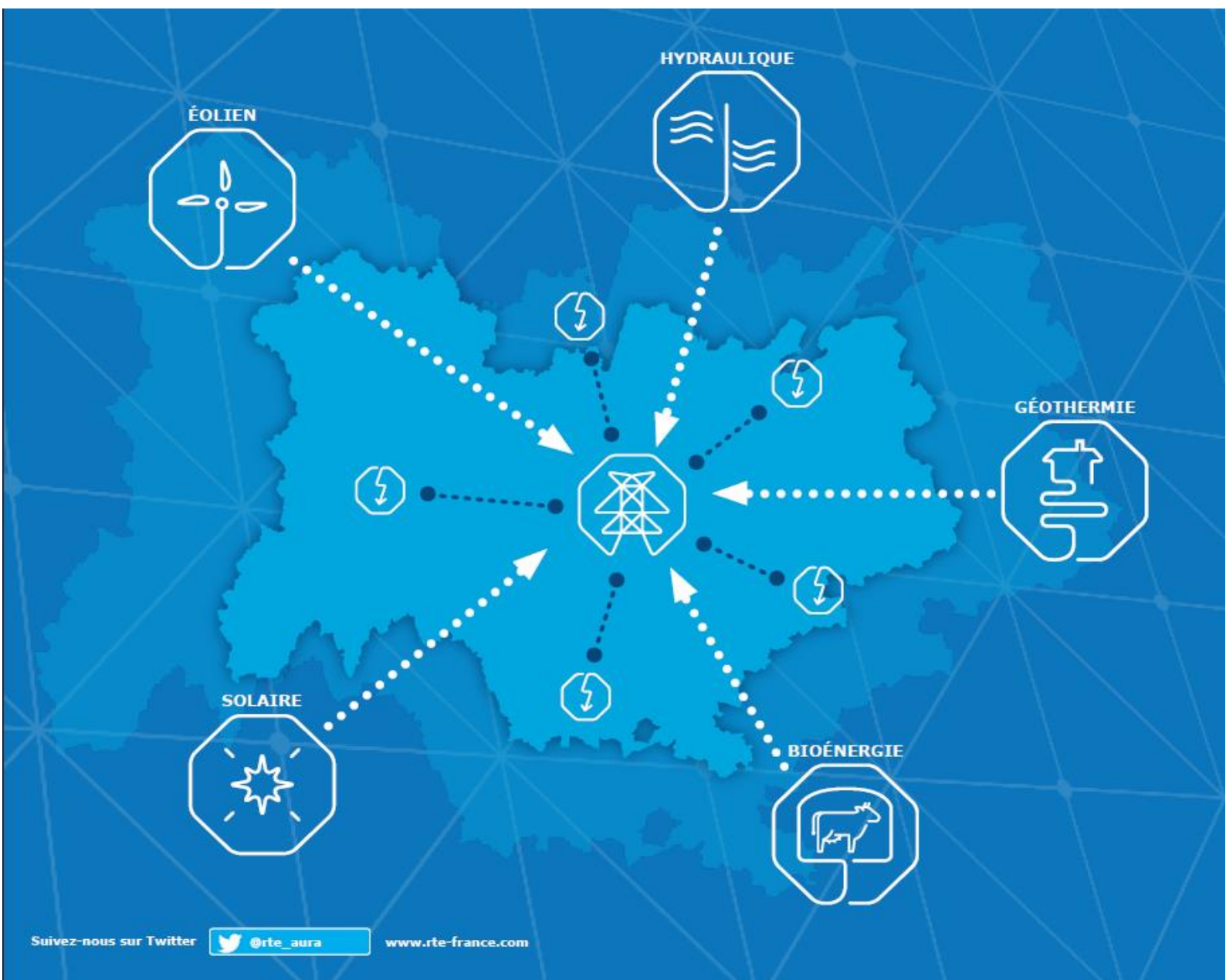
Le réseau
de transport
d'électricité



RÉVISION DU SCHÉMA RÉGIONAL DE RACCORDEMENT AU RÉSEAU DES ÉNERGIES RENOUVELABLES (S3REnR) D'Auvergne-Rhône-ALPES

Éclairage au Préfet

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 Auvergne-Rhône-Alpes	4
4. Etat des lieux du S3REnR de la région Auvergne-Rhône-Alpes	4
5. Capacité des gestionnaires de réseau à produire des offres raccordement en Auvergne-Rhône-Alpes	7
6. Données d’entrée et constitution des scénarios de gisements consolidés	11
6.1. Scénario de gisements consolidés validé en comité technique.....	11
6.2. Scénario alternatif proposé par l’Etat.....	14
7. Analyses réalisées en vue de la révision du schéma de la région Auvergne-Rhône-Alpes	16
7.1. Méthode d’étude pour cet éclairage	16
7.2. Résultat des études préliminaires.....	17
7.3. Eclairage sur l’enjeu de spatialisation des gisements EnR.....	18
7.4. Eclairage sur le réseau de grand transport	21
8. Synthèse et conclusion	22
Annexe 1 : Méthodologie de spatialisation du gisement HT	24
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 Auvergne-Rhône-Alpes.

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. RTE procède alors à l'élaboration du projet de schéma révisé dit « V0 », qui sera mis en consultation auprès des parties prenantes et fera l'objet d'une concertation préalable du public.

2. Etapes constitutives de la révision d'un S3REnR

La figure 1 ci-dessous présente les étapes et jalons majeurs de mise en œuvre de la révision d'un S3REnR.

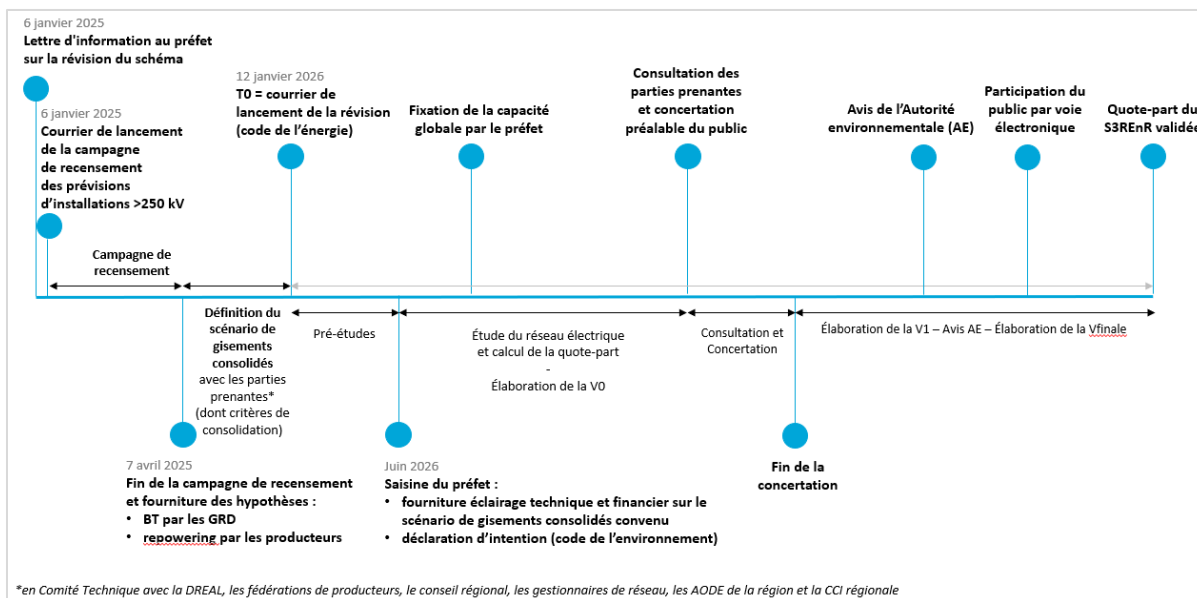


Figure 1 : Planning indicatif de la révision d'un S3REnR



3. Etat des lieux du parc de production d'électricité renouvelable en service de la région Auvergne-Rhône-Alpes

Les installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables sont principalement concentrées sur le Sud et l'Ouest de la région pour l'énergie éolienne, dans les Alpes et le Massif central pour l'énergie hydraulique et réparties sur l'ensemble du territoire pour l'énergie solaire avec une concentration plus marquée sur les départements de l'ancienne région Auvergne.

Le parc de production électrique issue d'énergies renouvelables en service dans la région Auvergne-Rhône-Alpes était constitué, à la fin du 1^{er} trimestre 2026 d'environ 16,5 GW décomposé comme suit :

- 0,8 GW d'éolien terrestre ;
- 4 GW de solaire photovoltaïque ;
- 11,5 GW d'hydraulique ;
- 0,2 GW de bioénergies

Ce parc de production a fait l'objet d'une dynamique de développement rapide avec la mise en service de près de 920 MW raccordés en 2025 (soit + 31 % par rapport au volume mis en service durant l'année 2024).

