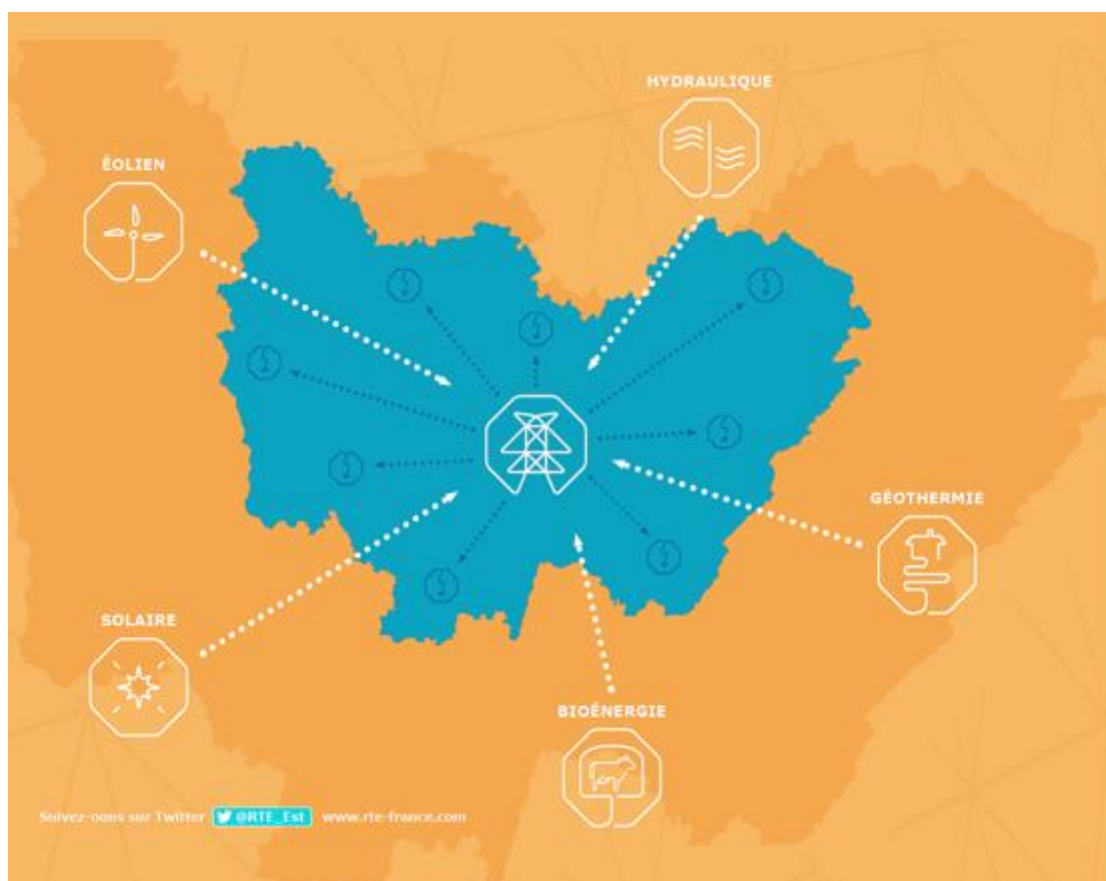


Révision du schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) de la région Bourgogne-Franche-Comté

Éclairage au préfet

24 décembre 2025



SOMMAIRE

1.	Préambule – objectif du document d'éclairage au préfet	3
2.	Etapas constitutives de la révision d'un S3REnR.....	3
3.	Etat des lieux du parc de production renouvelable de la région Bourgogne-Franche-Comté.....	3
4.	Etat des lieux du S3REnR de la région Bourgogne-Franche-Comté	4
5.	Situations de saturation rencontrées sur la région de Bourgogne-Franche-Comté	5
6.	Données d'entrée et constitution des scénarios de gisements consolidés	6
7.	Analyses réalisées en vue de la révision du schéma de la région Bourgogne Franche Comté	7
7.1.	Méthode d'étude	7
7.2.	Comparaison des résultats pour les deux scénarios de capacité	7
7.3.	Eclairage sur l'enjeu de spatialisation des gisements.....	7
7.4.	Eclairage sur le réseau de grand transport	9
8.	Synthèse et conclusion	10
9.	Annexe 1.....	12

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

Le document s'inscrit dans le processus de révision du S3REnR de la région Bourgogne-Franche-Comté.

