Étude sur l'intérêt territorial et le modèle économique des installations de Power-to-Méthane en France

Note de synthèse

Ce document est strictement confidentiel ; aucun élément ne doit être diffusé hors d'Artelys, d'EY et de l'ATEE.

Artelys FRANCE
81 rue Saint-Lazare
75009 Paris FRANCE
+33 1 44 77 89 00

22/09/2026

SAS au capital 128 081,92 €
RCS Paris B 428 895 676
TVA FR 82428895676
Code NAF 5829C

TABLE DES MATIERES

1 INTRODUCTION 3

2 IDENTIFICATION DES COMMUNES D'INTERETS POUR LE P2M 4

2.1 RAPPELS METHODOLOGIQUES 4
2.2 DES COMMUNES D'INTERET SUR LA QUASI-TOTALITE DU TERRITOIRE MAIS AVEC DES CONCENTRATIONS VARIEES 6

3 EVALUATION DES COUTS DE CONGESTION ET DE RENFORCEMENT SUR LE RESEAU ELECTRIQUE A HORIZON 2030 10

3.1 RAPPEL METHODOLOGIQUE 10
3.2 DES COUTS DE CONGESTION CONCENTRES DANS QUELQUES INFRASTRUCTURES CRITIQUES 11
3.3 DES COUTS DE RENFORCEMENT SUR LE RESEAU A COURT TERMES REPARTIS DANS QUELQUES REGIONS 12
3.4 DES RENFORCEMENTS IMPORTANTS A PREVOIR AU NIVEAU DES POSTES SOURCES PARTOUT EN FRANCE 13

4 CONCLUSION SUR LA PHASE 1 16

1 Introduction

La transition énergétique française implique une forte croissance des capacités installées en énergies renouvelables (ENR), en particulier dans les filières photovoltaïque et éolienne. Cette dynamique entraîne des transformations profondes du système électrique national, avec des impacts croissants sur la gestion des réseaux et l'équilibre offre-demande.

La montée en puissance accélérée des ENR intermittentes engendre déjà, et engendrera de manière croissante à l'horizon 2030–2040 :

- Des congestions structurelles sur les réseaux de transport et de distribution ;
- Des volumes d'écrêtement croissants à l'horizon 2030–2040, traduisant des difficultés ponctuelles du système à absorber toute l'électricité produite.

A l'heure actuelle, ces phénomènes nécessitent des mesures correctives de court terme (redispatching, countertrading) et des investissements de renforcement des réseaux électriques. Les scénarios nationaux anticipent également un besoin accru de solutions de flexibilité de long terme, afin d'optimiser les coûts, de valoriser les excédents de production renouvelable et de renforcer la robustesse du système énergétique. Le power-to-méthane, qui produit une molécule pouvant être injectée apparaît alors comme atout potentiel dans le futur système énergétique français, qui permettrait de mieux valoriser les ressources renouvelables et d'éviter certains investissements coûteux sur le réseau.

La présente étude vise à analyser le potentiel de déploiement du power-to-méthane en France, à en identifier les conditions de pertinence et de viabilité et à déterminer sa contribution au mix énergétique national.

En particulier, l'objectif de la phase 1 de l'étude est double :

- Identifier les communes d'intérêts pour le déploiement du power-to-méthane en France métropolitaine (hors Corse) ;
- Estimer les coûts de congestion et de renforcement sur le réseau à horizon 2030

2 Identification des communes d'intérêts pour le P2M

L'objectif de cette tâche est d'identifier les communes présentant des caractéristiques pertinentes pour le déploiement du power-to-méthane, notamment :

- Présence de congestions sur le réseau électrique corrélées à un surplus de production renouvelable non pilotable et/ou capacités réservées au titre du S3REnR saturées sur un poste source présent sur la commune
- Potentiel d'accroissement des capacités de production EnR électriques sur la commune (zones d'accélération EnR), risquant d'accentuer les contraintes sur le réseau ou les postes sources sans travaux de renforcement.
- Source de CO_2 biogénique disponible à proximité.

2.1 Rappels méthodologiques

Pour déterminer le potentiel de déploiement du power-to-méthane dans les différentes communes, il est nécessaire d'établir une base de données synthétisant les trois critères précédents. Cette section vise à rappeler brièvement la méthodologie employée pour élaborer cette base de données[1].