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

4. Etat des lieux du S3REnR de la région Auvergne-Rhône-Alpes

Le S3REnR en vigueur de la région Auvergne-Rhône-Alpes, dont la quote-part a été approuvée le 15 février 2022, dispose d'une capacité globale de raccordement de 7,6 GW d'énergies renouvelables sur le réseau pour une quote-part de 42,4 k€/MW en 2026.

La somme des installations de production d'énergie électrique renouvelable, hors bioénergie, en service et en file d'attente est de 19,5 GW à fin mars 2026.

A fin mars 2026, les capacités réservées du schéma sont attribuées à hauteur de 63%, en prenant en compte la puissance raccordée et à raccorder en injection des installations de production d'électricité renouvelable (installations en service et en file d'attente).

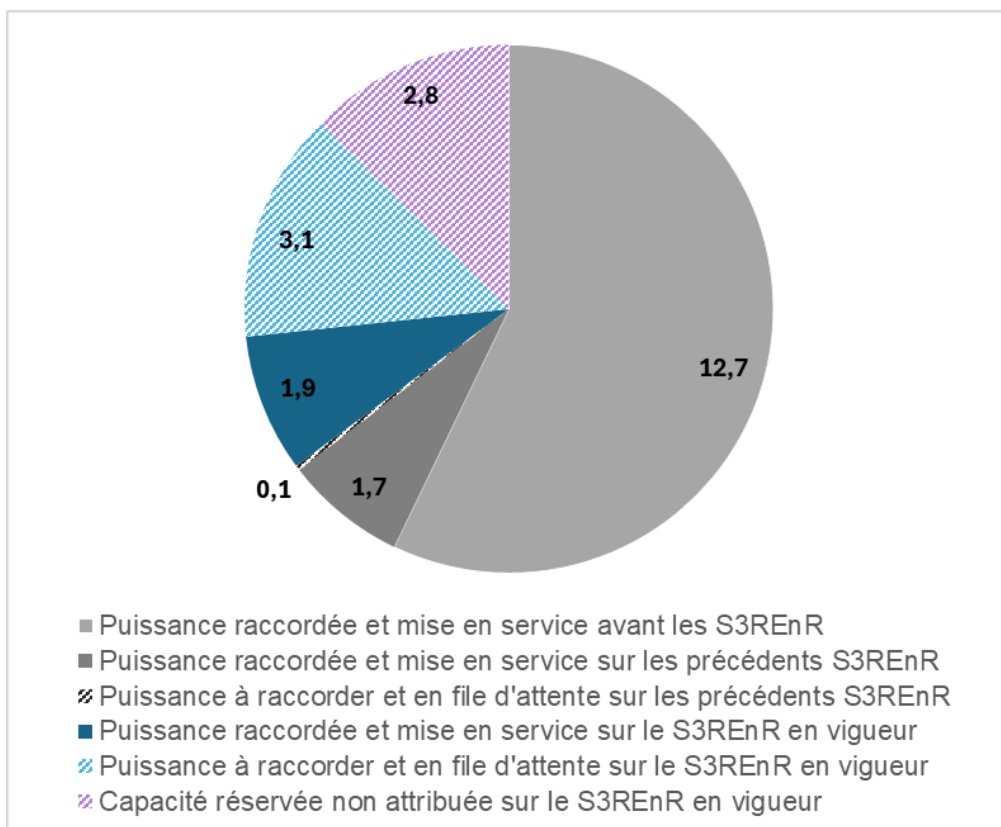


Figure 2 : Répartition des 19.5 GW d'EnR de la région Auvergne-Rhône-Alpes à fin mars 2026 et des capacités réservées non attribuées sur le S3REnR en vigueur

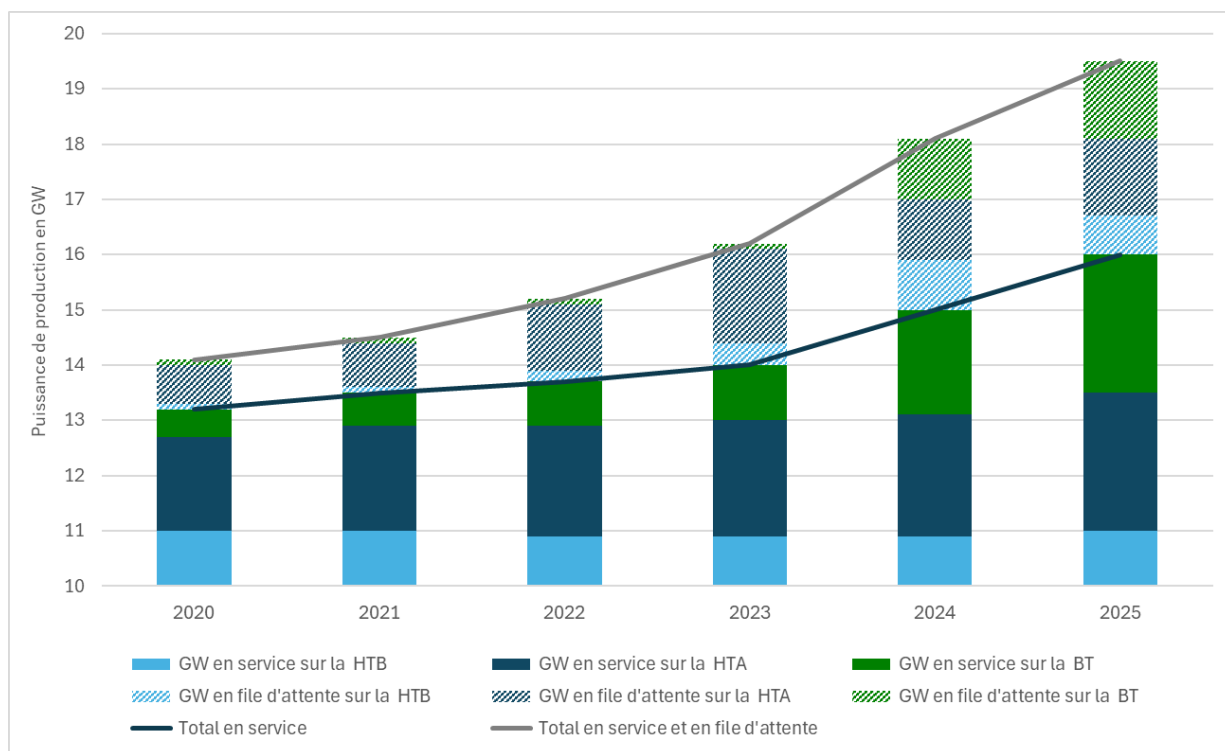


Figure 3 : Evolution annuelle des EnR en région Auvergne-Rhône-Alpes



Compte tenu de la dynamique d'entrée en file d'attente et de mise en service des installations de production d'électricité EnR, ainsi que du taux d'attribution de la capacité globale de raccordement du schéma en vigueur, RTE et la DREAL ont décidé d'engager les travaux préparatoires à la révision de la région Auvergne-Rhône-Alpes avec les parties prenantes en 2025.

Le lancement de la révision a été notifié le 12 janvier 2026 par courrier adressé à Madame la préfète de Région. Préalablement, une campagne de recensement des prévisions d'installations de production d'électricité EnR de la région s'est déroulée du 6 janvier au 7 avril 2025. Une période de vérification et de correction des déclarations a été conduite sur tout l'hexagone du 16 mars au 24 avril 2026. Elle a permis de renforcer la fiabilité des données qui servent à la planification des schémas, notamment en ce qui concerne la spatialisation des installations déclarées.

Au cours du deuxième semestre 2025, une démarche a été menée avec la DREAL pour examiner la crédibilité des projets d'installations de production d'électricité EnR en file d'attente HTB qui représente environ 0,7 GW soit 25 % de l'ensemble des projets en file d'attente (c'est à dire ayant sécurisé leur accès au réseau public de transport après avoir signé une offre de raccordement au réseau).

Ce chantier a été conduit en croisant, pour chaque projet d'installation EnR, les informations concernant l'obtention d'un mécanisme de soutien financier public, d'une offre de raccordement au réseau et le statut des autorisations administratives du projet d'installation. L'obtention de ce « triple sésame » peut être un indicateur utile et complémentaire pour éclairer sur la maturité d'un projet d'installation EnR.