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

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

2. Etapes constitutives de la révision d'un S3REnR

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

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

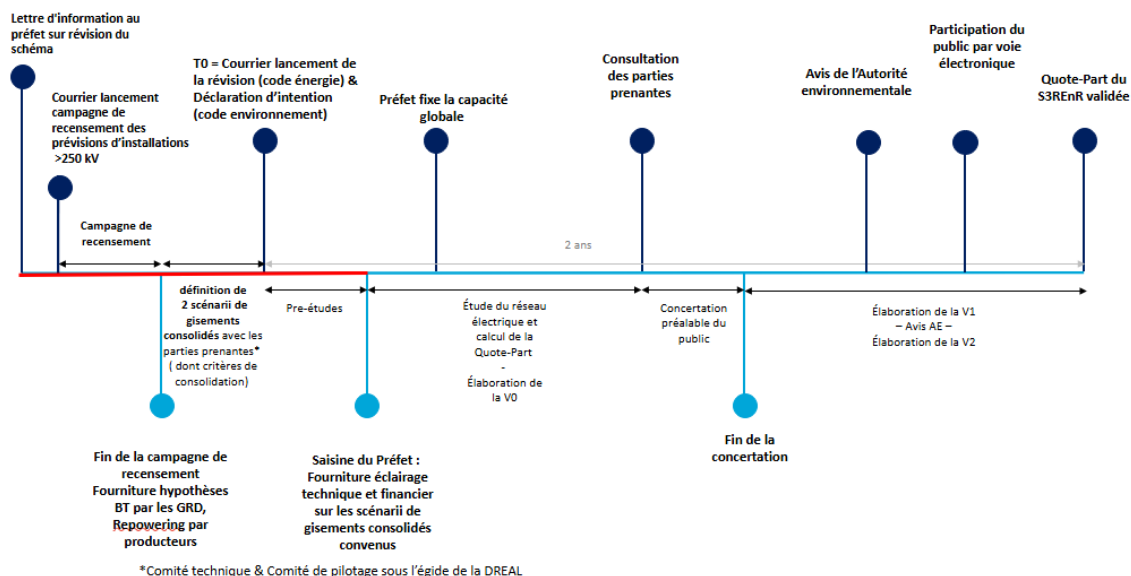


Figure 1 : planning indicatif de la révision d'un S3REnR

3. Etat des lieux du parc de production renouvelable de la région Bourgogne-Franche-Comté

Les installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables sont principalement concentrées au nord et à l'ouest pour la filière éolienne et davantage au sud-ouest pour la filière photovoltaïque.

Le parc de production électrique issue d'énergies renouvelables dans la région Bourgogne-Franche-Comté était constitué à fin 2024 d'environ 3 GW décomposés comme suit :

- 1179 MW d'éolien terrestre
- 1219 MW de solaire photovoltaïque
- 519 MW d'hydraulique
- 88 MW de bioénergies

Ce parc de production a produit 4 678 GWh en 2024, ce qui représente une augmentation de 24% de la production par rapport à 2022. La production électrique renouvelable solaire est la filière marquant la plus grande progression avec 1 070 GWh en 2024 (+ 29% entre 2023 et 2024 et +22% entre 2022 et 2023).

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

4. Etat des lieux du S3REnR de la région Bourgogne-Franche-Comté

Le S3REnR en vigueur de la région Bourgogne-Franche-Comté, dont la quote-part a été approuvée le 6 mai 2022, dispose d'une capacité globale de raccordement de 5,4 GW d'énergies renouvelables sur le réseau pour une quote-part de 73.5 k€/MW en 2025. Ce schéma permet d'atteindre une capacité totale de 8,2 GW de PV et d'éolien terrestre sur la région.

A fin 2024, la file d'attente était estimée à 4,2 GW dont 1,4 GW d'éolien terrestre et 2,8 GW de photovoltaïque.