Pour établir la base de données finale, plusieurs sources ont été croisées :

- Le registre national des installations de production et de stockage d'électricité (au 31/01/2026)
- La base de données des contraintes résiduelles prospectives sur le RPT (Réseau Public de Transport) à horizon 3 à 5 ans présentée plus en détails dans la section suivante
- Les données relatives aux capacités S3REnR (Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables), disponibles depuis le site Caparéseau
- Les points d'injection de biométhane en France, correspondant à des gisement de CO2 biogénique
- La carte des zones d'accélération pour le développement des ENR en France
- La liste des sources de CO_2 biogénique hors méthanisation fournie par l'ATEE

À chaque infrastructure (ligne ou poste) de la base de données des contraintes est associée une classe caractérisant le degré de la congestion.

De même, à chaque poste source indiqué dans la base de données des S3RenR est associée une classe de saturation des capacités réservées au niveau du poste.

La base de données des contraintes résiduelles sur le RPT et le registre national des installations de production et de stockage permettent de faire le lien entre les congestions sur le réseau de transport

[1] Plus de détails sont disponibles dans la section 1.1 Identification des communes d'intérêts pour le power-to-méthane de la note méthodologique.

et les communes ayant des capacités renouvelables raccordées à des postes sources à l'origine des congestions à cause d'un surplus d'injection.

La base de données de Caparéseau et le registre national des installations de production et de stockage permettent quant à elles de faire le lien entre la saturation des postes sources et les communes ayant des capacités renouvelables rattachées à ces postes.

Ainsi à chaque commune est associée :

- Une classe de contrainte sur le réseau de transport (allant de 0 à 3)
- Une note de saturation du poste source pour le S3REnR (allant de 0 à 3)
- L'existence ou non d'une zone d'accélération ENR électrique
- La présence actuelle ou future d'une source de CO_2 biogénique ou bien son absence

La méthodologie de croisements des données permettant d'aboutir à une cartographie des potentiels de déploiement du Power-to-Méthane est résumée dans la Figure 1:

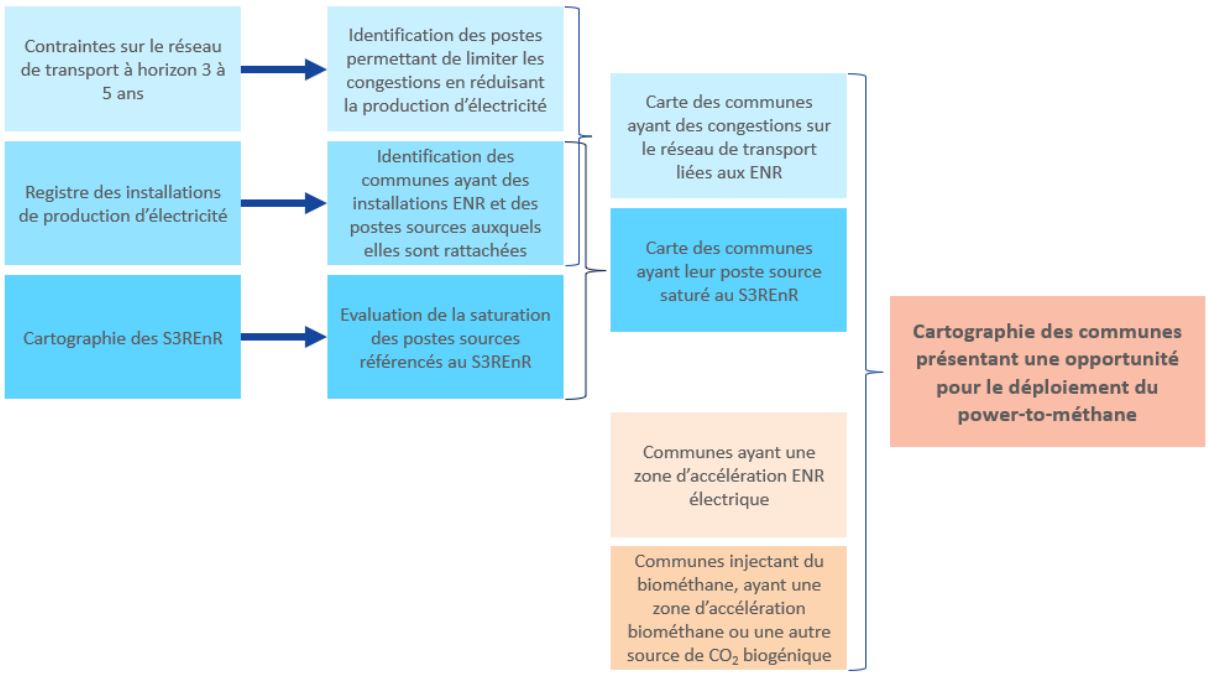


Figure 1 : Schéma méthodologique pour l'identification des zones d'intérêt pour le power-to-méthane

A partir de ces informations, chaque commune référencée est catégorisée par rapport à son potentiel d'opportunité pour le développement du power-to-méthane selon la méthodologie décrite dans le Tableau 1.

Classification	Niveau de contrainte (maximum entre la classe des congestions et la classe de la saturation des capacités au S3REnR)	Présence d'une zone d'accélération ENR électrique	Présence de CO_2 biogénique à proximité
Commune à fort potentiel	3	Oui	Oui
Commune à potentiel modéré	2	Non	Oui
	3	Oui	Non
	3	Non	Oui
Commune à potentiel faible	Autres communes		

Tableau 1 : Classification des communes selon leur potentiel de déploiement du power-to-méthane

2.2 Des communes d'intérêt sur la quasi-totalité du territoire mais avec des concentrations variées

La base de données créée permet de classer, selon les critères retenus, **166 communes à fort potentiel** pour le développement du power-to-méthane et **1114 communes à potentiel modéré.** Ces communes sont représentées sur la Figure 2 ci-dessous.

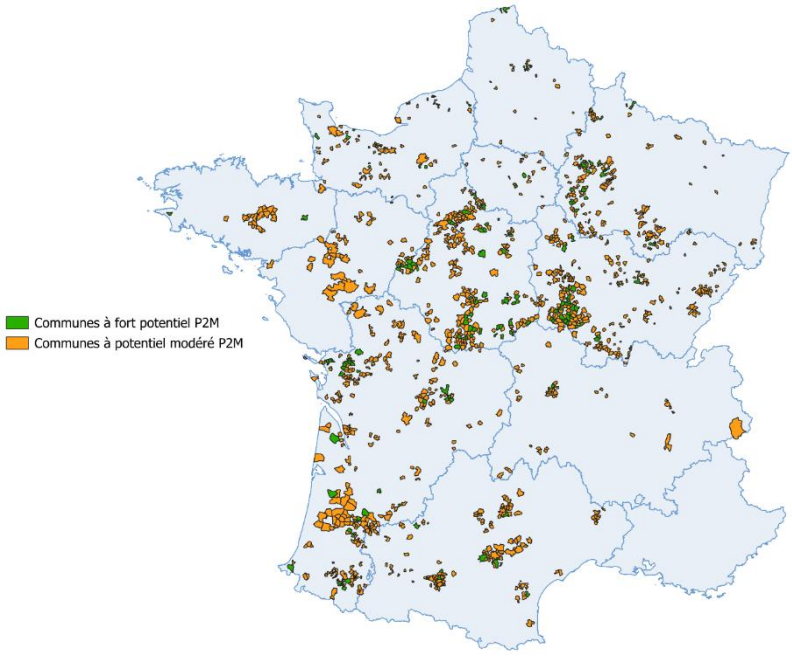


Figure 2 : Carte des communes présentant une opportunité pour le développement du power-to-méthane

Toutes les régions de France ont des communes à potentiel fort et modéré pour le développement du power-to-méthane à l'exception de la région **Provence-Alpes-Côte d'Azur** qui n'a **ni commune à potentiel fort ni à potentiel modéré** et la région **Pays de la Loire** qui n'a **que des communes à potentiel modéré.** Pour ces deux régions, cela s'explique essentiellement par des contraintes réseaux plus faibles ou non liées à une production d'électricité trop importante.