En Auvergne-Rhône-Alpes, parmi les douze projets EnR qui ont contractualisé leur accès au réseau de transport d'électricité (RTE), deux ont sécurisé à la fois leurs autorisations administratives et mécanisme de soutien pour une capacité de 180 MW. Sur ces deux projets, l'un dispose d'un mécanisme de soutien public, l'autre dispose d'un contrat de revente mixte (une partie en soutien public et l'autre contrat de gré à gré). Sur les dix autres projets, six projets sont en cours d'instruction dont aucun n'est lauréat d'un appel d'offres CRE, et quatre projets n'ont pas encore mené de démarches auprès des services instructeurs.

En conclusion, les travaux d'analyse de la file d'attente HTB en région Auvergne-Rhône-Alpes montrent qu'environ 0,5 GW de capacité d'accès au réseau est réservée par des projets EnR qui sont aujourd'hui encore incertains.



5. Capacité des gestionnaires de réseau à produire des offres raccordement en Auvergne-Rhône-Alpes

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, 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 figure 4 ci-dessous caractérise la faculté, sur l'ensemble des postes du S3REnR Auvergne-Rhône-Alpes, 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 qu'il 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).

Par ailleurs, les postes colorisés en orange localisés dans l'Allier et dans le Cantal sont proches d'une situation contractuelle avérée. Cette situation sera atteinte dès que l'intégralité des capacités réservées encore disponibles seront affectées à des projets EnR entrés en file d'attente.

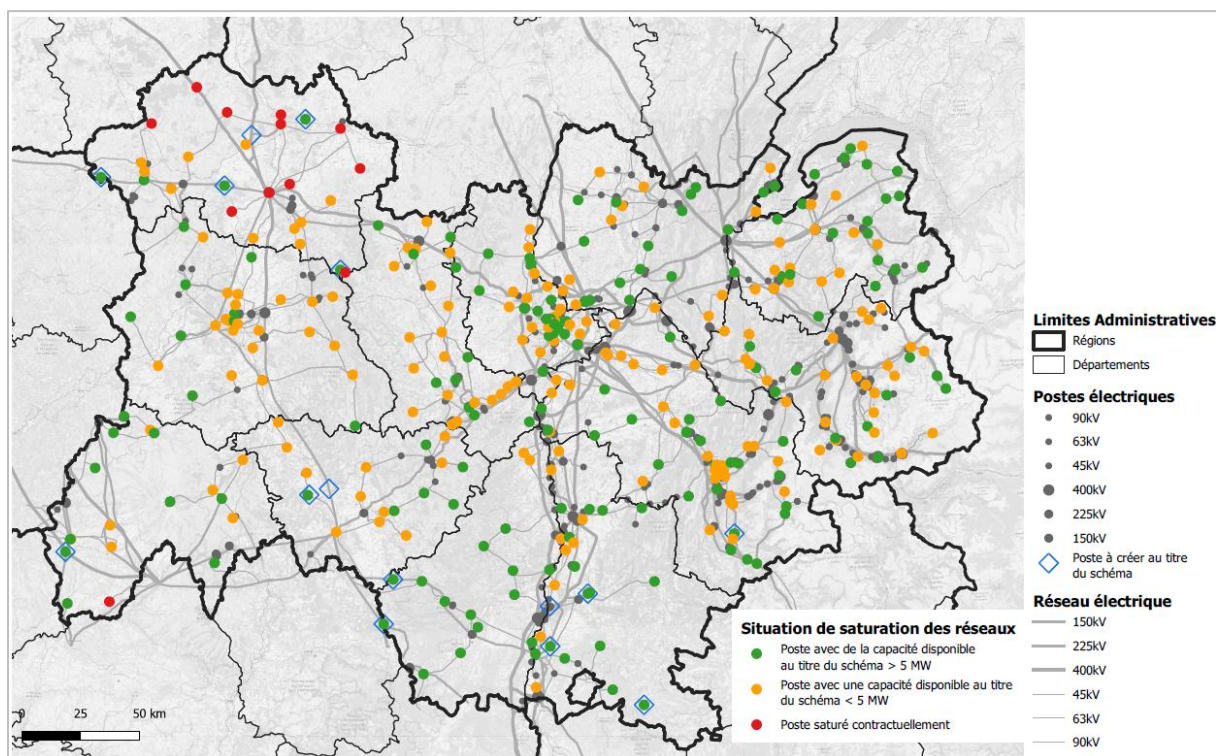


Figure 4: Capacité des postes de la région à accueillir de nouveaux projets EnR

A fin mars 2026, 342 postes disposent encore d'une capacité réservée non attribuée permettant d'accueillir des EnR sans contrainte correspondant à une puissance totale de 2,8 GW. Douze postes 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 projets EnR en file d'attente à se développer rapidement ; dans le cas contraire, ils bloquent artificiellement de la capacité au détriment de projets d'installation EnR plus matures.

La figure 5 ci-dessous présente, pour les postes de la région Auvergne-Rhône-Alpes qui ne sont plus en mesure de raccorder des nouvelles installations EnR, la proportion des installations effectivement en service, et qui engendrent effectivement des flux sur le réseau conformément au dimensionnement des ouvrages planifiés dans le schéma en vigueur, par rapport au total des installations qui consomment de la capacité réservée sur le poste.

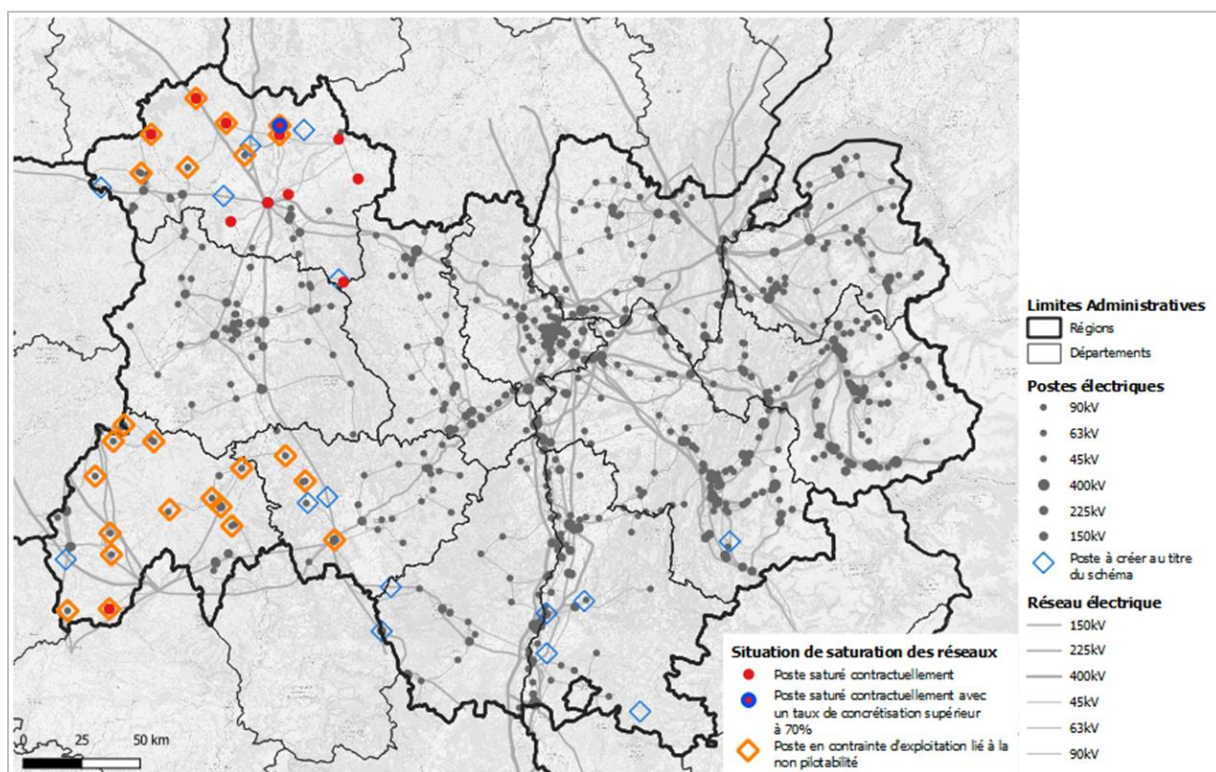


Figure 5 : Représentation géographique des postes électriques avec des contraintes d'exploitation et des effets de saturation

À fin mars 2026, le taux de mises en service effectives des installations EnR était inférieur à 70% de la capacité réservée des postes pour 11 des 12 postes « saturés contractuellement ». Cela signifie concrètement que 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. L'analyse réalisée avec la DREAL montre que la saturation contractuelle est principalement due à des projets HTA ou BT : en effet, à date un seul projet HTB contribue à ce phénomène de saturation contractuelle¹. Ce projet ne dispose ni de son autorisation administrative, ni de son mécanisme de soutien.