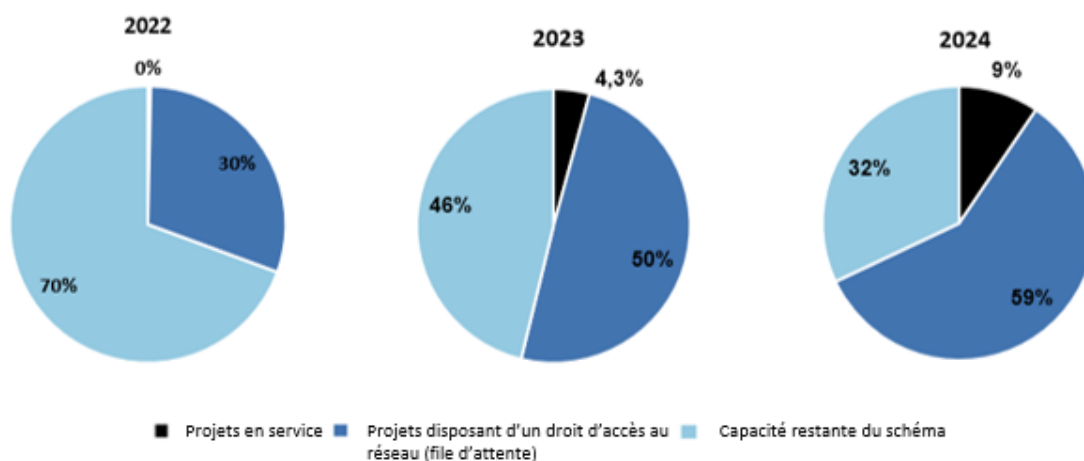


Figure 2 : évolution de la répartition de la capacité réservée selon le stade des projets EnR sur le schéma en vigueur

Au cours du deuxième semestre 2025, un important travail a été mené avec la DREAL sur les projets ayant sécurisé leur accès au réseau. Ce travail vise à croiser les données entre le soutien public, l'accès au réseau et les documents d'urbanisme. Ce travail met en évidence une différence importante entre les capacités ayant leur droit d'accès au réseau, à savoir les 4,2 GW en file d'attente en Bourgogne-Franche-Comté à fin 2024, et les projets pouvant être mis en service rapidement.

Ce travail de fiabilisation vise à avoir une idée plus précise de la probabilité de mise en service des projets actuellement en file d'attente. A titre illustratif, parmi la vingtaine de projets de la file d'attente qui ont contractualisé leur accès au réseau HTB (RTE), représentant une puissance totale d'environ 2 GW, un seul projet a été identifié à date comme ayant à la fois sécurisé son raccordement, ses autorisations administratives et son dispositif de soutien. Ce projet représente une puissance de 120 MW. Sur le réseau de transport d'électricité, la part de la file d'attente qui pourrait être considérée comme certaine apparaît ainsi très faible (de l'ordre de 6%).

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

Les travaux préparatoires en amont du lancement de la révision (cf. Figure 1) ont permis de recueillir les projets d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables déclarés dans la plateforme AERO ainsi que les gisements basse tension fournis par les gestionnaires de réseau de distribution. Au regard de ces données, les perspectives de développement de la filière hydroélectrique et de celle des bioénergies sont négligeables. La méthode de traitement de ces gisements est détaillée dans l'annexe 1 du courrier de lancement de révision du schéma S3REnR Bourgogne-Franche-Comté transmis le 25 février 2025. Les travaux réalisés avec les services de l'Etat, la DREAL, et les réunions du comité technique ont permis d'aboutir sur deux scénarios d'études validés par vos services. Ces scénarios s'établissent comme suit :

- un volume supplémentaire à raccorder de 5,1 GW s'ajoutant aux capacités en service et en file d'attente à fin 2024 au périmètre éolien terrestre et PV, soit un volume cible à 11,7 GW correspondant à l'objectif de puissance EnR régionale dans le SRADDET en 2040 ;
- un volume supplémentaire à raccorder de 6,9 GW s'ajoutant aux capacités en service et en file d'attente à fin 2024 au périmètre éolien terrestre et PV, soit un volume cible de 13,5 GW correspondant à l'objectif régional inscrit dans le SRADDET pour 2045.

Conformément aux échanges qui se sont tenus lors des comités techniques, un équilibre entre les filières a été recherché pour la spatialisation de ces deux scénarios : 40% de basse tension, 40% photovoltaïque hors basse tension, et 20% d'éolien. En outre, RTE a réalisé une analyse succincte de sensibilité sur les effets induits par une variation de la part que représenterait la basse tension.