Bien que les communes d'intérêt soient réparties dans la quasi-totalité des régions françaises, **la majorité des communes présentant du potentiel pour le déploiement du power-to-méthane se situent le long d'une diagonale Sud-Ouest-Nord-Est** délimitée par la Nouvelle-Aquitaine, le Centre-Val de Loire, le Grand Est et la région Bourgogne-Franche-Comté.

Les communes ayant un potentiel fort ou modéré pour le déploiement du power-to-méthane sont soit regroupées en gros clusters le long des lignes et autour des postes contraints (voir Figure 3), soit isolées ou en clusters réduits autour de postes saturés au S3REnR (voir Figure 4).

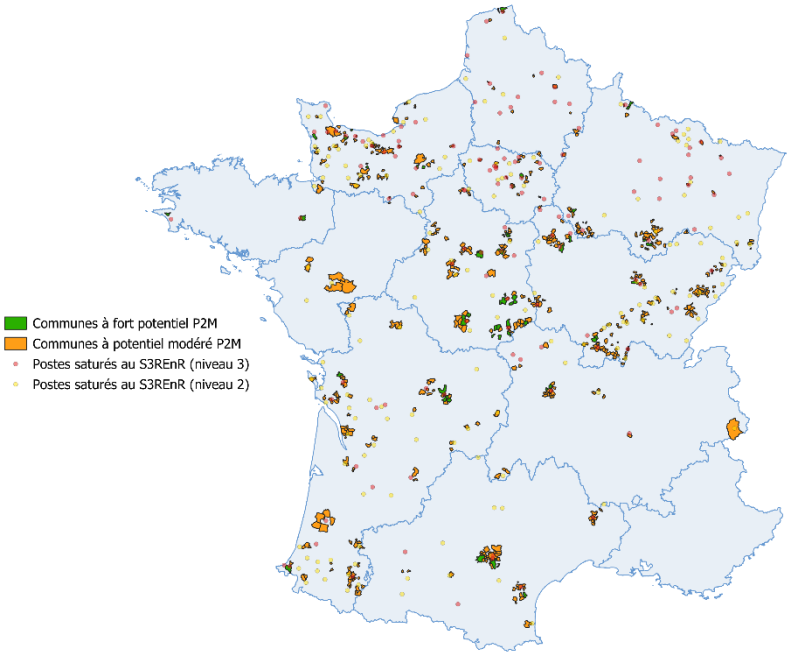


Figure 3 : Carte des communes présentant une opportunité pour le développement du power-to-méthane liée à la saturation des postes au S3REnR

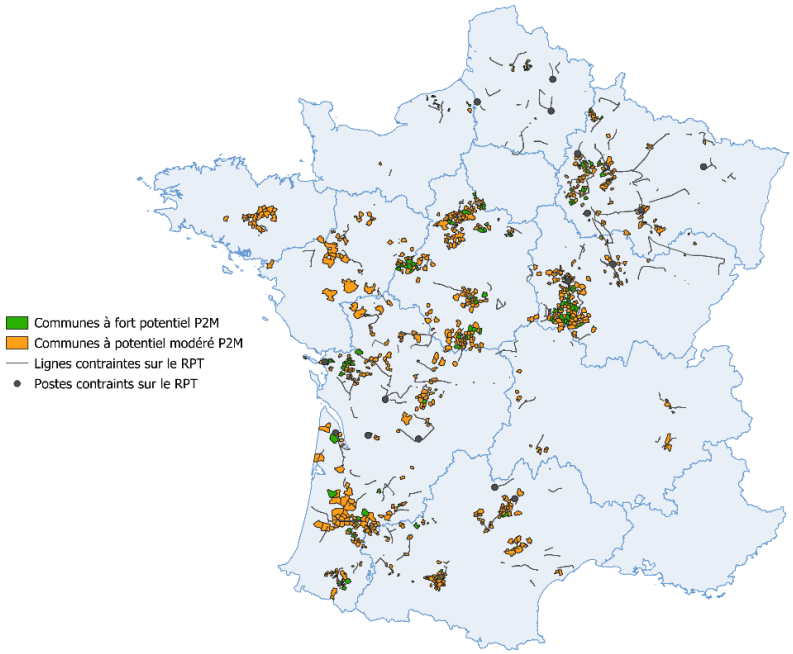


Figure 4 : Carte des communes présentant une opportunité pour le développement du power-to-méthane liée à des contraintes sur le réseau de transport