En conclusion, en Auvergne-Rhône-Alpes, sur les quelques 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, notamment dans l'Allier.

¹ En région Auvergne-Rhône-Alpes, plus de 90% de la puissance de ces projets HTB en file d'attente sur le réseau de transport qui ne détiennent encore pas de leurs autorisations administratives sont localisés sur des zones électriques où le réseau dispose encore de capacité d'accueil suffisante pour les énergies renouvelables.



Environ 20 postes électriques situés dans la région Auvergne-Rhône-Alpes (signalés par un losange orange dans la figure 5, page précédente) présentent des contraintes d'exploitation liées à la non-pilotabilité des productions raccordées en basse tension. En effet, les S3REnR prévoient dans leur conception que les gestionnaires du réseau puissent ponctuellement baisser la production EnR en cas de pics de production pour leurs besoins d'exploitation. Ce dimensionnement optimal de l'infrastructure électrique permet de réduire les besoins d'investissement sur le réseau tout en maximisant les capacités de raccordement des parcs EnR. Cependant, il 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 actuellement pas possible pour des contraintes techniques. En 2026, 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.



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

6.1. Scénario de gisements consolidés validé en comité technique

Les travaux préparatoires en amont du lancement de la révision ont permis de recueillir, pour un horizon 2040 :

- Les projets d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables déclarés dans la plateforme AERO ;
- La prévision de « repowering » éolien transmise par le syndicat France Renouvelables ;
- Les gisements basse tension fournis par les gestionnaires de réseau de distribution.

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, a permis de corriger les gisements selon leur maturité et leur localisation sur le territoire au regard du scénario discuté présenté ci-dessous.

Par ailleurs, des travaux pilotés par la DGEC ont été menés au cours du dernier semestre 2025 avec les gestionnaires de réseau pour définir une trajectoire d'installation des énergies renouvelables jusqu'en 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 installées.

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 13,6 GW d'EnR terrestres pour les filières photovoltaïques et éoliennes en service à l'horizon 2040 pour la région Auvergne-Rhône-Alpes**. Cette cible a été présentée par la DGEC en Comité de l'Administration Régionale le 20 mai 2026. Pour prendre en compte des ambitions de développement de la filière hydraulique sur la région suite à la publication de la PPE3, un volume supplémentaire de 0,4 GW a été pris en compte pour cette filière à horizon 2040 par rapport aux capacités déjà installées qui s'élèvent à 11,5 GW. **La cible d'EnR hydrauliques à horizon 2040 pour la région Auvergne-Rhône-Alpes est donc de 11,9 GW.**

En conséquence, la cible régionale résultante pour les 3 filières de production d'électricité à partir des énergies renouvelables photovoltaïques, éoliennes et hydrauliques à horizon 2040 est de 25,5 GW.

Les travaux de la régionalisation de la PPE3 en Auvergne-Rhône-Alpes ont été initiés en avril 2026 par la DREAL. La cible régionale proposée par la DGEC pour la révision du S3REnR de la région et le volume supplémentaire considéré pour l'hydraulique sont cohérents avec les ambitions à horizon 2035 discutées à ce jour et proposées par les services de l'Etat.

La puissance totale en injection des projets d'installation EnR en service et en file d'attente à la fin du premier trimestre 2026 étant de 19,5 GW en Auvergne-Rhône-Alpes, il reste à ce jour 6 GW pour atteindre la cible de 25,5 GW à l'horizon 2040 (dont 13,6 GW pour le photovoltaïque et l'éolien).

Les travaux réalisés avec les services de l'Etat, la DREAL, et en comité technique, ont abouti à un scénario composé de 2,1 GW de gisements sur la basse tension et de 3,9 GW de gisements sur la moyenne et haute tension (dont le repowering éolien et l'hydraulique).

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 0,6 GW.

Compte-tenu de ces hypothèses la **capacité globale de raccordement qui serait à prévoir dans le cadre du prochain S3REnR de la région Auvergne-Rhône-Alpes qui entrerait en vigueur début 2028 serait de 5,4 GW²**

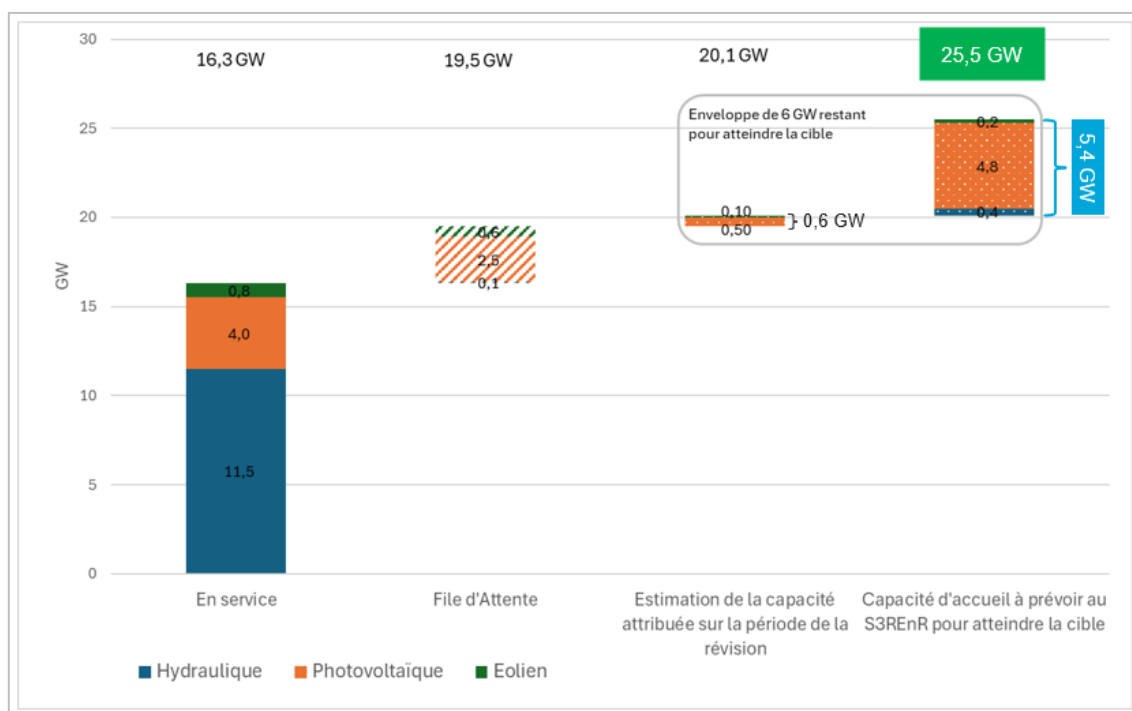


Figure 6 : Empilement des capacités EnR en service, en file d'attente et composition de la capacité d'accueil pour atteindre la cible régionale de 25,5 GW à horizon 2040

Ce scénario a été spatialisé sur la base des gisements d'énergie renouvelable recensés puis corrigés selon la méthode détaillée en annexe 1 qui tient compte notamment des zones d'accélération pour les énergies renouvelables définies par les communes. Les figures 7 et 8 représentent la répartition sur le territoire des gisements avant puis après application des critères de correction.

² Le volume de 5,4 GW est calculé comme suit : 6 GW pour atteindre la cible à date, moins 0,6 GW de projets susceptibles de rentrer en file d'attente d'ici la publication du schéma.