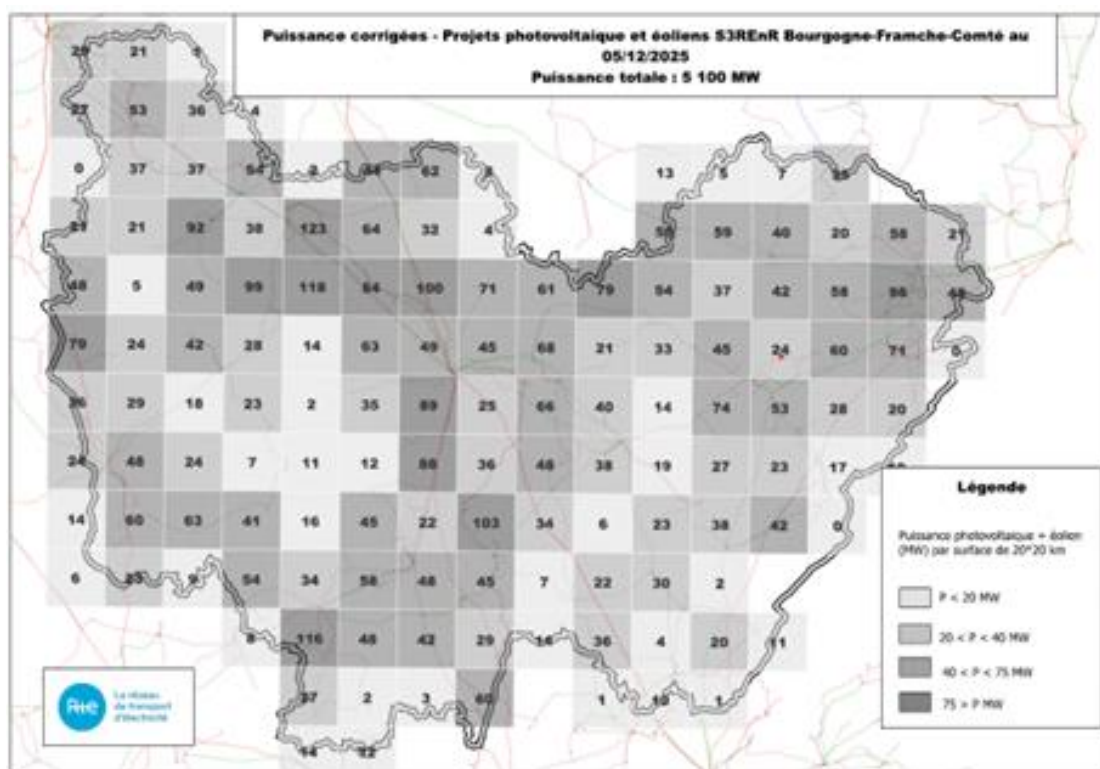


Figure 4: représentation spatiale du gisement après application des critères de correction et utilisé pour les études sur le scénario avec une capacité supplémentaire de +5,1GW

Les gisements retenus et représentés dans la Figure 5 ont donc été pondérés en fonction d'un certain nombre de critères permettant d'attribuer un volume plus important à différentes zones. Parmi ces critères, il y a les zones d'accélération des Comités régionaux de l'énergie comme détaillé dans l'annexe 1 du courrier du 25 février 2025. Les zones gris foncé sont les plus favorables au sens des gisements remontés par les producteurs en intégrant ces critères de pondération. Néanmoins, aucun critère permettant de tenir compte des contraintes et des opportunités du réseau n'a été intégré à ce stade.

7. Analyses réalisées en vue de la révision du schéma de la région Bourgogne Franche Comté

7.1. Méthode d'étude

Sur la base du gisement de projets déclarés et retraités selon les critères de pondération, RTE a réalisé des premières études en vue de réaliser cet éclairage au préfet de région.

Pour la phase d'éclairage des approches différentes de rattachement des gisements ont été retenues, pour encadrer l'exercice d'identification d'ouvrages de réseau à créer ou renforcer et *in fine* exposer les impacts territoriaux et financiers associés. Une fois le gisement correspondant à la basse tension pris en compte, ces deux approches simplifiées de rattachement des gisements consistaient en :

- Une approche dite "haute" où est proposé le raccordement des gisements identifiés principalement au moyen de créations d'ouvrages sur des postes collecteurs importants de la région et où le recours au renforcement des liaisons existantes est minimisé au maximum.
- Une approche dite "basse" où est proposé le raccordement des gisements identifiés sur les postes collecteurs de la région les plus proches mais qui nécessite des renforcements importants sur les liaisons existantes. Dans ce dernier cas, RTE s'appuie sur les marges restantes du réseau de répartition, avant de solliciter le niveau de tension supérieur.

7.2. Comparaison des résultats pour les deux scénarios de capacité

La quantité d'ouvrages à réaliser serait bien plus importante que sur le dernier schéma dans les deux scénarios de capacité et pour les deux méthodes d'études.

Il résulte des premières études faites par RTE que la quote-part du futur schéma approcherait les 170k€/MW avec une incertitude à ce stade à +/- 25% pour les deux scénarios étudiés et pour les deux méthodes. Cette première estimation marque une hausse significative en comparaison avec la quote-part du schéma actuel (73,5 k€/MW en 2025).