Potentiel des communes pour le déploiement du power-to-méthane	Nombre de communes classées en raison des congestions sur le réseau de transport	Nombre de communes classées en raison de la saturation des postes au S3REnR	Nombre de communes classées en raison des congestions sur le réseau de transport et de la saturation des postes au S3REnR
Fort	115	54	3
Modéré	673	475	34

Tableau 2 : Nombre de communes en fonction du potentiel considéré et de la contrainte réseau dominante

Par ailleurs, **101 communes à potentiel modéré et 26 communes à fort potentiel** se situent dans une zone géographique identifiée comme étant **soumise à un appel d'offre d'Enedis de flexibilité locale à la baisse** pour l'AO du premier semestre de 2026(moins d'injection ou plus de consommation). La Figure 5 représente leur position géographique.

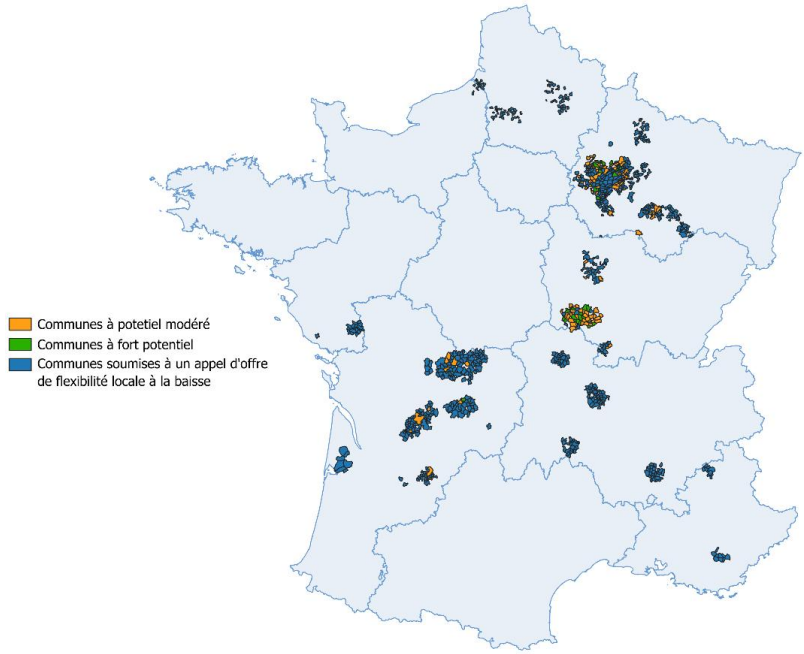


Figure 5 : Carte des communes présentant une opportunité pour le développement du power-to-méthane et soumises à un appel d'offre à la baisse de flexibilité locale

3 Evaluation des coûts de congestion et de renforcement sur le réseau électrique à horizon 2030

L'objectif de cette tâche est d'évaluer les coûts liés aux congestions sur le réseau de transport et le réseau de distribution. Ces coûts peuvent résulter de mesures correctives de court terme, comme le redispatching[2] et le countertrading[3], ou d'actions à moyen voire long terme, comme le renforcement du réseau de transport ou de distribution.

Le développement du power-to-méthane pourrait permettre d'éviter une partie de ces coûts, en favorisant la consommation locale de l'électricité injectée sur le réseau pour produire de l'e-méthane, stockable et utilisable ultérieurement.

3.1 Rappel méthodologique

L'analyse des coûts de redispatching et de countertraging, nommés ci-après coûts de congestions, est réalisée grâce à la base de données des contraintes résiduelles prospectives sur le RPT à horizon 3 à 5 ans[4] et aux coûts de congestions passés et estimés par RTE.

À horizon 2030, les coûts de congestion sont estimés par régression linéaire à partir du coût moyen annuel des congestions entre 2022 et 2025 (~200 M€/an) donné dans les rapports de gestion de RTE et l'estimation des coûts des congestions à horizon 2035 par RTE dans son SDDR 2025 dans le cadre de sa stratégie de référence en adéquation avec la réalisation des objectifs de la PPE3 (~500 M€/an).