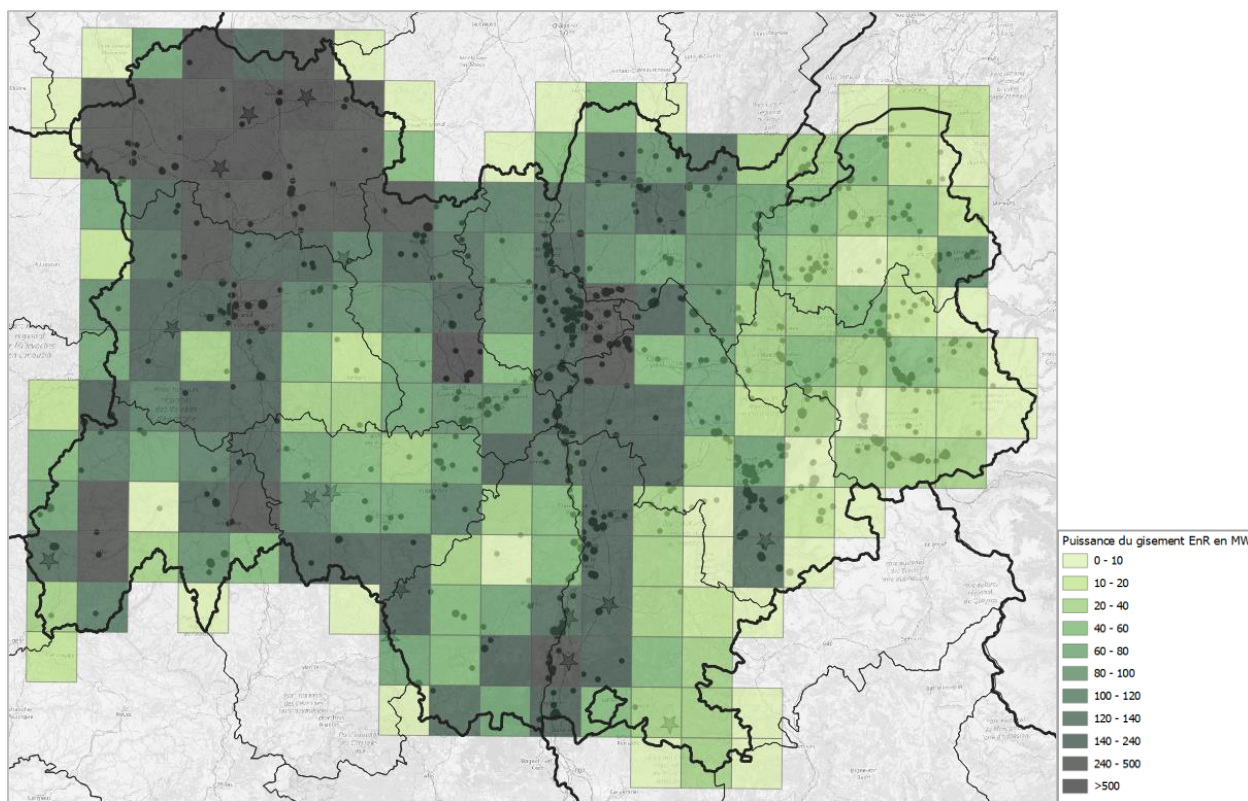


Figure 7: Gisement d'EnR recensé intégrant une estimation du potentiel de repowering et l'hypothèse d'un gisement basse tension – avant correction

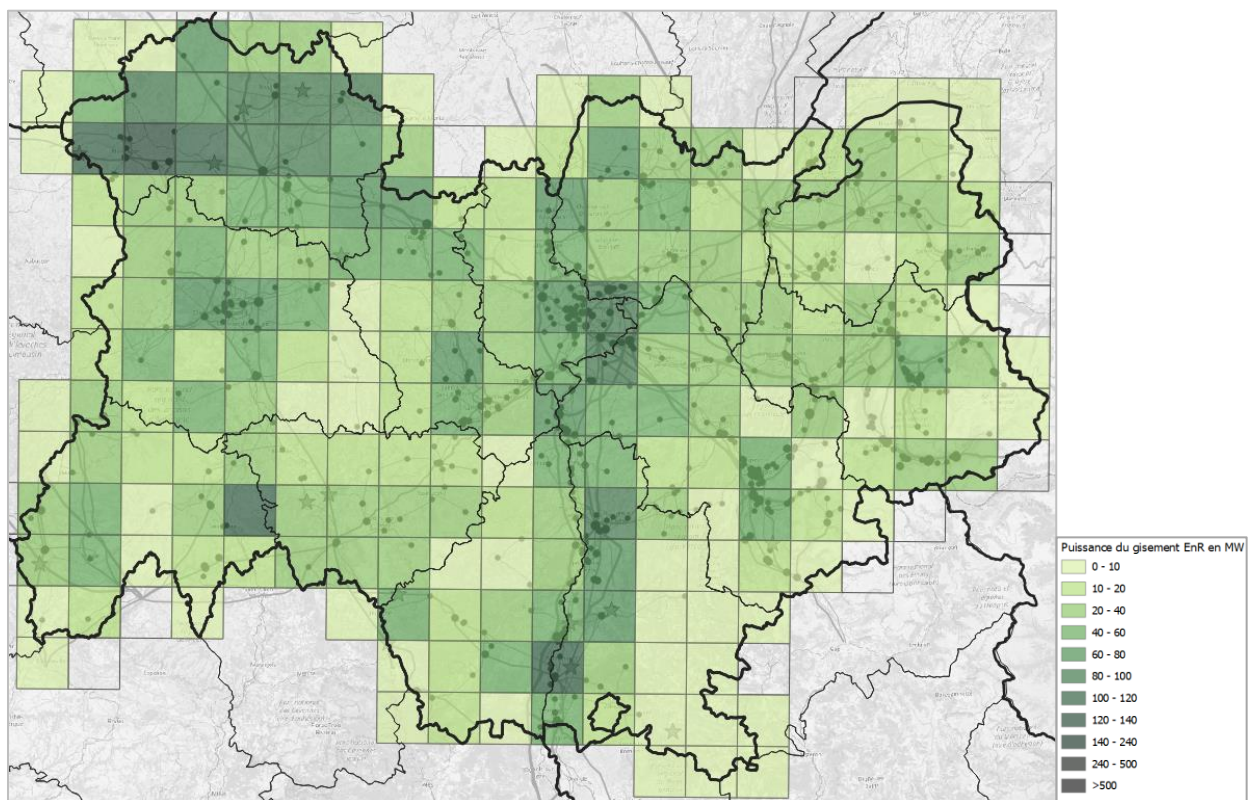


Figure 8 : Gisement d'EnR recensé intégrant une estimation du potentiel de repowering et l'hypothèse d'un gisement basse tension de 2,1 GW – après correction

6.2. Scénario alternatif proposé par l'Etat

Un scénario alternatif de spatialisation des capacités pour l'accueil des énergies renouvelables a été proposé par les services de l'Etat dans le cadre du Comité de l'Administration Régionale du 20 mai 2026. Il consiste en une répartition différente des capacités d'accueil entre les départements de la région. Il vise en particulier à **relocaliser** de l'ordre de 800 MW représentant environ 60% des capacités du département de **l'Allier vers les autres départements** de la région comme indiqué dans la figure 9 ci-dessous.

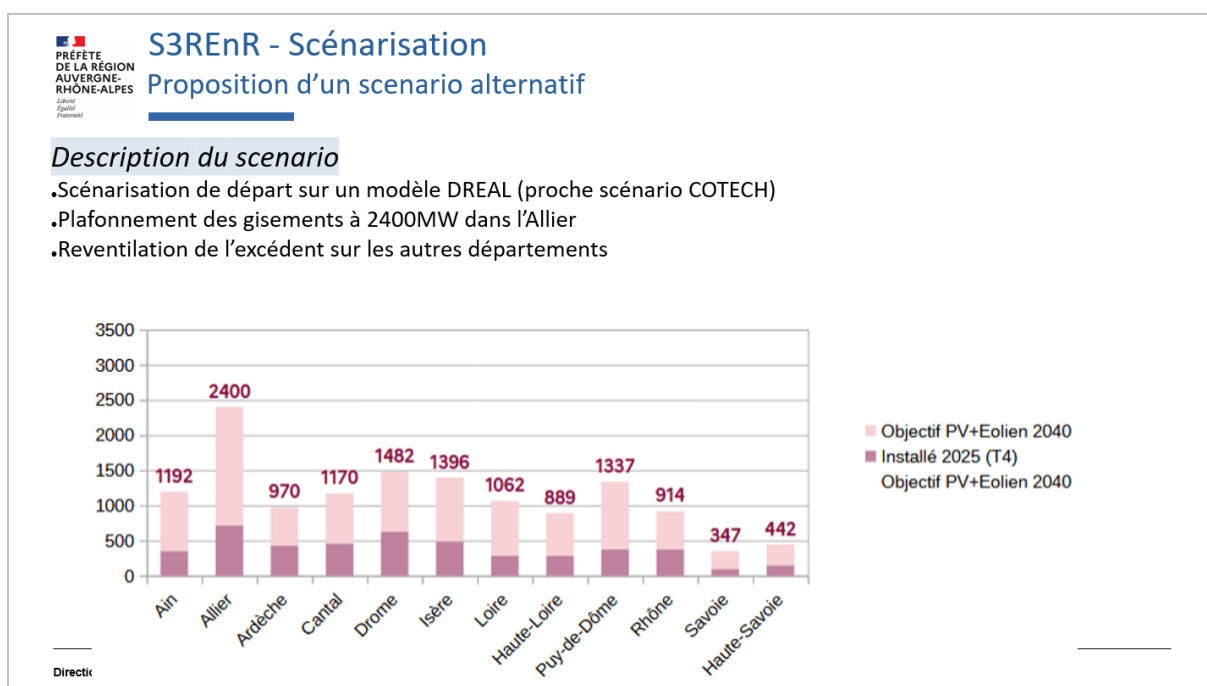


Figure 9: Déclinaison départementale du scénario proposé par l'Etat et présenté en Comité de l'Administration Régionale le 20 mai 2026

En conséquence, cette relocalisation implique des évolutions à la hausse de la puissance à considérer dans certains départements, par rapport au scénario concerté en comité technique. Cette évolution est de l'ordre de 100 à 200 MW sur les départements de l'Ain, de l'Isère, de l'Ardèche et de la Haute-Savoie, de l'ordre de 40 à 80 MW sur les départements du Cantal, de la Drôme, de la Loire, de la Haute-Loire et du Rhône. Quant aux départements de la Savoie et du Puy-De-Dôme, la puissance des gisements corrigés à considérer est restée stable.