Néanmoins, dans la méthode « haute », la capacité technique créée par les ouvrages sera plus importante et offrira donc des besoins supplémentaires par rapport au scénario de capacité considéré. La VO du schéma sera l'occasion d'optimiser les infrastructures pour limiter la hausse de la quote-part.

7.3. Eclairage sur l'enjeu de spatialisation des gisements

Vu ces résultats, RTE a mené des analyses complémentaires concernant les enjeux de spatialisation des gisements qui servent d'hypothèse à l'élaboration du schéma.

Tous les constats sont préliminaires et ont vocation à être complétés dans la V0 du schéma. Ils permettent néanmoins d'apporter un éclairage sur les enjeux associés à cette révision et les marges de manœuvre :

1. **Même en considérant toute la file d'attente comme certaine, certaines zones de la région disposent de capacités déjà disponibles pour se raccorder**, qui représentent des opportunités à considérer pour réduire le coût global du schéma et réduire les délais de raccordement. La carte suivante permet de visualiser les zones les plus propices à l'exploitation de ces opportunités sur le territoire. Plus la révision du schéma intégrera ces gisements, plus l'impact sur la quote-part sera baissier.

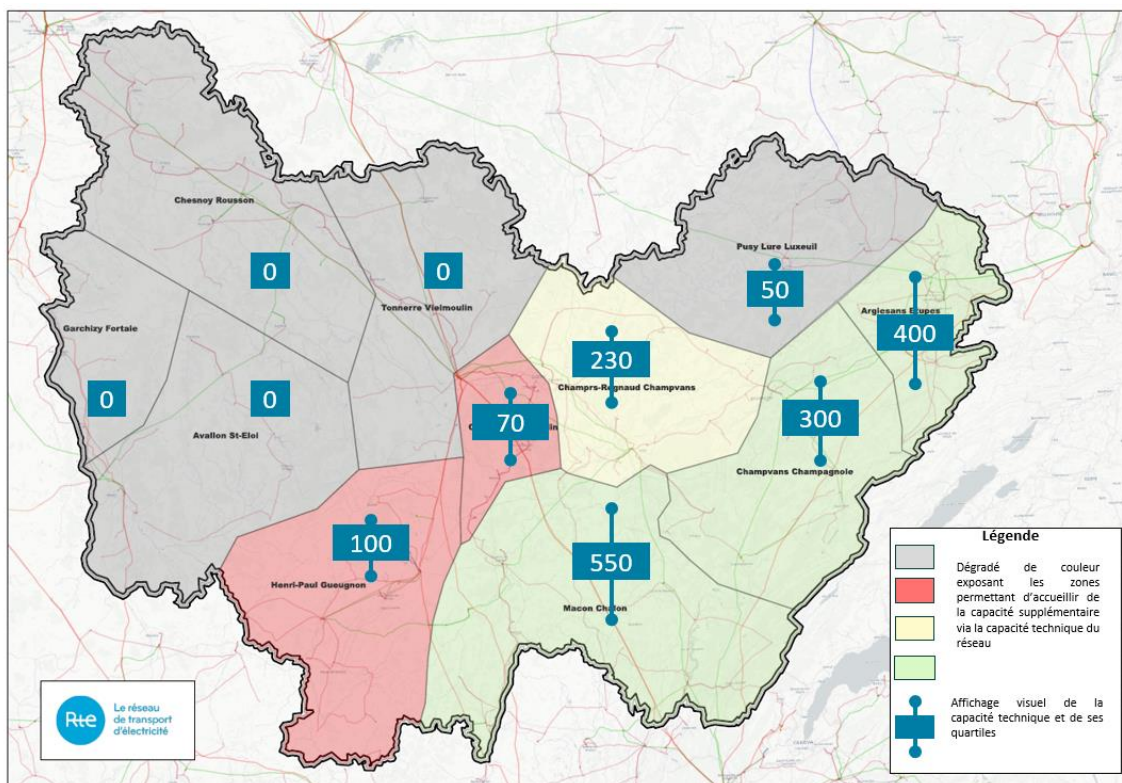


Figure 5 : répartition par zone électrique des capacités déjà disponibles selon les informations disponibles de mi-2025

Les données de cette carte présentent le niveau moyen des capacités, en MW, disponibles sans travaux, dans les différentes zones et d'après les informations disponibles mi-2025. Ces capacités représentent un volume d'environ 1,7 GW au niveau de la région. Une fourchette d'incertitude est cependant associée à chaque valeur, à la baisse comme à la hausse.