D'autre part, la base de données des contraintes résiduelles référence les contraintes persistantes sur le réseau de transport à horizon 2030. Pour chaque contrainte, elle indique :

- La ligne ou le poste concerné
- La puissance congestionnée
- La durée moyenne de chaque congestion
- L'occurrence annuelle de la congestion

[2] Le redispatching est une mesure corrective post marché qui consiste à demander à une unité de production appelée par le marché à ne pas injecter sur le réseau et à une autre unité de production non appelée par le marcher d'injecter sur le réseau à sa place. Les deux unités de production sont dédommagées en conséquence.
[3] Le countertrading est une mesure corrective ante marché qui consiste à acheter de l'électricité dans une zone de marché et à vendre dans une autre zone de marché pour éviter des flux transfrontaliers. Cette mesure n'est pas nécessairement à l'origine de coûts en fonction de la différence de prix entre les deux zones. Néanmoins, en France, le countertrading engendre annuellement davantage de coûts que de revenus.
[4] Ici toutes les contraintes sur le RPT sont prises en compte y compris celles causées uniquement par un surplus de consommation au niveau des postes sources.

Ces informations permettent de déterminer, pour chaque infrastructure congestionnée, un volume annuel « d'énergie » de congestion utilisé comme clé de répartition des coûts selon la formule suivante :

$$Energie = Puissance \times Durée \times Occurrence$$

Concernant les coûts de renforcement du réseau, les projets de RTE mis en service entre 2020 et 2030 sont analysés. Seuls ceux dont l'objectif principal est de renforcer le réseau sont retenus par opposition aux projets ayant pour objectif de raccorder de nouveaux consommateurs. Les coûts associés sont attribués aux régions d'implantation des projets.

Enfin, les coûts de renforcement des postes sources sont évalués à partir de l'analyse des S3REnR des différentes régions, en comparant la situation actuelle à une projection à l'horizon 2035. En particulier, l'incapacité d'un poste source à accueillir l'ensemble des capacités EnR en file d'attente au regard des schémas actuel est étudiée, dans la mesure où elle constitue un indicateur pertinent du besoin de renforcement du réseau de distribution.

Cette analyse repose sur :

- Les capacités renouvelables installées par région, selon les hypothèses retenues pour la modélisation de la phase 2[5]
- L'état actuel des S3REnR selon la base de données Capareseau

À horizon 2035, les capacités renouvelables sont réparties au niveau des postes sources, puis comparées aux capacités actuellement réservées pour chacun d'eux. Ces résultats sont ensuite agrégés à l'échelle régionale afin d'estimer les coûts de renforcement nécessaires à cet horizon[6].

3.2 Des coûts de congestion concentrés dans quelques infrastructures critiques

La répartition des coûts de congestion au niveau des infrastructures montre que certaines d'entre elles concentrent l'essentiel des coûts comme le montre la Figure 6 ci-dessous.

La diagonale Sud-Ouest Nord-Est comprend l'essentiel des infrastructures congestionnées, dont quelques infrastructures concentrant la majorité des coûts. Cependant, certaines infrastructures

[5] Ces hypothèses sont détaillées dans la note méthodologique section 2.3.2 Capacités de production renouvelables.
[6] Le détail du calcul est explicité dans la note méthodologique dans la section 2.3.5.3 Prise en compte du besoin de développement du réseau de distribution.

présentant des coûts de congestion élevées se trouvent aussi dans les Hauts-de-France, les Pays de la Loire, ainsi qu'en Provence-Alpes-Côte d'Azur.

Cette répartition des coûts de congestion sur le territoire est à mettre en perspective des zones perçues comme prioritaires par RTE dans le cadre de son SDDR 2025. De nouveau, une diagonale Sud-Ouest-Nord-Est apparaît à cela près que la région Bourgogne-Franche-Comté n'a pas de projets de renforcement à horizon 2040. Cela peut s'expliquer par le fait que les travaux prévus aux alentours de la région peuvent suffire à maitriser les phénomènes de congestion.