La figure 10 ci-dessous illustre la relocalisation de ces gisements corrigés tout en tenant compte du caractère diffus des dynamiques exprimées sur le gisement en basse tension.

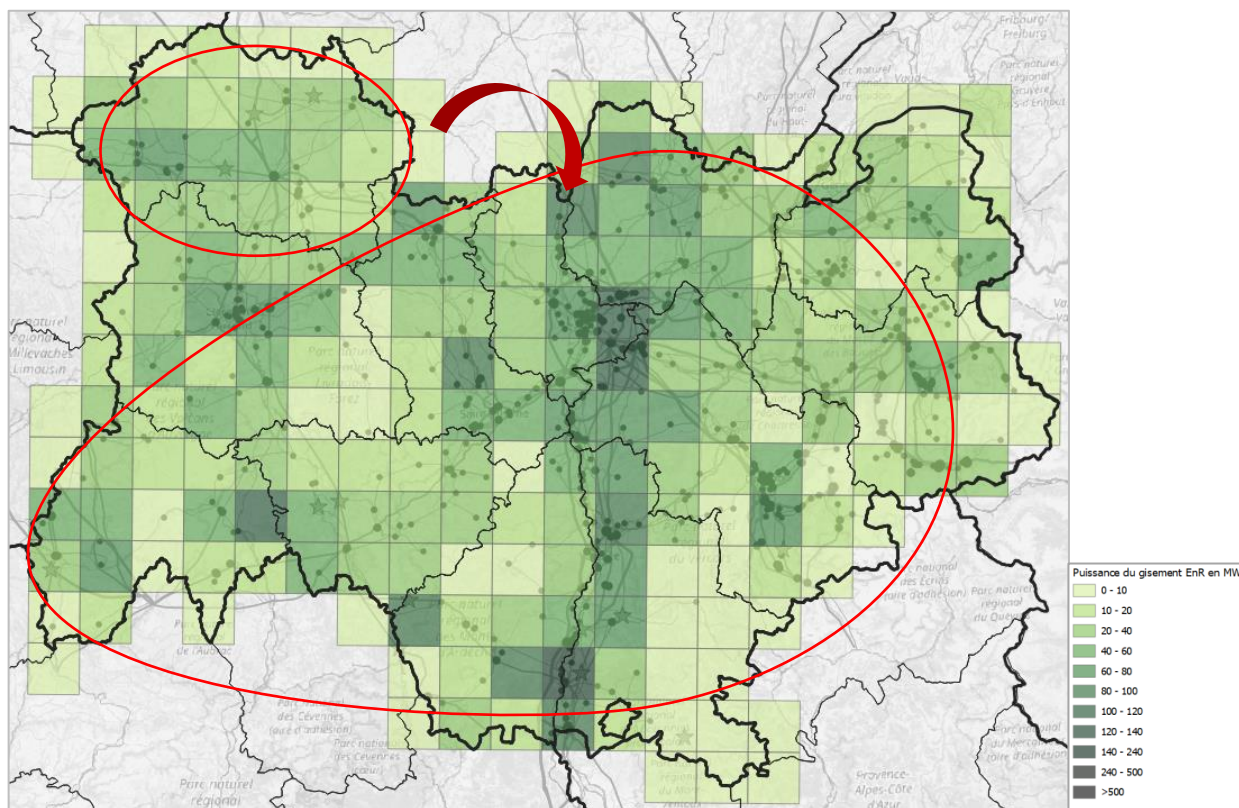


Figure 10 : Scénario de spatialisation des capacités proposé par l'Etat (relocalisation d'environ 60% du gisement du Nord-Ouest de la région vers les départements Rhône-Alpins)



7. Analyses réalisées en vue de la révision du schéma de la région Auvergne-Rhône-Alpes

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 enjeux associés au processus de révision.

En Auvergne-Rhône-Alpes, à l'exception des zones présentées sur la figure 12 (page 20 : zones en jaune), des travaux seront nécessaires sur les réseaux électriques pour permettre l'accueil d'un volume important d'énergies renouvelables.

Le gisement recensé étant dispersé sur la région, de nombreux travaux de renforcement seraient nécessaires pour couvrir l'intégralité du gisement retenu malgré la mise en œuvre d'une stratégie d'évolution du réseau électrique s'appuyant fortement sur l'infrastructure existante. Les premières analyses ont montré que les investissements totaux correspondants en création d'ouvrage et en renforcement pourraient atteindre 1,7 Mds d'euros.

En préparation des discussions qui permettront d'élaborer la V0 du schéma révisé, deux variantes ont ensuite été analysées. Elles valorisent les opportunités présentes sur le réseau de transport d'électricité afin d'identifier des ouvrages moins coûteux qui pourraient être intégrés dans le schéma.

Ces variantes sont les suivantes :

- **Variante 1** : cette variante est restée très adhérente au gisement corrigé, en cherchant à optimiser la structure du réseau de transport aux endroits opportuns, via la création de nouvelles injections depuis le réseau très haute tension et en mutualisant notamment cette structure avec certains nouveaux postes collecteurs.
- **Variante 2** : cette variante a cherché à adapter légèrement la spatialisation du gisement corrigé en favorisant marginalement la création de capacité d'accueil via des projets les moins coûteux pour la collectivité. Cette approche a conduit à faire évoluer les volumes de gisements considérés jusqu'à $\pm 12\%$ localement sur les postes de la région tout en s'attachant à conserver les dynamiques locales des gisements.

Enfin, sur la base du scénario alternatif de répartition proposé en Comité de l'Administration Régionale par les services de l'Etat (cf. §6.2), une variante supplémentaire a été analysée :

- **Variante Etat** : cette variante a cherché à respecter les ambitions départementales proposées par l'Etat en Comité de l'Administration Régionale en identifiant les ouvrages nécessaires pour répondre au gisement dans le volume fixé pour chaque département. Cette variante réduit encore les besoins d'investissements en particulier dans l'Allier grâce à la relocalisation des gisements sur des zones où le réseau dispose de capacité technique plus favorable à l'accueil des EnR et reste pertinente au vu des gisements d'EnR recensés avant correction sur les départements bénéficiaires.

7.2. Résultat des études préliminaires

Le tableau ci-dessous synthétise les résultats des études des différents scénario de spatialisation des gisements et variantes selon des indicateurs financiers et une estimation du nombre de postes à créer.

Pour mémoire, les premières analyses réalisées consistant à s'appuyer fortement sur l'infrastructure de réseau existante en la renforçant, conduisaient à des coûts d'investissement globaux estimés à plus de 1,7 Mds.

Nom du scénario et de la variante	Scénario COTECH		Scénario Etat
	Variante 1	Variante 2	Variante Etat
Capacité globale de raccordement (GW)	5,4 GW	5,4 GW	5,4 GW
Quote-part ³ totale estimée (k€/MW)	149	145	127
▪ <i>dont solde estimé du schéma actuel (k€/MW)</i>	5	5	5
Total des investissements (M€)	1530	1340	1290
Investissement de création (M€)	780	760	660
Investissement de renforcement (M€)	750	580	630
Nombre de postes à construire	13	15	9

Pour les deux variantes étudiées dans le cas du scénario de spatialisation des gisements concerté en comité technique, il résulte des premières études que la quote-part du futur schéma approcherait les 150 k€/MW avec une incertitude à ce stade de $\pm 25\%$. Cette fourchette d'incertitude reflète l'impact important de la localisation des futures infrastructures électriques qui sera in fine retenue. Dans ce scénario, plus de 45% des investissements se concentrent sur le seul département de l'Allier.