2. **Il existe un talon de travaux à réaliser pour garantir un juste équilibre des flux électrique au sein des divers niveaux de tension dans la région.** L'ordre de grandeur de ce talon d'investissement est d'environ 300 M€.
3. **Au-delà de ce talon de travaux, les coûts du schéma seront très fortement corrélés au positionnement retenu pour le gisement.**
 - D'une part, certaines zones situées à l'est et au sud de la région (cf. zones jaunes de la carte présentée ci-dessous) présentent les bonnes caractéristiques pour favoriser l'accueil d'installation d'énergies renouvelables moyennant l'ajout ou l'évolution de certains transformateurs de puissance du réseau existant. Ces zones ont tendance à maximiser le

raccordement des installations de production, en réduisant les investissements et la quote-part, en limitant les impacts visuels sur le territoire, en minimisant les inconvénients liés aux travaux et en réduisant les délais.

- D'autre part, il existe des zones dans lesquelles la création d'ouvrages sur le réseau est nécessaire (cf. zones avec des dégradés de bleu allant jusqu'au gris). Plus les gisements de production seront localisés dans les zones grises, plus les besoins d'investissement seront conséquents, prendront du temps de construction et auront un effet haussier sur la quote-part.

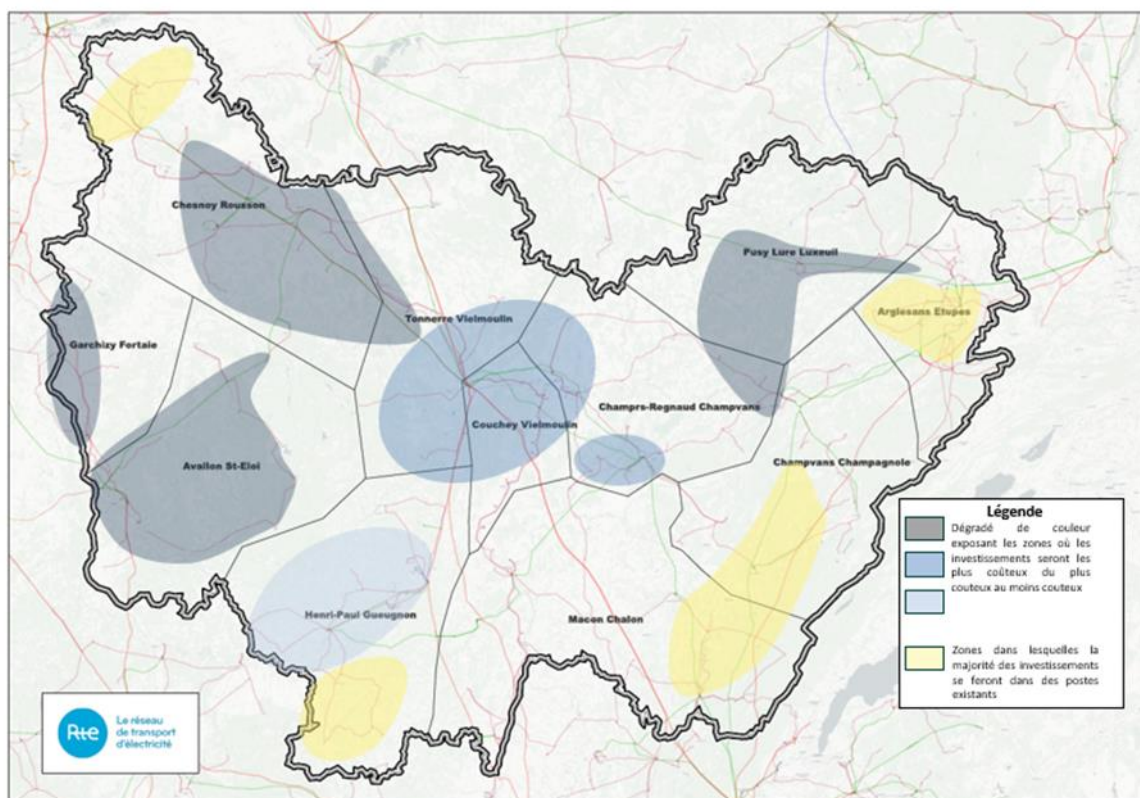


Figure 6 : représentation territorialisée des grandes "poches" d'ouvrages à considérer selon les premières études de RTE

7.4. Eclairage sur le réseau de grand transport

RTE a mené des analyses visant à identifier l'impact sur le réseau de grand transport d'un scénario à 160 GW de production renouvelable terrestre à 2040 (compris entre les rythmes R3 et R4 du dernier Bilan prévisionnel). Ce scénario intègre une capacité de 11,7 GW d'énergies renouvelables terrestres en Bourgogne-Franche-Comté, soit +5,1 GW par rapport aux capacités en service et en file d'attente à fin 2024.