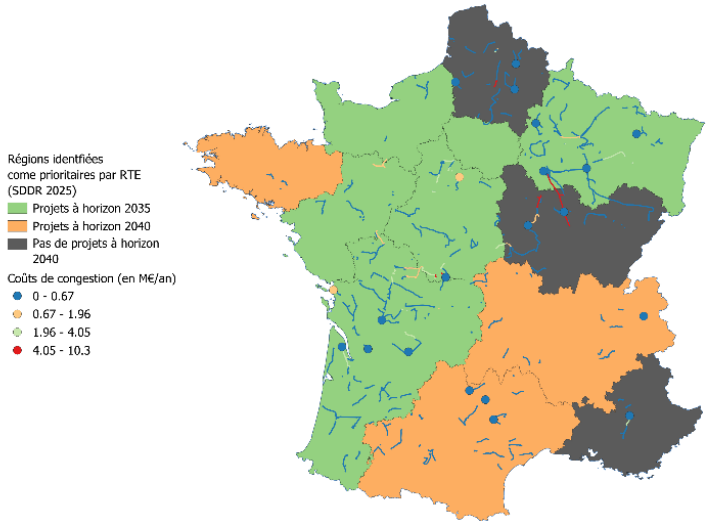


Figure 6 : Carte de la répartition des coûts de congestion à l'échelle de la France mis en perspective des investissements futurs de la part de RTE

3.3 Des coûts de renforcement sur le réseau à court termes répartis dans quelques régions

Seules 5 régions ont des projets de renforcement du réseau de transport mis en service entre 2020 et 2030. Cependant, plus de 80% des coûts de renforcement sont localisés en Nouvelle-Aquitaine et dans le Grand-Est.

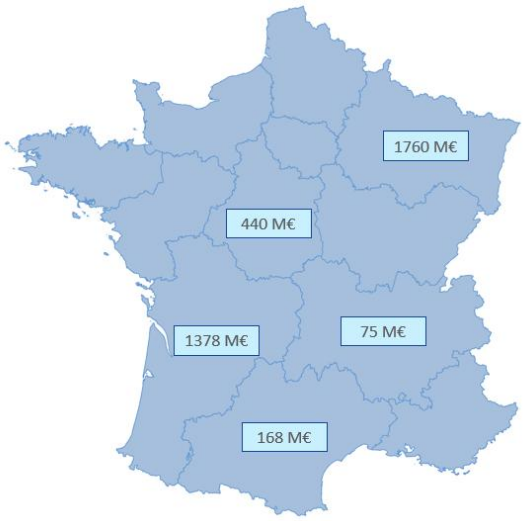


Figure 7 : Cartographie des coûts de renforcement (bruts) sur le réseau de transport pour les projets entrant en service entre 2020 et 2030

3.4 Des renforcements importants à prévoir au niveau des postes sources partout en France

Pour estimer les coûts de renforcement du réseau de distribution liés au raccordement des ENR, il est nécessaire d'évaluer l'impact marginal de l'ajout d'une unité de production ENR supplémentaire.

Les différents S3REnR actuellement publiés totalisent plus de 68 GW de capacités réservées à l'échelle nationale, pour un investissement global supérieur à 6300 M€, soit un coût moyen de renforcement d'environ 92 k€/MW.

Toutefois, ces coûts présentent une forte hétérogénéité régionale : ils s'élèvent à environ 2 k€/MW en Île-de-France, contre près de 118 k€/MW en Bretagne. Ces écarts peuvent s'expliquer notamment par des dynamiques de développement des ENR contrastées selon les régions, mais aussi par des niveaux de robustesse initiaux du réseau de distribution différents, certains territoires étant historiquement mieux dimensionnés pour répondre à des niveaux élevés de consommation.

Région	Capacité réservée au S3REnR (en GW)	Investissement (en M€)	Coût de renforcement moyen par région (en k€/MW)
Auvergne-Rhône-Alpes	7,6	564	74
Bourgogne-Franche-Comté	5,4	523	97
Bretagne	4,4	518	118
Centre-Val de Loire	4,9	517.8	105
Grand Est	5	499	100
Hauts-de-France	5,5	513.5	93

Île-de-France	0,7	1.5	2
Normandie	1,7	19.2	12
Nouvelle-Aquitaine	13,6	1356.5	100
Occitanie	8	716	89
Pays de la Loire	5	370.5	74
Provence-Alpes-Côte d'Azur	6,4	705	110
TOTAL	68,2	6304	92

Tableau 3 : Capacités réservées, coûts d'investissement et coût de renforcement moyen par région
Sources : Publication des S3REnR

Par ailleurs, des divergences peuvent exister entre les hypothèses des S3REnR concernant l'implantation des futurs projets et leur réalisation effective. À partir des capacités réservées au niveau des postes sources dans les S3REnR actuels, il apparaît que plus de 5 GW de capacités ENR ne peuvent pas être raccordées en l'état. En appliquant les coûts de renforcement régionaux précédemment estimés, cela représente un besoin d'investissement supplémentaire de plus de 490 M€ (soit un peu plus de 7% des coûts actuellement prévus).