Quant au scénario de spatialisation proposé par l'Etat au cours du mois de mai 2026, RTE a évalué selon une méthodologie simplifiée son impact sur les résultats d'étude. La quote-part du futur schéma approcherait les 130 k€/MW avec une incertitude à ce stade de $\pm 30\%$. Cette fourchette d'incertitude reflète en outre l'impact important de la localisation des futures infrastructures électriques qui sera in fine retenue. Les résultats de ce scénario conduisent à diminuer les besoins d'investissement en particulier dans l'Allier. **Ils s'expliquent par la relocalisation d'environ 60% du gisement consolidé du département de l'Allier vers des zones plus favorables à son accueil d'un point de vue du réseau électrique.**

Le solde du schéma devrait avoir un impact à la hausse de l'ordre de 3-4 %.

³ La quote-part reflète le montant des seuls ouvrages de créations du schéma dont le financement est assuré par les porteurs de projets de production d'énergie renouvelable d'une puissance supérieure à 250 kW à concurrence de leur puissance de raccordement



Le scénario Etat présente des avantages économiques pour la collectivité et les producteurs par la minimisation des investissements à prévoir sur le réseau en particulier sur le département de l'Allier. Il présente toutefois un risque : dans une trajectoire de développement rapide des énergies renouvelables conforme au scénario de gisements consolidés validé en comité technique, le scénario alternatif proposé par l'Etat serait susceptible de déboucher plus rapidement sur des situations de saturation contractuelle sur le département de l'Allier (cf. §5 Capacité des gestionnaires de réseau à produire des offres de raccordement). La maîtrise de cette dynamique pourrait toutefois être accompagnée par la mise en œuvre de leviers à la main de l'Etat, comme l'intégration de critères de localisation dans l'attribution des mécanismes de soutien. Par ailleurs, les révisions ultérieures du schéma permettront d'ajuster la structure au regard des dynamiques qui seront effectivement observées à l'avenir.

C'est un scénario qui peut être considéré comme une première étape planificatrice des investissements à prévoir dans les réseaux pour l'accueil des EnR car l'évolutivité des ouvrages est assurée et le risque de coûts échoués contenu.

7.3. Eclairage 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'hypothèses à l'élaboration du schéma. Tous les constats sont préliminaires et ont vocation à être complétés dans la VO 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 toujours disponibles, ce qui permet d'offrir un plus grand potentiel de raccordement par rapport à d'autres zones de la région.** Ces zones, situées à l'est de la région, représentent des opportunités pour réduire le coût global du schéma et réduire les délais de raccordement (cf. figure 11 qui illustre les zones disposant de capacité d'accueil sans travaux). Ainsi, plus la révision du schéma intégrera les gisements de ces zones, plus l'impact sur la quote-part sera baissier.

Dans la région Auvergne-Rhône-Alpes, les capacités disponibles dans ces zones représentent un volume d'environ 1,2 GW. Ce volume important s'explique par le caractère fortement consommateur de l'est du territoire ou sont localisées plusieurs métropoles et grandes agglomérations ainsi que de nombreuses industries. Cette zone dispose par ailleurs d'une infrastructure de réseau de transport existante robuste pour l'alimenter.

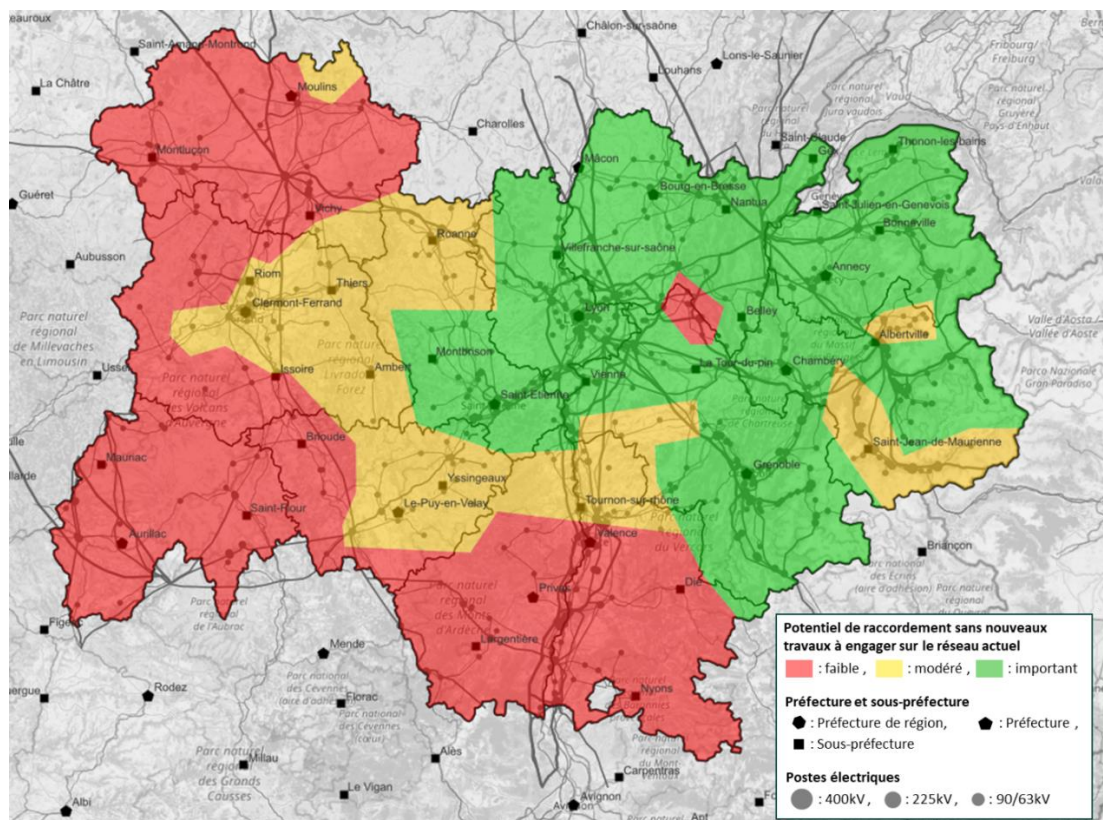


Figure 11: Répartition par zone électrique des capacités déjà disponibles selon les informations disponibles à fin du premier trimestre 2026

Cette représentation cartographique correspond à une analyse macroscopique. Elle ne saurait se substituer à la réalisation d'études de réseau plus détaillées.

- En considérant une mise en service effective de l'ensemble des projets d'installation de production EnR actuellement en file d'attente, 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. L'ordre de grandeur de ce talon d'investissement est de 195 M€. Un tiers des investissements identifiés dans ce talon concernent le département de l'Allier.

Ce talon est indicatif et ne présage par des critères qui seront appliqués pour la définition des ouvrages prioritaires du schéma révisé.

- 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 jaunes de la figure 12) présentent des caractéristiques favorables à l'accueil d'installation 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.

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 de la figure 12). Plus les gisements de production EnR seront localisés dans les zones foncées, plus les besoins d'investissement seront conséquents et auront un effet haussier sur la quote-part.

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 développant le dynamisme d'autres zones géographiques. **Il s'agit d'un enjeu important pour la révision du schéma.** Le scénario alternatif proposé par l'Etat s'inscrit dans ces perspectives.