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

Dans le cas du réseau de Bourgogne Franche-Comté, les gisements qui se concentrent fortement dans les zones au nord-ouest de la région (cf. zones de Chesnoy Rousson, Garchizy Fortaje et Avallon St-Eloi) sont ceux qui conduisent à engager le plus vite des travaux sur le réseau à 400 kV aérien.

Dans tous les cas de figure, RTE appelle à ce que la localisation des gisements dans le cadre de la révision du S3REnR intègre cette dimension d'impact sur le réseau 400 kV. Par ailleurs, RTE sera vigilant sur la crédibilité des inducteurs associée à ces renforcements de réseau.

8. Synthèse et conclusion

Les premières études ont été réalisées pour un scénario à 11,7 GW de capacité renouvelable et à 13,5 GW de capacité renouvelable. Ces scénarios correspondent à une augmentation de 5,1 GW et de 6,9 GW respectivement par rapport aux projets en service et l'intégralité de la file d'attente à fin 2024.

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

- A date, la pratique d'études repose sur le fait d'intégrer l'ensemble de la file d'attente comme « certaine » et de procéder par empilement par rapport à cette file d'attente pour définir le nouveau schéma. Or, les analyses menées avec la DREAL montrent qu'une part importante de cette file d'attente est incertaine. RTE considère qu'il est possible de réviser cette hypothèse et de réattribuer des capacités à des projets matures.
- Même en modélisant l'intégralité de la file d'attente, environ 1,7 GW de capacité d'accueil du réseau sont déjà disponibles sans travaux en Bourgogne Franche Comté.
- En dehors de ces capacités et quel que soit le scénario de capacité retenu, il existe un talon d'investissement à réaliser pour équilibrer les flux. L'ordre de grandeur est de 300 M€.
- Il existe des zones dans lesquelles il est possible d'assurer une coordination « moins coûteuse » entre les gisements de production et le réseau. Ces zones de coordination « moins coûteuses » tiennent compte des zones d'accélération définies par les Comités régionaux de l'énergie.
- En complément, il existe des zones plus coûteuses. Elles sont identifiées dans l'éclairage.
- En considérant l'ensemble des files d'attente et sans chercher à favoriser les zones moins coûteuses dans la répartition des volumes, la quote-part du futur schéma pourrait s'approcher des 170k€/MW avec une incertitude de l'ordre de 25%.
- Les deux scénarios étudiés induisent des besoins significatifs sur le réseau à 400 kV qui ne seraient engagés par RTE qu'en raison de l'identification de ces projets dans le S3REnR et donc sans gisement concrètement identifié derrière ces projets. RTE attire l'attention du préfet sur les risques associés au lancement de ce type d'infrastructures sur la base de gisements prospectifs au regard de leur impact sur le territoire et estime que ce point doit être instruit avec vigilance dans le cadre de la révision, notamment en identifiant les paliers de raccordement préliminaires qui peuvent être réalisés sans engager le besoin de construire ces infrastructures.

Compte tenu :

- des conséquences sur les réseaux à haute et très haute tension d'un scénario à +6,9 GW, qui amènerait à 13,5 GW en cible totale ;
- du besoin de garantir la cohérence avec les objectifs nationaux de l'Etat ;
- du fait que l'intégralité de la file d'attente a été considérée comme acquise alors qu'une partie des projets ayant demandé à se raccorder au RPT paraissent incertains ;

RTE préconise de fixer l'objectif du futur schéma pour se placer précisément sur la trajectoire affichée de la région à 11,7 GW de production d'électricité issue d'énergies renouvelables en 2040.

La capacité supplémentaire de raccordement correspondant à cette cible est de +5,1 GW en incluant les capacités résiduelles non allouées à fin 2024.

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

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

Ce travail d'optimisation pourra permettre de diminuer l'emprise des stratégies de réseau sur le territoire et de réduire le coût du schéma pour la collectivité. L'optimisation du développement des EnR sur le territoire reposera donc sur des solutions attractives et qui peuvent offrir des gains sur les délais de mise à disposition.

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

9. Annexe 1

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

Les scénarios de gisements consolidés pour lesquels RTE fournit un éclairage technique et financier ont été établis 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, dont l'article L342-3 du code de l'énergie dispose qu'ils doivent être pris en compte pour la définition de la capacité globale de raccordement 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 ;
- 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 23/09/2024 au 30/12/2024 17:00, et pendant laquelle les producteurs ont déclaré, par l'intermédiaire d'une plateforme d'échange numérique sur le site RTE, les principales caractéristiques de leurs prévisions d'installation de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables de puissance supérieure à 250 kilovoltampères qui ne sont pas encore entrées en file d'attente¹ ;
- 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) déclarées 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 ;
- 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 Géoservice.