À l'horizon 2035, en considérant les capacités renouvelables par région et en les répartissant au niveau des postes sources, ce sont plus de 19 GW qui ne pourraient pas être raccordées dans le cadre des S3REnR actuels. Sur la base des facteurs de coûts régionaux actuels, cela correspond à un besoin d'investissement d'environ 1770 M€. Il s'agit a priori d'une vision plutôt basse dans la meure où les coûts des S3REnR ont tendance à augmenter.

Région	Capacités réservées au S3REnR en 2026	Capacités en attente de raccordement en 2026	Capacités non attribuées au S3REnR en 2026	Capacités ENR ne pouvant être raccordées avec les S3REnR en 2026	Capacités ENR ne pouvant être raccordées avec les S3REnR en 2035
Auvergne-Rhône-Alpes	7,6	3,7	2,9	0,4	1,8
Bourgogne-Franche-Comté	4,9	4,5	0,9	0,7	0,8
Bretagne	4,4	1,1	3,2	0,1	1
Centre-Val de Loire	4,6	4,6	0,3	1,1	1,1
Grand Est	6	5,1	0,7	0,7	0,7
Hauts-de-France	5,5	2,5	3,3	0,2	2,2
Île-de-France	1	0,6	0,1	0,2	0,2
Normandie	1,9	1,3	0,1	0,4	0,9

Nouvelle-Aquitaine	12	8,4	1,9	1,3	7,6
Occitanie	8,1	4,3	3,1	0,4	1
Pays de la Loire	5	1,8	2,8	0,1	0,7
Provence-Alpes-Côte d'Azur	6,4	1,2	4,7	0	1,3
Total	**67,3**	**39,2**	**24**	**5,4**	**19,3**

Tableau 4 : Récapitulatif des SREnR et des dépassements actuels et futurs (en GW)

De nouveau, toutes les régions ne sont pas impactées de la même façon. La Nouvelle-Aquitaine se distingue particulièrement, à la fois à l'horizon actuel, où elle représente près de 25% des capacités ne pouvant être raccordées dans le cadre des S3REnR, et à l'horizon 2035, où cette part atteint près de 40%. Cette spécificité se reflète également dans les coûts associés : la Nouvelle-Aquitaine concentre 26 % des coûts en 2026, et 43% en 2035.

4 Conclusion sur la phase 1

L'objectif de la phase 1 de ce projet était d'une part de réaliser une analyse des communes présentant un intérêt pour le développement du power-to-méthane, en croisant le développement ENR, les contraintes sur le réseau de transport et de distribution et la présence de CO_2 biogénique, et d'autre part de mener une analyse sur les coûts engendrés par les congestions sur le réseau électrique.

À l'issue de ces analyses, il apparaît clairement que :

- La diagonale Sud-Ouest-Nord-Est de la France concentre un nombre conséquent de communes présentant un intérêt modéré à fort pour le déploiement du power-to-méthane ;
- Les coûts engendrés par les phénomènes de congestion sur le réseau de transport et de distribution sont conséquents (500 M€/an en 2035 pour le redispatching et le countertrading pour le réseau de transport, plus d'un milliard d'euros à prévoir au niveau du réseau de distribution pour le raccordement de nouvelles installations ENR) ;
- Il existe une forte corrélation entre les régions présentant de l'intérêt pour le développement du power-to-méthane et celles concentrant les coûts liés aux congestions. La Nouvelle-Aquitaine en constitue un exemple particulièrement représentatif et apparaît comme une zone d'intérêt pour une étude de cas concrète en phase 3.

Ces résultats sont complétés et consolidés dans la phase 2, qui vise à analyser le potentiel techno-économique de déploiement du power-to-méthane en France à l'aide d'une modélisation du système énergétique français à horizon 2035.