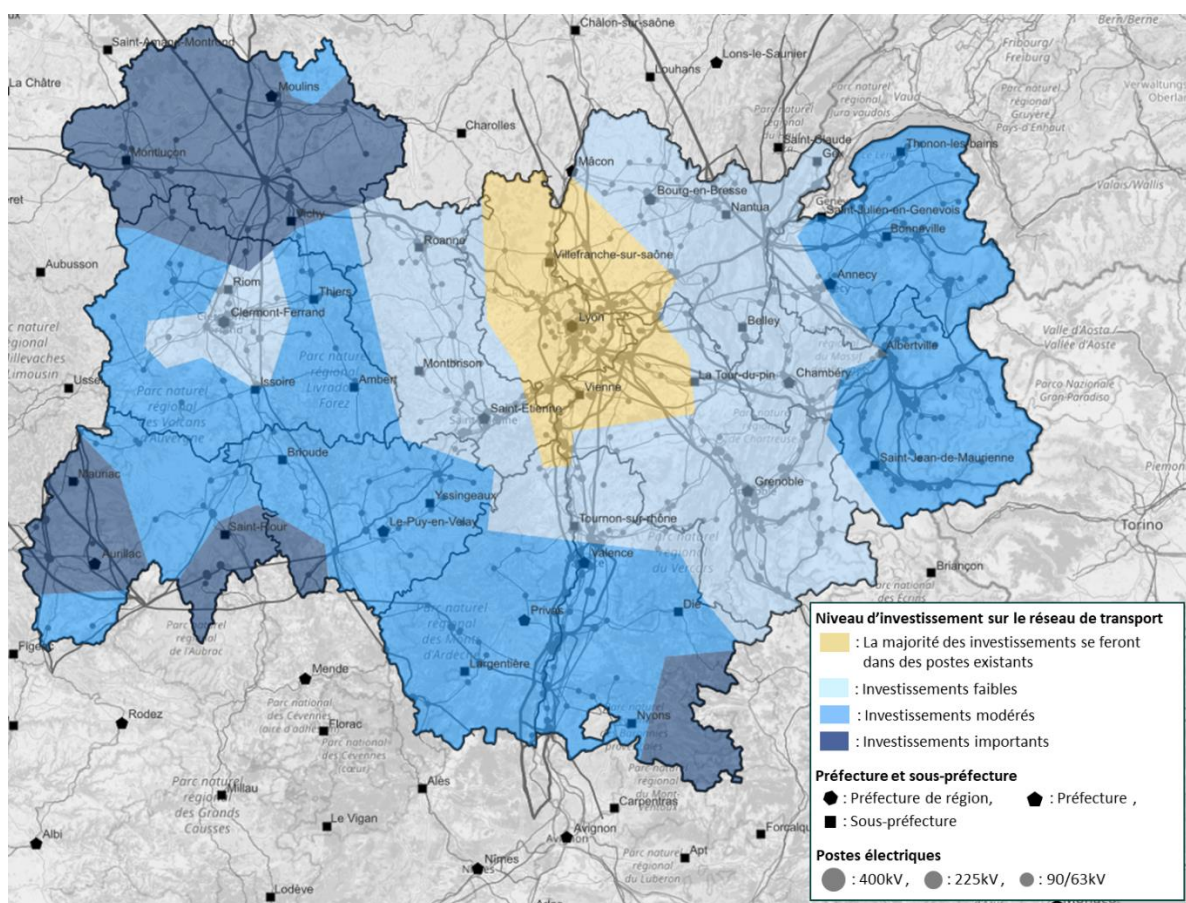


Figure 12: Représentation territorialisée des grandes "poches" d'ouvrages à considérer selon les premières études de RTE

En région Auvergne-Rhône-Alpes, conformément aux préconisations du Schéma Décennal de Développement des Réseaux (SDDR), des opportunités de mutualisation sur les infrastructures du réseau entre des nouveaux besoins de consommation et les perspectives de développement des EnR devront être étudiées dans la révision du schéma. Elles semblent toutefois limitées à ce jour.



7.4. Eclairage sur le réseau de grand transport

Dans le Schéma Décennal de Développement des Réseaux (SDDR), RTE identifie des besoins de renforcement du réseau de grand transport de la région Auvergne–Rhône–Alpes 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 dans la région.

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. Ce scénario intègre la cible DGEC de 13,6 GW d'énergies renouvelables électriques terrestres (filiales photovoltaïque et éolien) en Auvergne–Rhône–Alpes, soit +6 GW par rapport aux capacités en service et en file d'attente à la fin du 1^{er} trimestre 2026.

Dans le cas du réseau de la région Auvergne–Rhône–Alpes, outre les investissements déjà identifiés dans le SDDR, les analyses mettent en évidence un besoin d'infrastructures supplémentaires pour le réseau de grand transport dans la région à l'horizon 2040-2045. 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.

8. Synthèse et conclusion

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

- 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. Il serait ainsi possible de réattribuer des capacités à des projets matures. Ce travail doit se poursuivre en parallèle de la révision du S3REnR ;
- Il existe un talon de travaux à réaliser pour accueillir les 5,4 GW d'EnR supplémentaires sur la région. L'ordre de grandeur de ce talon d'investissement est de 195 M€ ;
- Dans l'Est de la région, et notamment les départements de l'ancienne région Rhône-Alpes les réseaux électriques présentent globalement des caractéristiques favorables à l'accueil d'installations d'énergies renouvelables ;
- Dans un scénario de spatialisation des gisements corrigés concerté en comité technique, 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 150 k€/MW avec une incertitude de l'ordre de $\pm 25\%$. Cette estimation de quote-part inclut une projection du solde du schéma en vigueur, qui pour l'instant aurait un impact à la hausse sur cette quote-part ;
- Le raccordement des énergies renouvelables nécessitera des travaux sur les infrastructures de réseau en majorité localisés à l'Ouest de la région, dans les départements de l'ancienne région Auvergne.
- La spatialisation des gisements corrigés telle que proposée par l'Etat permettrait une meilleure utilisation de l'infrastructure existante des réseaux. Cela se traduit par des investissements plus économiques pour la collectivité avec une quote-part qui pourrait s'approcher des 130 k€/MW (incertitude de $\pm 30\%$). Toutefois RTE attire l'attention de M. le préfet de Région sur les risques de saturation contractuelle, en particulier dans le département de l'Allier, qui présente ce scénario alternatif pour l'accueil sur le réseau des futurs projets de production d'électricité issue des énergies renouvelables. Ces risques pourraient être limités via la mise en œuvre d'incitations à la localisation des EnR à la main de l'Etat. Dans un second temps, les révisions ultérieures du schéma pourront permettre d'ajuster la structure au regard des dynamiques effectivement observées et à venir.
- Les scénarios étudiés induisent des besoins de développement du réseau de grand transport. 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. RTE instruira ce point 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.

Compte tenu du besoin de garantir la cohérence avec les objectifs nationaux de l'Etat, **RTE préconise de fixer l'objectif du futur schéma pour se placer sur la trajectoire à 25,5 GW de production d'électricité issue d'énergies renouvelables en 2040** (hors bioénergie). Cette trajectoire prévoit un



volume de 13,6 GW pour le photovoltaïque et l'éolien conformément aux travaux réalisés au cours du second semestre avec la DGEC, les DREAL, Enedis et les fédérations de producteurs. Considérant une estimation d'allocation de capacité réservée de l'ordre de 0,6 GW sur la période de la révision, **la capacité globale de raccordement correspondant à cette cible serait de 5,4 GW.**

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 :

- **L'analyse de la file d'attente**, afin de ne pas considérer comme certains, des projets en file d'attente qui ne se feront pas. Cela pourrait permettre dans certaines zones d'envisager des solutions techniques pour la création de capacités supplémentaires ;
- **La sélection par les parties prenantes du comité technique du S3REnR des infrastructures de réseau 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, à poursuivre au cours des études pour la V0 du schéma, permettra de **diminuer localement 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 06/01/2025 au 07/04/2025, 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 fourchettes 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) arrêtées par arrêté préfectoral après consultation des 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.

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 ;

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



- 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 ;
- dont les coordonnées GPS les situent à plus de 15km à l'extérieur des limites de la région ;
- enregistrées sur la plateforme numérique avant 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.

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

La méthode appliquée pour la révision du S3REnR Auvergne-Rhône-Alpes est la méthode dite de correction par homothétie.

Des critères de corrections sont appliqués aux puissances déclarées de chacune des prévisions de projets, en fonction :

- de leur état d'avancement
- de leur localisation au regard des zones d'accélération pour les énergies renouvelables déterminées par les communes,
- de leur localisation au regard des enjeux environnementaux

L'analyse est ensuite différenciée par filière, éolienne ou photovoltaïque.

Bien que la capacité qui sera in fine mise à disposition dans le schéma révisé soit accessible à toutes les énergies renouvelables (hors Station de Transfert d'Energie par Pompage), la DREAL a défini des proportions cible par filière pour spatialiser les données : 88% pour le photovoltaïque et 12% pour l'éolien en cohérence avec la cible DGEC de 13,6 GW pour la région Auvergne-Rhône-Alpes.

Pour l'hydraulique, les puissances des prévisions de projets recensées ne permettaient pas d'atteindre le volume cible prévu pour la filière (pour mémoire, un volume de 0,4 GW est nécessaire sur la région pour atteindre la cible EnR hydraulique) : seul 0,1 GW a été identifié dans le cadre de la campagne de recensement des projets. Dans ce contexte, un volume supplémentaire de 0,3 GW a été considéré et spatialisé au regard des puissances des installations hydrauliques (hors STEP) déjà installées.

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



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 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.