2. Principes de consolidation

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

- se doter de deux scénarios éclairants de puissance régionale EnR, exprimés en GW, à raccorder sur l'horizon du schéma. Ces scénarios doivent permettre d'éclairer le préfet sur les impacts techniques et financiers qui découleront de la valeur de la capacité globale de raccordement qu'il fixera ;

¹ Et qui sont susceptibles de faire l'objet d'une future demande de raccordement à horizon 10 à 15 ans

- corriger les données issues de la campagne de recensement des installations de production d'électricité renouvelable de plus de 250 kVA en tenant notamment compte des enjeux territoriaux ;
- spatialiser les gisements, c'est-à-dire à définir la désagrégation spatiale à l'intérieur de la région pour chacun des deux scénarios, dans une zone pertinente du point de vue électrique à l'intérieur de la région, qui sera considérée pour les études réseau².

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 en dehors de la région ;
- enregistrées sur la plateforme numérique avant le 30/06/2024, et pour lesquelles le producteur n'a pas confirmé pendant la campagne de recensement que le projet était toujours présent dans son portefeuille de développement ;
- déjà entrées en file d'attente dans le schéma S3R en vigueur ou dans une précédente version.

Il a par ailleurs été jugé nécessaire de prendre en compte des probabilités de concrétisation différentes de ces prévisions d'installation de production > 250 kVA, selon la technologie de production et leur localisation, en menant les corrections suivantes :

- Si la puissance unitaire d'une prévision de projet de type photovoltaïque est supérieure à 70 MW, elle est ramenée à cette valeur plafond.
- Un coefficient de réduction dépendant de l'état d'avancement déclaré³ et de la localisation d'une prévision d'installation a été appliqué à la puissance déclarée par le porteur de projet⁴ ;
- Un coefficient d'augmentation de 5% de la puissance déclarée d'une prévision d'installation située sur une commune qui a déclaré une ZAER correspondant à la même filière est appliqué, afin de prendre en compte l'acceptabilité et le volontarisme des communes.

La puissance totale des gisements EnR « corrigés », (toute énergie primaire et domaine de tension de raccordement) pour la région représente 12,1GW.

² La plus petite échelle géographique considérée, pour les données, étant la commune

³ Les états d'avancement qui peuvent être déclarés sur la plateforme sont les suivants : projet en prospection, en développement, autorisé purgé, autorisé non purgé, fait l'objet d'un recours du producteur suite au rejet de son autorisation, suspendu

⁴ $P_c = P_b \cdot \sqrt{(C_s \cdot C_a)^2}$ où P_c est la puissance corrigée prise en compte pour la spatialisation du gisement régional consolidée ; P_b : puissance déclarée par le porteur de projet avant tout retraitement ; C_s est le coefficient de réduction dépendant des enjeux de la zone de localisation du projet indiqués dans les cartographies ; C_a est le coefficient de réduction dépendant de l'état d'avancement déclaré lors de la campagne de recensement

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

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

- les puissances corrigées des déclarations de prévision d'installation > 250 kVA selon les principes précités sont agrégées aux puissances des installations à raccorder en basse tension fournies par les gestionnaires de réseau de distribution, et à la puissance supplémentaire qui sera ajoutée aux installations éoliennes existantes renouvelées de façon à maintenir l'équilibre suivant : 40% de photovoltaïque à raccorder en basse tension, 40% de photovoltaïque à raccorder en HTA /HTB, 20% d'éolien ;
- Toutes les puissances précitées sont proportionnellement réduites de façon homogène pour se ramener à un écart de 20% entre la somme totale sur la région des puissances EnR locales et la puissance en GW du scénario étudié⁵ : cette marge est nécessaire pour optimiser les solutions réseau et prendre en compte l'impact des critères de pertinence technico économique que les ouvrages inclus dans la planification doivent respecter, conformément au D 321-14 du code de l'énergie.

⁵ Par exemple pour l'étude du scénario à +5,1GW, un 2^{ème} coefficient de réduction = $(5,1 \times 120\%) / 12,1$ est appliqué aux puissances des 3 typologies de prévisions considérées (puissances corrigées des projets recensés pendant la campagne, estimation de puissance à raccorder en basse tension, et prévisions de renouvellement éolien)